



Riksrevisjonen

Riksrevisjonens undersøkelse av statens arbeid med CO₂-håndtering

Dokument 3:14 (2012–2013)



23 257 -3 918 240 1 255 712 474 320 120 3 924 23 781 379 17 11

Denne publikasjonen finnes på Internett:
www.riksrevisjonen.no

Offentlige institusjoner kan bestille publikasjonen fra
Departementenes servicesenter
Telefon: 22 24 20 00
E-post: publikasjonsbestilling@dss.dep.no
www.publikasjoner.dep.no

Andre kan bestille fra
Bestillinger offentlige publikasjoner
Telefon: 55 38 66 00
Telefaks: 55 38 66 01
E-post: offpub@fagbokforlaget.no

Fagbokforlaget AS
Postboks 6050 Postterminalen
5892 Bergen

ISBN 978-82-8229-235-1

Forsideillustrasjon: 07 Oslo

Riksrevisjonens undersøkelse av statens arbeid med CO₂- håndtering

Dokument 3:14 (2012–2013)

Til Stortinget

Riksrevisjonen legger med dette fram Dokument 3:14 (2012–2013) *Riksrevisjonens undersøkelse av statens arbeid med CO₂-håndtering*.

Riksrevisjonen, 17. september 2013

For riksrevisorkollegiet

Jørgen Kosmo
riksrevisor

Innhold

1 Hovedfunn	7
2 Riksrevisjonens merknader	8
3 Riksrevisjonens anbefalinger	12
4 Departementets oppfølging	12
5 Riksrevisjonens sluttmerknad	15
Vedlegg 1: Riksrevisjonens brev til statsråden	17
Vedlegg 2: Statsrådets svar	21
Vedlegg 3: Rapport	32
Ordliste og forkortelser	39
1 Innledning	42
2 Metodisk tilnærming og gjennomføring	45
3 Revisjonskriterier	48
4 Organisering av arbeidet og disponering av midlene	53
5 Rammene for CO ₂ -håndtering på Mongstad	55
6 Teknologisenteret på Mongstad	60
7 Fullskala CO ₂ -fangst på Mongstad	84
8 CO ₂ -håndtering på Kårstø	94
9 Transport og lagring av CO ₂	98
10 Styring og oppfølging	105
11 Vurderinger	117
12 Referanser	123
Vedlegg	128

Utbrett: Bakgrunn og mål for undersøkelsen

Olje- og energidepartementet

Riksrevisjonens undersøkelse av statens arbeid med CO₂-håndtering

Det er viktig å utvikle framtidsrettede og effektive teknologier for å fange og lagre CO₂ fra forbrenning av fossil energi. Dette kan gjøre CO₂-håndtering til et sentralt virkemiddel i klimapolitikken, både nasjonalt og internasjonalt.

Målet med undersøkelsen har vært å vurdere hvordan Olje- og energidepartementet sikrer at Stortingets mål om CO₂-håndtering blir realisert, og å belyse årsaker til utviklingen i ressursbruk og framdrift i CO₂-håndteringsprosjektene. Undersøkellesperioden er 2006–2012.

Olje- og energidepartementet har det overordnede ansvaret for å gjennomføre CO₂-håndteringsprosjektene. Ansvaret for å forvalte statens interesser i prosjektene er delegert til Gassnova SF (Gassnova). Undersøkelsen omfatter utvikling, bygging og drift av Teknologisenteret på Mongstad (TCM) og planlegging av fullskalafangst med løsninger for transport og lagring på Kårstø og Mongstad. Arbeidet med å realisere TCM og fullskalaanlegget på Mongstad skjer i nært samarbeid med Statoil ASA (Statoil), jf. *Avtalen mellom Olje- og energidepartementet og Statoil om samarbeid om håndtering av CO₂ på Mongstad* fra 2006 (heretter kalt Gjennomføringsavtalen) og Miljøverndepartementets utslippstillatelse. Bygging og drift av TCM er organisert gjennom teknologiselskapet TCM DA der staten og Statoil er de største eierne. Statoil har vært prosjektleder for utbyggingen av TCM og er ansvarlig for driften. Statoil er også prosjektleder for planleggingen av fullskalaanlegget på Mongstad. Gassnova ivaretar statens interesser i TCM- og fullskalaprojektet hovedsakelig gjennom å delta i styrende organer. I Kårstø- og transport- og lagringsprosjektet har Gassnova vært prosjektleder i planleggingsfasen.

I perioden 2007–2012 har staten samlet brukt 7,4 mrd. kroner til CO₂-håndteringsprosjektene på Kårstø og Mongstad. Staten har brukt om lag 5 mrd. kroner på planlegging og gjennomføring av TCM. Planlegging av fullskala CO₂-fangst på Mongstad og Kårstø med løsninger for transport og lagring har til sammen kostet 1,9 mrd. kroner.

Rapporten ble forelagt Olje- og energidepartementet ved brev av 20. mars 2013. Departementet har i brev av 30. april 2013 gitt kommentarer til rapporten. Kommentarene er i hovedsak innarbeidet i rapporten og i dette dokumentet.

Rapporten, riksrevisorkollegiets oversendelsesbrev til departementet 23. mai 2013 og statsrådets svar 7. juni 2013 følger som trykte vedlegg.

1 Hovedfunn

- Kompleksiteten i gjennomføring av CO₂-håndtering på Mongstad ble undervurdert da Gjennomføringsavtalen ble undertegnet i 2006.
- Teknologisenteret (TCM) er realisert med høyt ambisjonsnivå og høy standard, men høye kostnader kan redusere interessen for økt industriell deltakelse.
- Investeringsbudsjettet til partnerne i TCM DA var betydelig høyere enn det som ble presentert ved Stortingets behandling av investeringen i TCM.

- Det er få virkemidler for god kostnadsstyring og rask framdrift i fangstprosjektene på Mongstad.
 - Inngåtte avtaler begrenser statens styringsmuligheter.
 - Incentivene for kostnadsstyring i TCM er svake.
 - Det ble ikke gjennomført uavhengig kvalitetssikring av TCM.
 - Statoil har få incentiver for en tids- og kostnadseffektiv utvikling av fullskala-prosjektet.
 - Det er utfordrende for Gassnova å ivareta statens interesser.
- Juridisk og organisatorisk rammeverk for transport og lagring av fanget CO₂ er ikke avklart.
- Det har vært svakheter i Olje- og energidepartementets risikostyring og Gassnovas intern kontroll.

2 Riksrevisjonens merknader

Riksrevisjonen har merket seg at det har vært betydelige kostnadsøkninger i gjennomføringen av CO₂-håndtering på Mongstad. Byggekostnadene og de årlige driftskostnadene for TCM er henholdsvis 1,7 mrd. kroner og 65 mill. kroner høyere enn estimatet som ble presentert ved Stortingets behandling av investeringen i TCM i 2009, jf. St.prp. nr. 38 (2008–2009). For fullskalaprojektet på Mongstad og transport- og lagringsprosjektet har både planleggingskostnadene og anslag for byggekostnader blitt betydelig høyere enn de foreløpige og svært grove anslagene på tidspunktet for undertegning av Gjennomføringsavtalen mellom Olje- og energidepartementet og Statoil i 2006.

Etter Riksrevisjonens oppfatning utgjør de høye kostnadene en risiko for at utbyttet av satsingen på CO₂-håndtering ikke vil stå i forhold til den økonomiske innsatsen. Høye kostnader kan også øke risikoen for at CO₂-håndtering for kull- og gasskraftverk ikke vil vinne fram som klimatiltak. På den annen side er det positivt at satsingen på CO₂-håndtering har bidratt til kompetansebygging hos statlige og industrielle aktører som kan medføre lavere kostnader for CO₂-håndtering på sikt.

2.1 Kompleksiteten i gjennomføring av CO₂-håndtering på Mongstad ble undervurdert da Gjennomføringsavtalen ble undertegnet i 2006

Statoils utslippstillatelse for kraftvarmeverket som ble gitt av Miljøverndepartementet, og Gjennomføringsavtalen mellom Olje- og energidepartementet og Statoil danner utgangspunktet for etablering av anlegg for fangst og lagring av CO₂ fra Mongstad. Etter Riksrevisjonens vurdering ble kompleksiteten i gjennomføring av CO₂-håndtering på Mongstad undervurdert i 2006. Det har blant annet vist seg at det er svært komplisert å planlegge og bygge fangstanlegg i stor skala nær et raffineri og kraftvarmeverk i drift.

Statoil er konsesjonshaver for raffineriet og kraftvarmeverket på Mongstad. Det er imidlertid DONG Generation Norge AS som eier og driver kraftvarmeverket.¹ Dette selskapet har verken gjennom konsesjonskrav, utslippstillatelsen eller avtaler med staten direkte incentiver til å bidra til gjennomføringen av fangstprosjektene. Dette innebærer etter Riksrevisjonens oppfatning at planleggingen og realiseringen av CO₂-håndtering på Mongstad blir vanskeligere.

¹ DONG Energy opplyste i en pressemelding 4. juli 2013 at selskapet har signert en avtale om salg av kraftvarmeverket på Mongstad til Statoil.

I tillegg er driftsmønsteret ved raffineriet endret, og behovet for varme fra kraftvarmeverket er derfor i perioder redusert. For å være sikret tilstrekkelig og kontinuerlig røykgass til testaktivitetene ved TCM var det derfor behov for å bygge flere tilkoblingspunkter.

2.2 Teknologiseret er realisert med høyt ambisjonsnivå og høy standard, men høye kostnader kan redusere interessen for økt industriell deltakelse

Teknologiseret for CO₂-fangst på Mongstad (TCM) skal bidra til teknologiutvikling for økt global utbredelse av anlegg for CO₂-fangst. Formålet er å kvalifisere og teste teknologier, høste erfaringer og bidra til spredning av løsninger for CO₂-håndtering. Det har vært et mål for regjeringen å etablere et samarbeid mellom staten og selskaper som har betydelig faglig kompetanse og erfaring med utvikling av CO₂-fangstteknologier. I tillegg til statlige bidrag er det helt avgjørende å få ledende kraftprodusenter, oljeselskaper og industriforetak til å utnytte sine ressurser og sin kompetanse til å realisere teknologier som reduserer utslippene av CO₂.

TCM startet driften sommeren 2012, om lag ett og et halvt år senere enn det som var lagt til grunn i utlippstillatelsen, og om lag ett halvt år senere enn det som ble lagt til grunn ved Stortingets behandling av investeringen i TCM. To industrielle selskaper, A/S Norske Shell og Sasol New Energy Holdings Pty Ltd., deltar i TCM DA sammen med Gassnova og Statoil. Statens eierandel er 75 prosent. To utenlandske kraftselskaper valgte ikke å videreføre samarbeidet etter planleggingsfasen. Etter at Sasol kom inn på eiersiden i 2010 har ikke Olje- og energidepartementet og Gassnova fått med flere partnere som kunne ha styrket gjennomføringen og redusert statens risiko.

Avtalene som Olje- og energidepartementet og Gassnova har inngått med de andre eierne i TCM DA legger opp til høyt ambisjonsnivå og standarder og rutiner for bygging og drift som gir høy sikkerhet og kvalitet. TCM er realisert med muligheter for å teste ut flere forskjellige teknologier på utlipp fra både raffineriet og kraftvarmeverket. Riksrevisjonen mener at anlegget derfor har et stort potensial for å bidra til relevant teknologiutvikling. De høye driftskostnadene skyldes hovedsakelig høye personalkostnader, høye utgifter til blant annet elektrisitet og damp og betydelig eiendomsskatt. Etter Riksrevisjonens oppfatning er det en risiko for at TCM DAs betydelige gjeld og høye driftskostnader kan redusere industrielle aktørers interesse for å bidra med finansiering.

2.3 Investeringsbudsjettet til partnerne i TCM DA var betydelig høyere enn det som ble presentert ved Stortingets behandling av investeringen i TCM

I St.prp. nr. 38 (2008–2009), som ble oversendt Stortinget 30. januar 2009 og behandlet 7. mai 2009, ble det angitt en forventet byggekostnad for TCM på 4,2 mrd. kroner (uten mva.). Dette inkluderte et usikkerhetstillegg som var høyere enn for andre store byggeprosjekter. Det ble ikke lagt opp til en prosjektreserve for å håndtere eventuelle endringer i prosjektets omfang og uventede kostnadsøkninger. 17. juni 2009 besluttet Olje- og energidepartementet og de andre eierne i TCM DA å bygge TCM på grunnlag av et kostnadsestimert på 4,64 mrd. kroner. I tillegg ble det avsatt en prosjektreserve på 1,3 mrd. kroner slik at det totale investeringsbudsjettet var 5,9 mrd. kroner. Olje- og energidepartementet og Gassnova har forholdt seg til investeringsbudsjettet på 5,9 mrd. kroner i prosjektgjennomføringen. St.prp. nr. 1 (2009–2010) for Olje- og energidepartementet inneholder ikke opplysninger om prosjektreserven. Stortinget har blitt orientert om oppdaterte kostnadsestimater underveis i byggeprosessen gjennom de årlige budsjettforslagene.

Underveis i byggeprosessen har det vært kostnadsøkninger spesielt for teknologi-anleggene, men også for infrastruktur og hjelpesystemer. Konsekvensen har vært at

hele prosjektreserven er brukt opp. Etter Riksrevisjonens oppfatning burde Olje- og energidepartementet ved behandlingen av St. prp. nr. 38 (2008–2009) samtidig ha framlagt informasjon om at departementet hadde til hensikt å inngå en avtale med Statoil som la opp til å avsette en prosjektreserve som reelt sett har inngått i den totale kostnadsrammen for prosjektet.

2.4 Få virkemidler for god kostnadsstyring og rask framdrift i fangstprosjektene på Mongstad

Inngåtte avtaler begrenser statens styringsmuligheter

Energi- og miljøkomiteen i Stortinget har sterkt understreket viktigheten av streng budsjettkontroll og kostnadsstyring i tilknytning til investeringen i TCM og ved planleggingen av fullskala CO₂-håndtering på Mongstad. Avtalene som er inngått med Statoil og de andre partnerne i TCM DA regulerer statens adgang til å styre prosjektene.

Etter Riksrevisjonens vurdering har Olje- og energidepartementet gjennom forhandlinger om de utdypende avtalene til Gjennomføringsavtalen gitt fra seg vesentlig styringsrett og muligheter for å utøve kostnadsstyring i gjennomføringen av CO₂-håndteringsprosjektene gjennom deltakelse i styrende organer. Blant annet er det i de senere avtalene bestemmelser om at beslutninger krever enighet mellom Statoil og Gassnova under utbygging og drift av TCM og for planlegging av fullskalaprojektet. Selv om statens eierandel i TCM er på 75 prosent, kan Gassnova derfor ikke overstyre Statoil for eksempel i spørsmål om kostnadsreduksjoner i driftsfasen.

Riksrevisjonen mener det er lite gunstig at Statoil leder styringskomiteen i planleggingen av fullskalafangst på Mongstad og samtidig er prosjektleder, når staten dekker alle kostnadene. Selv om Gassnova deltar i styringskomiteen er konsekvensen av dette at statens styringsmuligheter er svekket. Riksrevisjonen er på den annen side positiv til at statens rett til innsyn og verifikasjon er styrket i den siste avtalen om planlegging av fullskalafangst på Mongstad. Riksrevisjonen vil framheve viktigheten av at Gassnova utnytter retten til innsyn i planleggingsarbeidet slik at eventuelle framtidige fangstprosjekter andre steder enn på Mongstad kan dra nytte av erfaringene.

Insentivene for kostnadsstyring i TCM er svake

Olje- og energidepartementet og Statoil har inngått en avtale der staten påtok seg et større ansvar for kostnadsoverskridelser for teknologianleggene ved bygging av TCM, mens Statoil skulle dekke statens andel av overskridelser for hjelpesystemer og infrastruktur. Avtalen tok utgangspunkt i investeringsbudsjettet på 5,9 mrd. kroner. Fordi avtalen om kostnadsoverskridelser initialt inkluderte hele prosjektreserven, har denne etter Riksrevisjonens oppfatning i liten grad bidratt til å begrense kostnadene i prosjektgjennomføringen.

Finansieringsmodellen innebærer videre at de industrielle partnerne i TCM DA kan få redusert skatt på grunn av fradrag i inntekt ved kjøp av forskningstjenester som skal dekke investeringskostnadene i TCM. De industrielle partnernes insentiver til å begrense kostnadene er etter Riksrevisjonens vurdering svekket som følge av denne skatteeffekten.

Det ble ikke gjennomført uavhengig kvalitetssikring av TCM

A/S Norske Shell, som er partner i TCM DA og deleier av raffineriet på Mongstad, gjennomførte en kvalitetssikring av kostnadsestimatet for TCM-prosjektet før investeringsbeslutningen. Det ble imidlertid ikke gjennomført en uavhengig kvalitetssikring. Etter Riksrevisjonens oppfatning kunne en uavhengig kvalitetssikring til-

svarende den statlige KS-ordningen ha bidratt til å etterprøve valg av gjennomføringsmodell, styringsunderlag og kostnadsoverslag før investeringsbeslutningen, og i større grad sikret at de organisatoriske løsningene som ble valgt er hensiktsmessige. En ekstern revisjon av Statoils praktisering av avtalen om kostnadsoverskridelser konkluderte blant annet med at et ufullstendig kostnadsestimat ved avtaletidspunktet gjorde det utfordrende å utføre en revisjon av i hvilken grad avtalen ble overholdt. Riksrevisjonen mener derfor at et bedre grunnlag for investeringsbeslutningen kunne ha styrket Gassnovas muligheter for oppfølging og styring av kostnadene som påløp underveis i prosjektgjennomføringen.

Statoil har få insentiver for en tids- og kostnadseffektiv utvikling av fullskala-prosjektet

Staten skal bruke om lag 3 mrd. kroner på å planlegge fullskalaprojektet på Mongstad. Gjennomføringsavtalen anga at investeringsbeslutningen skulle tas i 2012. Meld. St. 9 (2010–2011) anga at et samlet beslutningsgrunnlag om bygging av fullskalaanlegget på Mongstad vil kunne legges fram for Stortinget senest i 2016. I tillegg til faktorene som er framhevet i punkt 2.1, er de viktigste årsakene til endringer i gjennomførings-tid:

- svakheter i Masterplanen om gjennomføringen av CO₂-fangst på Mongstad som Statoil var forpliktet til å levere ifølge utslippstillatelsen og Gjennomføringsavtalen
- usikkerhet rundt helse- og miljøeffekter ved bruk av aminteknologi og beslutning om bredere teknologikvalifisering

Meld. St. 9 (2010–2011) og Innst. 295 S (2010–2011) anga et foreløpig, grovt investeringsestimat for fullskalaanlegget inkludert transport og lagring på i størrelsesorden 20–25 mrd. kroner. Fordi Statoil er ansvarlig for budsjettoverskridelser i gjennomføringsfasen, mens staten dekker alle planleggingskostnadene, kan en omfattende planleggingsprosess bidra til å begrense Statoils risiko for senere kostnadsøkninger. Etter Riksrevisjonens vurdering har Statoil få insentiver til å gjennomføre prosjektet raskt og til å bidra til et lavest mulig investeringsestimat.

Utfordrende for Gassnova å ivareta statens interesser

Gassnovas styringsmuligheter i TCM og fullskalaprojektet på Mongstad er i hovedsak begrenset til rådgivning ved avtaleinngåelser, verifikasjon av Statoils arbeid og deltakelse i styrende organer. Denne eierstyringsrollen forutsetter høy kompetanse, og det er krevende for Gassnova å ivareta denne rollen. Gassnovas organisasjon er styrket over tid, men foretaket er fortsatt svært avhengig av innleid kompetanse. Riksrevisjonen vil peke på at Olje- og energidepartementet har gitt Gassnova et betydelig ansvar sammenlignet med organisasjonens størrelse og egen kompetanse. Konsekvensen kan etter Riksrevisjonens vurdering bli at Gassnova ikke på en god nok måte ivaretar statens betydelige økonomiske engasjement i CO₂-håndteringsprosjektene.

2.5 Juridisk og organisatorisk rammeverk for transport og lagring av fanget CO₂ er ikke avklart

Stortinget har forutsatt at en løsning for transport og lagring av CO₂ fra Mongstad skal være klar ved oppstart av fullskalaanlegget. Transport- og lagringsløsninger har vært planlagt fra Kårstø, fra Mongstad og fra begge anleggene samlet. Endringer i tidsfrister og oppdrag underveis, samt et større behov for kostbare tekniske undersøkelser, har medført betydelig økte planleggingskostnader.

Industrielle aktører har få kommersielle insentiver til å delta i transport og lagring av CO₂. EUs lagringsdirektiv gir dessuten industrien et ansvar for å overvåke og garantere for eventuelle lekkasjer av CO₂ i framtiden. Direktivet er per mai 2013 ikke tatt inn i EØS-avtalen. Det er derfor ikke etablert noen endelig modell for utbygging og drift av

transport- og lagringssystemet. Avklaring av juridisk og organisatorisk rammeverk er en forutsetning for slutføringen av sentrale prosjektaktiviteter fram mot investeringsbeslutning. Etter Riksrevisjonens vurdering er det derfor en risiko for at en transport- og lagringsløsning ikke vil foreligge ved tidspunktet for realiseringen av fullskalaanlegget.

2.6 Svakheter i internkontroll og risikostyring

Olje- og energidepartementet skal gjennom å utøve overordnet styring og kontroll av Gassnova bidra til at selskapet på en effektiv måte oppfyller sitt formål. Eierstyringen skal vektlegge at målene som er fastsatt for selskapet oppnås og at styret fungerer tilfredsstillende. Riksrevisjonen har merket seg at Olje- og energidepartementet har hatt en tett oppfølging av Gassnova.

Riksrevisjonen har merket seg at det har vært svakheter i Gassnovas internkontroll, spesielt knyttet til anskaffelser. Etter Riksrevisjonens oppfatning kan svak internkontroll medføre at statens midler ikke brukes effektivt. Det er positivt at Gassnova har iverksatt tiltak for å bedre internkontrollen.

Det brukes betydelige statlige midler til å utvikle teknologi for CO₂-håndtering i samarbeid med industriselskaper med kommersielle interesser. Olje- og energidepartementets risikostyring er i all hovedsak basert på Gassnovas årlige rapportering av overordnede risikoer. Departementet dokumenterer i liten grad at det har foretatt selvstendige og systematiske risikovurderinger. Etter Riksrevisjonens vurdering kan dette medføre at departementet ikke på et tidlig nok tidspunkt iverksetter hensiktsmessige forebyggende og korrigerende tiltak. Dette tilsier etter Riksrevisjonens oppfatning økt oppmerksomhet om risikostyring i Olje- og energidepartementets arbeid med å realisere CO₂-håndteringsprosjektene.

3 Riksrevisjonens anbefalinger

Riksrevisjonen anbefaler at Olje- og energidepartementet:

- forbedrer den samlede risikohåndteringen i statens arbeid med CO₂-håndtering
- sikrer langsiktig bruk av Teknologisenteret gjennom blant annet å vurdere ytterligere tiltak for å redusere driftsutgiftene og å motivere til bredere industriell deltakelse
- vurderer tiltak for å styrke Gassnovas arbeid med å utøve kostnadsstyring og medvirke til effektiv framdrift i planleggingen av fullskalaprojektet på Mongstad
- styrker arbeidet med å få på plass juridiske og kommersielle rammebetingelser for transport og lagring av CO₂

4 Departementets oppfølging

Statsråden viser til at arbeidet med å utvikle teknologi for CO₂-håndtering er utfordrende, og at det er gjort betydelige framskritt siden 2006. Mye av kunnskapen og kompetansen som har blitt opparbeidet, vil etter statsrådets oppfatning bidra til å redusere kostnadene for CO₂-håndtering globalt. Staten har funnet det nødvendig å engasjere seg direkte i teknologiutvikling med store kostnader. Dette innebærer høy risiko, og en må alltid være forberedt på at noen veivalg ikke fører fram eller blir mer krevende enn forventet. Statsråden framhever at risikoen og forutsetningene for statens innsats er tydelig kommunisert til Stortinget.

Statsråden understreker at usikkerheten ved kostnadsestimatene for CO₂-håndtering har vært tydelig kommunisert til Stortinget, og at Stortinget har blitt orientert om utviklingen i investeringskostnader og budsjettbehov gjennom den ordinære budsjettprosessen. Statsråden er enig i at planleggingskostnadene ved fullskalaprojektet og transport og lagring har økt. Økningen har blant annet bakgrunn i tiltak for å redusere teknisk og økonomisk risiko.

Når det gjelder Riksrevisjonens oppfatning om at de høye kostnadene utgjør en risiko for at utbyttet av satsingen på CO₂-håndtering ikke vil stå i forhold til den økonomiske innsatsen, er dette ifølge statsråden for tidlig å konkludere.

Statsråden deler ikke Riksrevisjonens vurdering av at høye kostnader kan redusere interessen for økt industriell deltakelse i TCM. Anlegget er bygget innenfor budsjettet ved investeringsbeslutning, inkludert prosjektreserve. Videre er det ikke grunn til å anta at økningene i driftsbudsjettet vil virke avskrekkende. Anleggets fleksible utforming vil være viktig for å tiltrekke seg flere eiere og brukere. TCMs gjeld betjenes av de nåværende eierne, og det vil være interessen i markedet som bestemmer vilkårene for å overdra statlige eierandeler i TCM til eventuelle nye eiere.

Regjeringen la stor vekt på rask framdrift i arbeidet med TCM. For ikke å forsinke byggeprosessen ble St.prp. nr. 38 (2008–2009) lagt fram i januar 2009 og behandlet i Stortinget i mai samme år, før et endelig investeringsestimat forelå. Statsråden opplyser at partnerne i TCM DA vedtok et investeringsbudsjett på 4,64 mrd. kroner (uten mva.). Forskjellen fra estimatet i St.prp. nr. 38 (2008–2009) skyldtes hovedsakelig justering av kroneverdi og mindre endringer i arbeidsomfanget. I store industrielle prosjekter er det vanlig med P50-estimat og å sette av reserver. Partnerne i TCM ble derfor enige om en prosjektreserve på 1,3 mrd. kroner. Staten har ikke avsatt denne prosjektreserven i budsjettet, men har løpende redegjort for utviklingen i estimater og revidert bevilgningsbehov i det enkelte budsjettår. Ifølge statsråden har usikkerheten ved kostnadsestimatene vært tydelig kommunisert til Stortinget helt siden St.prp. nr. 38 (2008–2009).

Statsråden viser videre til at Shell ikke hadde spesielle kommentarer eller merknader til det foreslåtte byggebudsjettet eller tidsplanen ved selskapets kvalitetssikring av beslutningsgrunnlaget for byggingen av TCM. Videre anser statsråden Shells eierandel i raffineriet på Mongstad som lite relevant. Det har vært en forutsetning for samarbeidet at Statoils modell for prosjektgjennomføring benyttes, og statsråden mener at kvalitetssikringen av prosjektet var tilstrekkelig.

Avtalene som detaljerer statens og Statoils rettigheter og plikter, er et resultat av forhandlinger med Gjennomføringsavtalen som utgangspunkt. Det er få insentiver til å investere i storskala CO₂-håndteringsprosjekter, og arbeidet innebærer høy risiko. I arbeidet med å utvikle avtaleverk for disse prosjektene har staten derfor søkt å finne god balanse i fordelingen av risiko og kostnader.

Stemmeregulene i TCM er bygget opp etter prinsippene fra utvinningstillatelsene på sokkelen. Prinsippet reflekterer kompetansen TCMs eiere bringer inn i prosjektet og verdien av meningsbryting i styringskomiteen, og dette oppnås bare dersom flere i partnerskapet har reell innflytelse på beslutninger. Regjeringen har vurdert de industrielle partnersnes kunnskap og erfaring som helt vesentlig i CO₂-håndteringsarbeidet. En mulighet for å kunne overstyre disse selskapene ville derfor virke mot sin hensikt.

Statsråden er ikke enig i Riksrevisjonens vurdering om at planleggingen og realiseringen av CO₂-håndtering på Mongstad har blitt vesentlig vanskeligere grunnet forhold knyttet til DONG og selskapets avtaler med Statoil. Statsråden understreker at det er Statoil som har konsesjon for å drive kraftverket.

Statsråden har vanskelig for å se at Statoils ledelse av styringskomiteen for fullskala-prosjektet er problematisk. Statoil er prosjektleder for planleggingen, og Statoils styrende dokumenter skal følges. Da er det naturlig at Statoil også leder styringskomiteen. Statoil har ikke mulighet til å bruke sin lederposisjon til å vedta budsjetter eller arbeidsprogram som Gassnova ikke er enig i.

Statsråden er enig i at Gassnova har et betydelig ansvar i statens engasjement i CO₂-håndtering. Det er en utfordring å bygge opp et nytt statlig foretak på relativt kort tid. Samtidig bemerkes det at Gassnova så langt har vært i god stand til å ivareta sine oppgaver innenfor de rammer som er satt for virksomheten. Fordi Gassnovas oppgaver vil kunne variere over tid, er det viktig med fleksibilitet i driften av selskapet.

Statsråden deler Riksrevisjonens vurdering om at det er viktig å få etablert et juridisk og organisatorisk rammeverk for transport og lagring av CO₂ på norsk sokkel. Dette arbeidet pågår, og departementet har lagt ned et betydelig arbeid for å finne gode løsninger innenfor direktivets rammer. Statsråden erkjenner at arbeidet har tatt lang tid, og viser til at dette blant annet skyldes utfordringer knyttet til hvordan direktivet kan implementeres i Norge. Det er for enkelt å si at årsaken til at en endelig modell for utbygging og drift av transport- og lagringsløsninger beror på at direktivet per mai 2013 ikke er tatt inn i EØS-avtalen. Forhold som risiko, kostnadsfordeling og organisering må også avklares.

Statsråden viser til at det er fattet viktige beslutninger og tiltak som har bidratt til å redusere risikoen i arbeidet med CO₂-håndtering. Gjennomføringen av CO₂-håndteringsprosjektene på Mongstad i to steg gir bedre kontroll på risikoen. Også opprettelsen av statsforetaket Gassnova og en egen seksjon i departementet har bidratt til å redusere risiko. Departementet og Gassnovas styre har i tillegg engasjert seg aktivt i Gassnovas risikovurderinger, og det har vært en tett dialog mellom departementet og Gassnova for avklaring av viktige spørsmål underveis. Statsråden er derfor uenig i Riksrevisjonens kritikk av departementets risikostyring på dette området. Risiko forbundet med CO₂-håndteringsprosjektene på Mongstad har hovedsakelig vært av teknisk-økonomisk karakter, og risikohåndteringen har derfor i stor grad vært basert på faglige vurderinger fra Gassnova og andre involverte parter. De risikoreducerende tiltakene departementet har hatt til disposisjon, omfatter blant annet organisering, utforming av juridisk rammeverk og bevilgningsvedtak. Statsråden viser til at det ikke framgår av Riksrevisjonens undersøkelse hvilke risikofaktorer som er ignorert av departementet, eller hvilke typer tiltak departementet kunne ha iverksatt.

Når det gjelder Riksrevisjonens anbefaling om at Olje- og energidepartementet bør forbedre den samlede risikohåndteringen i statens arbeid med CO₂-håndtering, er det etter statsrådets syn viktig å sikre at tidsbruken til dokumentasjon og rapportering minst oppveies av reelle forbedringer i forståelsen av risiko og tilhørende tiltak. Det vises til at Olje- og energidepartementet har vurdert hvordan en mer systematisk tilnærming til risiko- og vesentlighetsvurderinger kan tilføre merverdi til departementets arbeid. Departementet satte høsten 2012 i gang et styringsprosjekt som skal styrke arbeidet med dokumentasjon av risiko- og vesentlighetsvurderinger og vurdere forbedringstiltak i departementets risikostyring.

Statsråden slutter seg til Riksrevisjonens anbefaling om å sikre langsiktig bruk av Teknologisenteret gjennom å vurdere tiltak for å redusere driftsutgiftene og å motivere til bredere industriell deltakelse. Resultatmål i tildelingsbrevet til Gassnova for 2013 vektlegger blant annet tilrettelegging av langsiktig og god utnyttelse av anleggene og rekruttering av nye brukere og eiere. Gassnova har orientert om det pågående arbeidet i en arbeidsgruppe i TCM som ser på driftsutgiftene, og statsråden vil følge dette arbeidet nøye.

Når det gjelder Riksrevisjonens anbefaling om at departementet bør vurdere tiltak for å styrke Gassnovas arbeid med å utøve kostnadsstyring og medvirke til effektiv framdrift i planleggingen av fullskalaprojektet på Mongstad, uttrykker statsråden at Steg 2 Utviklingsavtalen er balansert med hensyn til de roller Gassnova og Statoil har i planleggingsarbeidet. Gassnova har etter avtalen vide fullmakter når det gjelder innsyn i og revisjon av Statoils arbeid. Statsråden viser også til at det skal gjennomføres en KS2-prosess på investeringsestimater.

Arbeidet med å få på plass juridiske og kommersielle betingelser for transport og lagring av CO₂ er høyt prioritert av Olje- og energidepartementet. Statsråden viser til at Gassnova har levert innspill til departementet om utviklingen av en modell for gjennomføring av transport og lagring av CO₂ fra Mongstad som danner grunnlaget for Olje- og energidepartementets arbeid på området. Det vises videre til at Olje- og energidepartementet, Arbeidsdepartementet og Miljøverndepartementet arbeider med utkast til forskrifter for implementering av lagringsdirektivet. Olje- og energidepartementet vurderer hvordan dette arbeidet kan styrkes ytterligere.

5 Riksrevisjonens sluttmerknad

Statsråden framhever at Riksrevisjonen ikke har synliggjort hvilke risikofaktorer Olje- og energidepartementet har ignorert, eller hvilke type tiltak departementet kunne ha iverksatt. Etter Riksrevisjonens oppfatning har departementets risikostyring vært for svak når det gjelder å se helheten i rammebetingelser, organisering og teknisk-økonomiske utfordringer. Riksrevisjonen er positiv til at Olje- og energidepartementet har igangsatt et internt prosjekt som har som formål å gjennomgå, forbedre og dokumentere departementets risikostyring. Riksrevisjonen merker seg ellers at departementet har iverksatt flere tiltak som er i tråd med Riksrevisjonens merknader og anbefalinger.

Saken sendes Stortinget.

Vedtatt i Riksrevisjonens møte 20. juni 2013

Jørgen Kosmo

Arve Lønnum

Annelise Høegh

Per Jordal

Synnøve Brenden

Björg Selås

Vedlegg 1

Riksrevisjonens brev til statsråden

Statsråd Ola Borten Moe
Olje- og energidepartementet
Postboks 8148 Dep
0033 Oslo

Riksrevisjonens undersøkelse av statens arbeid med CO₂-håndtering

Vedlagt oversendes utkast til Dokument 3:x (2012–2013) *Riksrevisjonens undersøkelse av statens arbeid med CO₂-håndtering*.

Dokumentet er basert på en rapport som ble oversendt Olje- og energidepartementet ved vårt brev 20. mars 2013, og på departementets svar 30. april 2013.

Statsråden bes redegjøre for hvordan departementet vil følge opp Riksrevisjonens merknader og anbefalinger, og eventuelt om departementet er uenig med Riksrevisjonen.

Departementets oppfølging vil bli sammenfattet i det endelige dokumentet til Stortinget. Statsrådens svar vil i sin helhet bli vedlagt dokumentet.

Svarfrist: 5. juni 2013.

For riksrevisorkollegiet


Jørgen Kosmo
riksrevisor

Vedlegg:

Utkast til Dokument 3:x (2012–2013) *Riksrevisjonens undersøkelse av statens arbeid med CO₂-håndtering*.

Vedlegg 2

Statsrådets svar

Riksrevisjonen
Postboks 8130 Dep
0032 OSLO

Deres ref

Vår ref
11/1890

Dato
09.06.2013

Riksrevisjonens undersøkelse av statens arbeid med CO₂-håndtering

Jeg viser til Riksrevisjonens undersøkelse av statens arbeid med CO₂-håndtering og utkast til Dok. 3 av 23. mai 2013. Riksrevisjonen ber om min redegjørelse for hvordan departementet vil følge opp Riksrevisjonens merknader og anbefalinger, og eventuelt om departementet er uenig med Riksrevisjonen. Jeg viser videre til Olje- og energidepartementets brev av 30. april 2013 med kommentarer til Riksrevisjonens hovedanalyserapport. Jeg vil i det følgende komme med mine kommentarer til Riksrevisjonens bemerkninger og anbefalinger.

1. Målene for statens arbeid med CO₂-håndtering

Etter min vurdering har Riksrevisjonen satt seg godt inn i det omfattende sakskomplekset som CO₂-håndtering representerer. Jeg synes også Riksrevisjonen har vist god forståelse for mange av de utfordringene og problemstillingene som arbeidet med CO₂-håndtering reiser.

Arbeidet med å utvikle og ta i bruk teknologi for CO₂-fangst og -lagring er en viktig del av regjeringens klima- og energipolitikk, jf. Meld. St. 21 (2011-2012) *Norsk klimapolitikk*. Dette er utfordrende. Jeg mener vi har gjort betydelige fremskritt i arbeidet med å utvikle teknologi for CO₂-håndtering siden 2006. Teknologiseret på Mongstad (TCM) er ferdigstilt og satt i drift, vi har lagt ned et stort arbeid i å utrede fullskala CO₂-håndtering på Kårstø og Mongstad og vi har gjort et betydelig arbeid for å legge til rette for en transport- og lagringsløsning fra et fremtidig fullskalaanlegg på Mongstad. I tillegg har CLIMIT-programmet støttet et stort antall FoU- og demonstrasjonsprosjekter siden 2005. Mye av den kunnskap og kompetanse som har blitt opparbeidet gjennom disse prosjektene, har bidratt betydelig til modning av teknologier for CCS og vil bidra til å redusere kostnadene for CO₂-håndtering globalt.

Regjeringens mål er at TCM skal være en arena for langsiktig og målrettet utvikling, testing og kvalifisering av teknologi for CO₂-fangst, jf. Meld. St. 21 (2011-2012). Statens deltakelse i TCM representerer ett av de tyngste løft staten har gjort innenfor utvikling og demonstrasjon av teknologi. Staten har funnet det nødvendig å engasjere seg direkte i teknologiutvikling med store kostnader og høy risiko ikke minst fordi at internasjonal leverandørindustri ikke har sterke nok insentiver til å bringe CO₂-fangstteknologier fram til kommersialisering. I den sammenheng er det også viktig å presisere at regjeringens satsing på CO₂-håndtering har et globalt perspektiv, jf. Meld. St. 9 (2010-2011) *Fullskala CO₂-håndtering*: "I dette arbeidet er det en målsetting å bidra til å utvikle effektive teknologier for CO₂-håndtering, og til at erfaring og teknologi som blir utviklet i norske prosjekter kan resultere i reduksjoner av CO₂-utslipp også utenfor Norge." Jeg viser også til Meld. St. 21 (2011-2012): *Norsk klimapolitikk: "Teknologi for CO₂-håndtering vil være et av de viktigste tiltakene i kampen mot global oppvarming."*

Engasjement i teknologiutvikling innebærer høy risiko og en må alltid være forberedt på at noen veivalg ikke fører fram eller blir mer krevende enn forventet. Dersom det skulle vise seg at teknologier som prøves ut til slutt ikke vurderes som hensiktsmessige eller vurderes som for kostnadskrevede, er dette ikke et uvanlig utfall, men det er likefullt et viktig resultat i et bredere teknologiutviklingsperspektiv. Risikoen ved etablering av et slikt anlegg og forutsetningene for statens innsats er tydelig kommunisert til Stortinget, bl.a. i St. prp. nr. 38 (2008-2009) der det står at "*CO₂-håndtering på Mongstad står sentralt i regjeringens satsing på å få fram teknologier som kan redusere utslipp av CO₂. Arbeidet er krevende og det er betydelig risiko involvert knyttet til utvikling av slike teknologier fra forskningsstadiet til industriell skala*".

2. Kommentarer til Riksrevisjonens merknader

Riksrevisjonen anfører "*at det har vært betydelige kostnadsøkninger i gjennomføringen av CO₂-håndtering på Mongstad*". Etter mitt syn er dette en upresis formulering. Usikkerheten ved kostnadsestimatene for CO₂-håndtering har vært tydelig kommunisert til Stortinget. TCM må vurderes ut fra at det er en FoU- og demonstrasjonsaktivitet som innebærer høy grad av usikkerhet også når det gjelder kostnader. Stortinget har blitt orientert om utviklingen i investeringskostnader og budsjettbehov gjennom den ordinære budsjettprosessen. Prosjektet har ikke utarbeidet nye investeringsestimater siden Masterplanen fra 2009. Det er riktig at planleggingskostnadene ved fullskalaprojektet og transport og lagring har økt. Mye av denne økningen har bakgrunn i tiltak for å redusere teknisk og økonomisk risiko.

Riksrevisjonen skriver også: "*Etter Riksrevisjonens oppfatning utgjør de høye kostnadene en risiko for at utbyttet av satsingen på CO₂-håndtering ikke vil stå i forhold til den økonomiske innsatsen*". Dette framstår etter mitt syn som en prematur konklusjon. Arbeidet med CO₂-håndtering er fortsatt i en tidlig fase. Regjeringen har lagt ned et betydelig arbeid for å realisere CO₂-håndteringsprosjekter. Prosjektene på Mongstad dreier seg i all hovedsak om teknologiutvikling og må derfor forstås i lys av den

tidshorisont og resultatkrav som gjelder for denne type virksomhet. Det har vært viktig for staten at prosjektene utvikles innenfor industrielle rammer. I tillegg har satsingen altså som mål å redusere kostnadene for CO₂-håndtering globalt. Det er derfor tidlig å konkludere hva erfaringene vi høster på Mongstad vil bety for tiltakskostnaden for reduksjon av CO₂-utslipp fra CO₂-håndtering.

2.1. Kompleksiteten i gjennomføring av CO₂-håndtering på Mongstad ble undervurdert da Gjennomføringsavtalen ble undertegnet i 2006

Riksrevisjonen anfører at kompleksiteten i gjennomføring av CO₂-håndtering på Mongstad ble undervurdert da Gjennomføringsavtalen ble undertegnet. Utviklingen av CO₂-håndteringsprosjekter er komplisert, det viser både våre erfaringer og erfaringer i EU. EU-landene har hatt en felles målsetting om å realisere opp til tolv storskala demonstrasjonsprosjekter innen 2015. Det synes for øyeblikket ikke å være noen CO₂-håndteringsprosjekter i Europa som er nær en investeringsbeslutning. Dette er situasjonen til tross for at EU har stilt midler til rådighet, etablert juridisk rammeverk og signalisert en betydelig politisk støtte til CO₂-håndtering som klimatiltak. Lav pris på CO₂-kvoter i EUs kvotesystem og et ikke fullt utviklet rammeverk for CO₂-håndtering er med på å redusere industrielle aktørers incentiver til å investere i CO₂-håndteringsprosjekter.

Jeg mener Gjennomføringsavtalens utforming adresserer usikkerheten og kompleksiteten ved gjennomføring av CO₂-håndtering på Mongstad. Prosjektets tostegs-modell: først byggingen av et teknologisenter, deretter byggingen av selve fullskalaanlegget, ble valgt fordi det var stor usikkerhet knyttet til etableringen av fullskalaanlegget. Stortinget har blitt orientert om utviklingen av prosjektene og deres kompleksitet og risiko underveis gjennom ordinær budsjettprosess og øvrige stortingsdokumenter.

I teksten under kap. 2.1 i Dok. 3 omtales også forhold knyttet til DONG og deres avtaler med Statoil. Jeg er ikke enig i Riksrevisjonens vurderinger om at ovennevnte bidrar til at planleggingen og realiseringen av CO₂-håndtering på Mongstad har blitt vesentlig vanskeligere som følge av dette. Jeg vil presisere at det er Statoil som har konsesjon for å drive kraftverket og som er utslippstillatelsens subjekt. Riksrevisjonens merknader om dette er derfor etter mitt syn lite relevante for funnet eller undersøkelsen.

2.2. Teknologisenteret er realisert med høyt ambisjonsnivå og høy standard, men høye kostnader kan redusere interessen for økt industriell deltakelse

Jeg finner også grunn til å nyansere Riksrevisjonens påstand om at "(...) høye kostnader kan redusere interessen for økt industriell deltakelse". For det første er prosjektet bygget innenfor budsjettet partnerne var enige om ved investeringsbeslutning, inkludert prosjektereserven. For det andre gir ikke Gassnovas markedsvurderinger grunn til å anta at den økningen man har sett i driftsbudsjettet, skulle virke avskrekkende. Utforming og funksjonaliteten av anlegget gjør at det er lagt til rette for fleksibilitet som er viktig for å tiltrekke seg flere eiere og brukere.

Regjeringen vil søke å trekke industrielle aktører med interesse for utvikling av CO₂-håndteringsteknologi til TCM. Det vil derfor være interessen i markedet som bestemmer de vilkår staten kan stille for å overdra deler av statens andel i teknologiseret til eventuelle nye eiere. TCMs nåværende gjeld betjenes av nåværende deltagere. Gassnova opplyser at flere selskaper har vist interesse for TCM, både teknologileverandører og forsknings- og utviklingsinstitusjoner. TCM samarbeider med flere om forsknings- og utredningsoppgaver og har også tatt initiativ til et globalt nettverk av testsentre for CO₂-teknologi.

2.3. Investeringsbudsjettet til partene i TCM DA var betydelig høyere enn det som ble presentert ved Stortingets behandling av investeringen i TCM

Regjeringen har lagt stor vekt på rask framdrift i arbeidet med utviklingen av TCM. Stortingets behandling av investeringen gjennom St. prp. 38 (2008-2009) skjedde derfor før det var framlagt et endelig investeringsestimater for ikke å forsinke byggeprosessen. Proposisjonen ble lagt fram i januar 2009 og behandlet i mai samme år.

I store industrielle prosjekter er det vanlig å styre etter P50-estimatet, mens det er vanlig å avsette en reserve som styringskomiteén i prosjektet kan trekke fra dersom kostnadene skulle bli høyere. Størrelsen på prosjektreserven avhenger av risikoen i prosjektet og også av selskapets interne føringer når det gjelder kapitalavsetninger.

I TCM DA vedtok partnerne ved investeringsbeslutningstidspunktet et investeringsbudsjett på 4,64 mrd. kroner, eks. mva, jf. Prop. 125 S (2009-2010). St. prp. nr. 38 (2008-2009) anslo det forventede behovet for budsjett til 4,2 mrd kr. Forskjellen er i hovedsak justering av kroneverdi og noen mindre endringer i arbeidsomfanget. Partnerne i TCM DA ble også enige om at risikoen knyttet til prosjektet gjorde at det ville være fornuftig å gjøre avsetninger for usikkerhet på 1,3 mrd kroner gjennom investeringsfasen. Denne er omtalt som "prosjektreserve". Staten har ikke foretatt avsetninger for dette i budsjettet, men har løpende redegjort for utviklingen når det gjelder estimater og revidert bevilgningsbehov i det enkelte budsjettår.

Usikkerheten ved kostnadsestimatene for anlegget har vært tydelig kommunisert til Stortinget helt fra St. prp. nr. 38 (2008-2009) ble lagt frem. Stortinget har blitt orientert om utviklingen i investeringskostnader og budsjettbehov gjennom den ordinære budsjettprosessen.

2.4. Få virkemidler for god kostnadsstyring og rask framdrift i fangstprosjektene på Mongstad

Riksrevisjonen anfører at de inngåtte avtaler i CO₂-håndteringsprosjektene begrenser statens styringsmuligheter. Avtalene som er inngått er en detaljering av statens og Statoils rettigheter og plikter. Disse avtalene er et resultat av forhandlinger mellom staten og Statoil med Gjennomføringsavtalen som utgangspunkt. Gjennomføringsavtalen legger ingen føringer for hvordan arbeidet skal organiseres.

Staten har således ikke hatt styringsmuligheter å gi fra seg. Det er etter mitt syn derfor ikke grunnlag for å hevde at staten har gitt fra seg vesentlig styringsrett i prosjektene. Avtalene reflekterer for øvrig hva som var mulig å oppnå i forhandlingene.

Det kan virke som Riksrevisjonen mener det finnes andre mulige alternativer for styringsretten og at andre forutsetninger skulle eller burde ligget til grunn for den faktiske gjennomføringen av prosjektene. Ettersom teknologi for CO₂-håndtering fortsatt krever betydelig modningsarbeid, vil jeg minne om at det er få insentiver til å investere i storskala CO₂-håndteringsprosjekter. Slike aktiviteter innebærer høy risiko og begrensede inntektsmuligheter til dags dato. Dette utgangspunktet må ligge til grunn, sammen med Gjennomføringsavtalen og Miljøverndepartementets utslippstillatelse fra 2006 med tilhørende endringer. I arbeidet med å utvikle et avtaleverk for disse prosjektene har staten derfor søkt å finne en god balanse i fordelingen av risiko og kostnader.

Videre har Riksrevisjonen påpekninger når det gjelder stemmerettsreglene i TCM og i styringskomitéen for fullskalaprojektet. Stemmereglene i TCM er bygget opp etter prinsippene fra utvinningstillatelsene på sokkelen der både antall aktører og eierandel blir hensyntatt i utformingen av stemmereglene. Prinsippet reflekterer kompetansen TCMs eiere bringer inn i prosjektet og verdien av meningsbrytning i styringskomitéen. Dette oppnås bare dersom flere i partnerskapet har reell innflytelse på beslutninger. I CO₂-håndteringsprosjektene anerkjennes dermed Statoils, Shells og Sasols industrielle kunnskap og erfaring. Regjeringen har vurdert de industrielle partners kunnskap og erfaring som helt vesentlig i CO₂-håndteringsarbeidet. En mulighet for å kunne overstyre disse selskapene ville derfor virket mot sin hensikt fordi det er selskapene som sitter på den industrielle kompetanse og erfaring. Dette legger til rette for at de industrielt riktige beslutningene blir tatt. Spesielt i TCM, der de industrielle partnerne også blir eksponert for alle kostnader er dette et viktig prinsipp.

Gassnovas roller i de ulike prosjektene bygger på forutsetningene som ble lagt til grunn for etableringen av foretaket, jf St. prp. 49 (2006-2007). Riksrevisjonen mener det er lite gunstig at Statoil leder styringskomitéen i planleggingen av fullskala fangst på Mongstad og samtidig er prosjektleder, når staten dekker alle kostnadene. Jeg har vanskelig for å se at Statoils ledelse av styringskomitéen, der alle beslutninger skal tas basert på konsensus, er problematisk. Staten og Statoil har felles ansvar, men ulike roller i arbeidet for å realisere fullskala CO₂-håndtering på Mongstad. Statoil er prosjektleder for planleggingen, og Statoils styrende dokumentasjon skal følges. Da er det naturlig at Statoil også leder styringskomitéen. Samtidig har staten gjennom Steg 2 Utviklingsavtalen vide fullmakter til verifikasjon og gjennomgang av Statoils arbeid. Statoil har ikke mulighet til å bruke sin lederposisjon til å vedta budsjetter eller arbeidsprogram som Gassnova ikke er enige i.

Når det gjelder insentivene for kostnadsstyring i TCM vil jeg understreke at hver partner er ansvarlig for sin andel av investerings- og driftskostnadene. Staten og Statoil

avtalte at Statoil skulle ta ansvar for eventuelle overskridelser av statens andel av budsjettet samt en del av prosjektreserven for hjelpesystemer og infrastruktur. Denne overskridelsesgarantien har ikke kommet til anvendelse fordi de faktiske kostnadene ikke oversteg garantibeløpet.

For de industrielle partnerne er investeringene i TCM og kostnader til drift etter skattelovgivningen å anse som forsknings- og utviklingskostnader. Slike tiltak vil nødvendigvis ha skattemessige implikasjoner hvis omfang bestemmes av gjeldende norsk skattelovgivning.

Før investeringsbeslutningen i juni 2009 gjennomførte Shell en kvalitetsgjennomgang av beslutningsgrunnlaget. Shell hadde ingen spesielle kommentarer eller merknader til de foreslåtte byggebudsjett eller tidsplan. Gassnova la denne vurderingen til grunn. Jeg har vanskelig for å se at Shells eierandel i raffineriet på Mongstad er relevant. Etter Gjennomføringsavtalen skal Statoil være prosjektgjennomfører både for TCM og fullskalaprojektet. Det har derfor vært en forutsetning for samarbeidet at Statoils modell for prosjektgjennomføring skal benyttes. Denne legger ikke opp til ekstern kvalitetssikring fra andre aktører enn partnerne i prosjektet. Jeg mener derfor at kvalitetssikringen av prosjektet var tilstrekkelig.

Jeg er enig i at Gassnova har et betydelig ansvar i statens engasjement i CO₂-håndtering. Gassnova ble etablert som statlig foretak i 2007. Det er en utfordring å bygge opp et nytt statlig foretak på relativt kort tid. Samtidig vil jeg bemerke at det er min erfaring at Gassnova så langt har vært i god stand til å ivareta sine oppgaver innenfor de rammer som er satt for virksomheten. Gassnovas oppgaver vil kunne variere over tid. Derfor er det viktig med fleksibilitet i driften av selskapet. De overordnede rammer for Gassnova ble etablert ved opprettelsen av foretaket, jf. St. prp. nr. 49 (2006-2007) *Samarbeid om CO₂-håndtering på Mongstad*.

2.5 Juridisk og organisatorisk rammeverk for transport og lagring av fanget CO₂ er ikke avklart

Jeg deler Riksrevisjonens vurdering om at det er viktig å få etablert et juridisk og organisatorisk rammeverk for transport og lagring av CO₂ på norsk sokkel. EUs lagringsdirektiv ble innlemmet i EØS-avtalen 1. juni 2013. Olje- og energidepartementet (ressursforvaltning), Arbeidsdepartementet (HMS) og Miljøverndepartementet (miljø) arbeider med å ferdigstille utkast til forskrifter for implementering av lagringsdirektivet. Departementet har lagt ned et betydelig arbeid for å finne gode løsninger innenfor direktivets rammer. Jeg erkjenner at dette har tatt tid, og det skyldes blant annet utfordringer knyttet til hvordan direktivet kan implementeres på en hensiktsmessig måte også for særnorske forhold. Jeg mener for øvrig at det er for enkelt å si at årsaken til at en endelig modell for utbygging og drift av transport- og lagringsløsninger beror på at direktivet per mai 2013 ikke er tatt inn i EØS-avtalen. Også andre forhold som risiko- og kostnadsfordeling og organisering må avklares.

2.6 Svakheter i internkontroll og risikostyring

Jeg kan ikke slutte meg til Riksrevisjonens kritikk av at departementet ikke har hatt tilstrekkelig risikostyring. Å drive frem teknologi for CO₂-håndtering er utfordrende, men nødvendig. Regjeringen har derfor ment at det er viktig at staten tar på seg et betydelig ansvar i dette arbeidet. I erkjennelsen av risikoen ved fangst og lagring av CO₂ har departementet medvirket til flere viktige beslutninger og tiltak.

Fullskalarensing på Mongstad ble delt i to faser der en valgte å gjennomføre en testfase i form av TCM for å få bedre kontroll på risikoen ved teknologien og kostnadene.

Videre besluttet Olje- og energidepartementet å opprette et eget foretak, Gassnova, for å ivareta statens interesser. I departementet ble det opprettet en egen seksjon for at vi skal kunne ha dedikerte ressurser som skal følge opp og fokusere enda sterkere på arbeidet med fangst og lagring. Videre har departementet og Gassnovas styre engasjert seg aktivt i Gassnovas risikovurderinger foruten at det foregår en tett og løpende dialog mellom departementet og Gassnova for å avklare viktige spørsmål underveis. Mange av disse spørsmålene knytter seg nettopp til tematikk omkring risikostyring.

Risikoen knyttet til Mongstad er for det meste av teknisk-økonomisk karakter og departementet vil i stor grad støtte seg til faglige vurderinger fra Gassnova og andre involverte parter. Departementets risikoreducerende tiltak omfatter tiltak som departementet eller Stortinget har kompetanse til å gjennomføre, eksempelvis organisering, juridisk rammeverk og bevilgningsvedtak. Det framgår ikke av Riksrevisjonens dokumentasjon hvilke risikofaktorer departementet har ignorert eller hvilke typer tiltak departementet kunne ha iverksatt som følge av en bedre forståelse av risikoen.

Når dette er sagt vil enhver organisasjon ha nytte av å gjennomgå og systematisere sin forståelse og styring av risiko. Allerede før Riksrevisjonen la fram sine funn igangsatte departementet et styringsprosjekt som blant annet har som formål å gjennomgå, forbedre og dokumentere departementets risikostyring.

3. Riksrevisjonens anbefalinger – merknader og oppfølging

Riksrevisjonen anbefaler at Olje- og energidepartementet:

- "forbedrer den samlede risikohåndteringen i statens arbeid med CO₂-håndtering"

Olje- og energidepartementet har vurdert hvordan en mer systematisk tilnærming til risiko- og vesentlighetsvurderinger kan tilføre merverdi til departementets arbeid. Det er etter mitt syn viktig å finne en god balanse mellom kostnad og nytte slik at tidsbruken til dokumentasjon og rapportering minst oppveies av reelle forbedringer i forståelsen av risiko og tilhørende tiltak.

For å styrke arbeidet med disse spørsmålene og dokumentering av risiko- og vesentlighetsvurderinger, igangsatte departementet høsten 2012 et styringsprosjekt.

Styringsprosjektet skal blant annet vurdere eventuelle forbedringstiltak i departementets risikostyring, inkludert arbeidet med CO₂-håndtering.

- "sikrer langsiktig bruk av Teknologisenteret gjennom blant annet å vurdere ytterligere tiltak for å redusere driftsutgiftene og å motivere til bredere industriell deltakelse"

Regjeringens mål er at TCM skal være en arena for langsiktig og målrettet utvikling, testing og kvalifisering av teknologi for CO₂-fangst, jf. Meld. St. 21 (2011-2012) *Norsk klimapolitikk*. Den langsiktige bruken av TCM er viktig og jeg slutter meg til Riksrevisjonens anbefaling. I tildelingsbrev til Gassnova for 2013 står det under Kap. 4.2.1 Resultatmål bl.a. følgende om TCM:

- *"Gassnova skal legge til rette for at statens deltakelse i teknologisenteret kan nyttiggjøres best mulig blant annet gjennom kunnskapsspredning og teknologiutbredelse.*
- *Det skal legges til rette for en langsiktig og god utnyttelse av anleggene og den etablerte infrastrukturen ved at nye samarbeidspartnere knytter seg til teknologisenteret for å teste alternative teknologier.*
- *Gassnova skal arbeide for å rekruttere nye brukere (teknogileverandører) til TCM.*
- *Gassnova skal arbeide for å rekruttere nye eiere til TCM DA."*

Gassnova har orientert om arbeidet i en egen arbeidsgruppe i TCM DA for å se på driftsutgiftene. Dette arbeidet er ikke endelig avsluttet. Jeg vil følge dette arbeidet nøye.

- "vurderer tiltak for å styrke Gassnovas arbeid med å utøve kostnadsstyring og medvirke til effektiv framdrift i planleggingen av fullskalaprojektet på Mongstad"

Steg 2 Utviklingsavtalen er et resultat av forhandlinger mellom staten og Statoil. Avtalen er etter mitt syn balansert med hensyn til de roller Gassnova og Statoil har i planleggingsarbeidet. Gassnova har et stort ansvar når det gjelder å medvirke til effektiv fremdrift i planleggingen av fullskalaprojektet. Foretaket har etter avtalen bl.a. vide fullmakter når det gjelder innsyn i og revisjon av Statoils arbeid. Jeg vil legge til at det skal gjennomføres en KS2-prosess på investeringsestimater.

- "styrker arbeidet med å få på plass juridiske og kommersielle rammebetingelser for transport og lagring av CO₂"

Arbeidet med å få på plass juridiske og kommersielle betingelser for transport og lagring av CO₂ er høyt prioritert av Olje- og energidepartementet. Samtidig er det ikke til å legge skjul på at dette er utfordrende problemstillinger. Gjennom tildelingsbrev for 2013 er Gassnova tildelt oppgaven med å bistå departementet i arbeidet med å utvikle en modell for gjennomføring av transport og lagring av CO₂ fra Mongstad, og har levert innspill til departementet. Olje- og energidepartementet arbeider på grunnlag av bl.a.

dette med å utvikle en modell for gjennomføring av transport og lagring av CO₂ fra Mongstad.

Olje- og energidepartementet, Arbeidsdepartementet og Miljøverndepartementet arbeider med utkast til forskrifter for implementering av lagringsdirektivet. Departementet vurderer hvordan dette arbeidet kan styrkes ytterligere.

Med hilsen



Ola Borten Moe

Vedlegg 3

**Rapport: Riksrevisjonens
undersøkelse av statens arbeid
med CO₂-håndtering**

Revisjonen er gjennomført i samsvar med Riksrevisjonens lov og instruks, og med retningslinjer for forvaltningsrevisjon som er konsistente med og bygger på ISSAI 300, INTOSAI's internasjonale standarder for forvaltningsrevisjon.

Innhold

	Ordliste og forkortelser	39
1	Innledning	42
1.1	Bakgrunn	42
1.2	Mål og problemstillinger	44
2	Metodisk tilnærming og gjennomføring	45
2.1	Problemstilling 1: Hva er status for ressursbruk og framdrift i CO ₂ -håndteringsprosjektene?	45
2.2	Problemstilling 2: Hva er årsakene til utviklingen i ressursbruk og framdrift i CO ₂ -håndteringsprosjektene?	46
3	Revisjonskriterier	48
3.1	De overordnede målene på området	48
3.2	Mål for gjennomføring av konkrete prosjekter	48
3.2.1	Teknologisenteret på Mongstad	48
3.2.2	Fullskalafangst på Mongstad	50
3.2.3	Transport og lagring	50
3.3	Styring og oppfølging av CO ₂ -håndtering	50
3.3.1	Olje- og energidepartementets overordnede ansvar	50
3.3.2	Olje- og energidepartementets ansvar for eierstyringen av Gassnova	51
3.3.3	Gassnovas ansvar	51
3.3.4	Ansaret til Gassnovas styre	52
3.3.5	Krav om utredninger, styringsdokumenter og kvalitetssikring	52
4	Organisering av arbeidet og disponering av midlene	53
4.1	Organisering	53
4.2	Disponering av midlene	53
5	Rammene for CO₂-håndtering på Mongstad	55
5.1	Tillatelser og utredninger	55
5.1.1	Konsesjon fra energimyndighetene	55
5.1.2	Utslippstillatelse fra miljømyndighetene	55
5.1.3	Utredning av CO ₂ -håndtering på Mongstad	56
5.2	Avtaler som regulerer samarbeidet om CO ₂ -håndtering på Mongstad	57
5.2.1	Gjennomføringsavtalen og andre avtaler inngått av staten	57
5.2.2	Forhandlinger av avtalene	58
5.2.3	Ivaretagelse av statens interesser gjennom avtalene som regulerer samarbeidet om CO ₂ -fangst på Mongstad	58
5.3	Internasjonale rammebetingelser for CO ₂ -håndtering	58
6	Teknologisenteret på Mongstad	60
6.1	Avtaler om planlegging, gjennomføring og drift	60
6.1.1	Samarbeidsavtalen om planlegging av TCM	60
6.1.2	Deltakeravtalen for TCM DA (gjennomføring og drift)	61

6.1.3	Låneavtaler og Forskningsavtalen TCM DA	61
6.1.4	Overskridelsesgarantien: Sidebrev nr. 2 til Gjennomføringsavtalen	62
6.2	Framdrift og status	63
6.3	Styring av TCM DA	64
6.3.1	TCM DAs selskapsmøte	64
6.3.2	Ledelsen av TCM DA	65
6.3.3	Prosjektledelse i byggefasen	65
6.3.4	Stemmeregler i TCM DAs selskapsmøte	66
6.4	Forventede kostnader	67
6.4.1	Grunnlaget for kostnadsestimatet ved investeringsbeslutningen	67
6.4.2	Usikkerhet i kostnadsestimatet ved investeringsbeslutningen	67
6.4.3	Kostnadsestimatet etter investeringsbeslutningen	69
6.4.4	Driftskostnader	69
6.5	Disponering av midlene	70
6.6	Kostnader etter 2012	71
6.7	Sentrale elementer i planlegging og prosjektgjennomføring	71
6.7.1	Oppsummering av årsaker til økt tidsbruk og kostnader	71
6.7.2	Planlegging og utvikling av TCM	72
6.7.3	Bygging av TCM	79
6.7.4	Driften av TCM DA	81
7	Fullskala CO₂-fangst på Mongstad	84
7.1	Avtaler og organisering	84
7.2	Framdrift og status	86
7.3	Forventede kostnader	86
7.3.1	Planleggingskostnader	87
7.3.2	Kostnadsestimater for investering og drift	88
7.4	Disponering av midlene	88
7.5	Sentrale elementer i planlegging og prosjektgjennomføring	88
7.5.1	Eieroppfølging	89
7.5.2	Oppfølging og dialog med Statoil	90
7.5.3	Masterplanen og samkjøringsrapporten	90
7.5.4	Negative helse- og miljøeffekter ved bruk av aminteknologi	91
7.5.5	Teknologikvalifisering	93
8	CO₂-håndtering på Kårstø	94
8.1	Bakgrunn og utredninger	94
8.2	Organisering	94
8.3	Framdrift og status	94
8.4	Forventede kostnader	96
8.5	Disponering av midlene	97
8.6	Erfaringsoverføring fra Kårstø-prosjektet	97
9	Transport og lagring av CO₂	98
9.1	Bakgrunn og organisering	98
9.2	Framdrift og status	99
9.3	Forventede kostnader	100
9.3.1	Planlegging	100

9.3.2	Kostnadsestimater for investering og drift	100
9.4	Disponering av midlene	100
9.5	Sentrale elementer i planleggingen	101
9.5.1	Identifisering av egnede lagringslokaliteter	101
9.5.2	Juridisk rammeverk for CO ₂ -lagring	103
9.5.3	Modeller for eierskap og drift	103
10	Styring og oppfølging	105
10.1	Gassnovas styring og oppfølging av CO ₂ -håndteringsprosjektene	105
10.1.1	Gassnovas organisasjon	105
10.1.2	Gassnovas ansvar og roller i CO ₂ -håndteringsprosjektene	106
10.1.3	Gassnovas bruk av eksterne tjenesteleverandører	106
10.1.4	Finansieringen av Gassnovas drift og CO ₂ -håndteringsprosjektene	107
10.1.5	Gassnovas internkontroll	108
10.1.6	Gassnovas risikostyring	110
10.1.7	Gassnovas arbeid med kostnadskontroll	112
10.2	Olje- og energidepartementets styring og oppfølging av Gassnova og CO ₂ -håndteringsprosjektene	112
10.2.1	Eierstyring av Gassnova	112
10.2.2	Olje- og energidepartementets risikostyring	113
10.2.3	Oppfølging av Gassnovas internkontroll	114
10.3	Gassnovas styre	114
11	Vurderinger	117
11.1	Betydelige kostnadsøkninger og flere utsettelse	117
11.2	Flere årsaker til økte kostnader og utsettelse	118
11.2.1	Inngåtte avtaler begrenser statens styringsmuligheter på Mongstad	118
11.2.2	Investeringsbudsjettet til partnerne i TCM DA var betydelig høyere enn det som ble presentert ved Stortingets behandling	118
11.2.3	Insentiver for kostnadsstyring i TCM er svake	119
11.2.4	Manglende uavhengig kvalitetssikring	119
11.2.5	TCM er realisert med høyt ambisjonsnivå og høy standard	119
11.2.6	Høye kostnader kan redusere interessen for videre deltakelse i TCM	120
11.2.7	Svake insentiver for en tids- og kostnadseffektiv utvikling av fullskala-prosjektet på Mongstad	120
11.2.8	Juridisk og organisatorisk rammeverk for transport og lagring av fanget CO ₂ er ikke avklart	121
11.2.9	Det er utfordrende for Gassnova å ivareta statens interesser	122
11.2.10	Svakheter i internkontroll og risikostyring	122
12	Referanser	123
	Vedlegg	
1	Oversikt over sentrale avtaler	128
2	Gassnovas prosjektgjennomføringsmodell med faser og milepæler for CO ₂ -håndteringsprosjektene	129

Tabelloversikt

Tabell 1	Utgifter til CO ₂ -håndtering og inntekter fra TCM DA, fordelt på kapitler og poster i statsregnskapet i perioden 2007–2012, i mill. kroner	53
Tabell 2	Utgifter til CO ₂ -håndtering fordelt på prosjekter og Gassnovas driftsutgifter i perioden 2007–2012, i mill. kroner	54
Tabell 3	Sentrale roller i TCM DA regulert i Deltakeravtalen	64
Tabell 4	Utbetalinger fra Olje- og energidepartementet og Gassnova av lån, planleggings- og eieroppfølgingskostnader for TCM i perioden 2007–2012, i mill. kroner	70
Tabell 5	Kontantinnkallingene fra TCM DA i perioden 2009–2012, i mill. kroner	70
Tabell 6	Utbetalinger fra Olje- og energidepartementet og Gassnova for fullskalaprojektet på Mongstad i perioden 2009–2012, i mill. kroner	88
Tabell 7	Samlede forventede planleggings-, investerings- og driftskostnader i mill. kroner	96
Tabell 8	Påløpte utgifter for Kårstø-prosjektet i perioden 2007–2011, i mill. kroner	97
Tabell 9	Utbetalinger for transport- og lagringsprosjektet i perioden 2007–2012, i mill. kroner	101
Tabell 10	Risikoreduserende tiltak rapportert til Olje- og energidepartementet i perioden 2007–2012	111

Figuroversikt

Figur 1	Fordeling av utgifter til CO ₂ -håndtering i perioden 2007–2012	54
Figur 2	Tidslinje for kraftvarmeverket på Mongstad	56
Figur 3	Tidslinje for TCM	63
Figur 4	Organisering av TCM under Samarbeidsavtalen og av TCM DA under Deltakeravtalen	64
Figur 5	Kostnadsestimater og usikkerhet, i mrd. kroner, uten mva.	68
Figur 6	Totale byggekostnader for TCM i perioden 2009–2012 fordelt på formål	71
Figur 7	Røygasskildene for TCM	73
Figur 8	Tidslinje for fullskalaprojektet	86
Figur 9	Tidslinje for Kårstø-prosjektet	94
Figur 10	Tidslinje for transport- og lagringsprosjektet	99
Figur 11	Antall årsverk og ansatte i Gassnova i perioden 2007–2012	105
Figur 12	Utbetalinger per år og totalt til eksterne tjenesteleverandører i CO ₂ -håndteringsprosjektene (2008–2012) og årlige og totale utgifter til Gassnovas drift i perioden 2007–2012, i mill. kroner	107

Faktaboksoversikt

Faktaboks 1	Steg 1 og 2 i Gjennomføringsavtalen	57
Faktaboks 2	Metoder for CO ₂ -fangst	77
Faktaboks 3	Transport og lagring av CO ₂	98

Kartoversikt

Kart 1	Lokalisering av CO ₂ -håndteringsprosjektene på Mongstad og Kårstø med mulige lagringssteder for fanget CO ₂	102
--------	--	-----

Ordliste og forkortelser

Aminer	Aminer er en gruppe organiske forbindelser som varierer fra å være lett til svært giftige i høye konsentrasjoner. Nedbryting av aminer i luft fører til dannelse av stoffgruppene nitrosaminer, nitraminer, amider og aldehyder, som kan virke kreftfremkallende. (Kilde: Statoil (2009) <i>CO₂ Masterplan Mongstad</i>)
Aminteknologi	Teknologi for fangst av CO ₂ basert på en blanding av aminer.
ACC	Aker Clean Carbon AS, teknologileverandør av aminanlegget.
Alstom	Alstom Norway AS, teknologileverandør av karbonatanlegget.
CLIMIT	Statlig finansiert program for å fremme kommersialisering av CO ₂ -håndtering gjennom forskning, utvikling og demonstrasjon. Administreres av Gassnova i samarbeid med Norges forskningsråd.
CO₂-håndtering	Fangst, transport og permanent lagring av CO ₂ .
DONG Energy	DONG Energy A/S, energikonsern med den danske stat som hovedeier. Datterselskapet DONG Generation Norge AS eier og driver kraftvarmeverket på Mongstad. DONG Energy signerte i juli 2013 en avtale om salg av kraftvarmeverket på Mongstad til Statoil.
EPC	Engineering, Procurement and Construction: kontraktsform der kontraktøren har ansvar for prosjektering i henhold til oppdragsgiverens spesifikasjoner, anskaffelse av materialer og bygging i egen regi eller ved hjelp av underleverandører.
ESA	EFTAs overvåkingsorgan (European Surveillance Authority). Overvåker om regler og plikter som følger av EØS-avtalen, gjennomføres og følges.
FEED	Front End Engineering and Design. Forprosjektering.
Gassco AS	Heleid statlig aksjeselskap. Operatør av det norske rør-systemet for gass.
Gassnova SF	Heleid statsforetak.
Gasskraftverk	Kraftverk som omgjør energien i naturgass til elektrisitet.
Hjelpesystemer	Systemer som tilfører teknologianleggene nødvendig elektrisitet, damp og vann.
Karbonatteknologi	Teknologi for fangst av CO ₂ . Også kalt avkjølt eller nedkjølt ammoniakkteknologi (chilled ammonia).

Kraftvarmeverk	Gasskraftverk der overskuddsvarmen (spillvarmen) brukes til oppvarming i for eksempel fjernvarmesystemer.
Krakeranlegg	Anlegg i oljeraffineri der tung olje omformes til lettere produkter, for eksempel nafta og bensin. Prosessen er varme-krevende.
Klif	Klima- og forurensningsdirektoratet (tidligere Statens forurensningstilsyn). Fra 1. juli 2013 Miljødirektoratet.
KS1	For statlige prosjekter over 750 mill. kroner er det krav om ekstern kvalitetssikring. Ekstern kvalitetssikring av konseptvalg har til hensikt å sikre at konseptvalget i store statlige investeringsprosjekter undergis reell politisk styring. (Kilde: Finansdepartementet/Concept-programmet)
KS2	For statlige prosjekter over 750 mill. kroner er det krav om ekstern kvalitetssikring. Ekstern kvalitetssikring av styringsunderlag og kostnadsoverslag for det valgte prosjektalternativet har til hensikt å legge til rette for god prosjektstyring innenfor de definerte rammene for kostnader, gjennomføringstid og prosjektomfang. (Kilde: Finansdepartementet/Concept-programmet)
Lisens	Tillatelse fra offentlig myndighet for undersøkelse, utvinning, transport eller utnyttelse i petroleumssektoren.
Mongstad-raffineriet	Mongstad Refining DA, bygget i 1975, eies av Statoil (79 prosent) og Shell (21 prosent).
Post-combustion	Fangstprosess etter forbrenning, i motsetning til fangst før forbrenning (pre-combustion).
Prekvalifisering	Forhåndsvurdering av potensielle leverandører for å begrense antall konkurrerende leverandører som en vil innby til å gi tilbud.
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat.
OD	Oljedirektoratet.
Reformer	Anlegg i oljeraffineri der tyngre bestanddeler av petroleum omgjøres til lettere gjennom kjemiske prosesser.
Sasol	Sasol New Energy Holdings Pty Ltd., sør-afrikansk industri-konsern, partner i TCM DA med eierandel på 2,44 prosent.
Shell	A/S Norske Shell, partner i TCM DA med eierandel på 2,44 prosent.
Sidebrev	Tillegg til en avtale.

Statoil	Statoil ASA (i perioden fra 1. oktober 2007 til 1. november 2009 StatoilHydro ASA), partner i TCM DA med eierandel på 20 prosent.
TCM	Technology Centre Mongstad (Teknologisenter Mongstad).
TCM DA	Technology Centre Mongstad DA (Teknologisenter Mongstad DA), etablert som selskap med delt ansvar 17. juni 2009.
Vattenfall	Vattenfall AB, energikonsern, heleid av den svenske stat.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Satsing på teknologiutvikling er avgjørende for at Norge skal ha en effektiv og miljøvennlig ressursforvaltning.¹ Et enstemmig storting har gjennom flere år støttet arbeidet med å utvikle CO₂-renseteknologier for kull- og gasskraftverk.² CO₂-håndtering er viktig for å nå nasjonale mål om å redusere utslippene av klimagasser innenlands.³ I tillegg har Stortinget lagt vekt på at utviklingen av fangstteknologier for CO₂ er viktig for å bidra til et globalt gjennomslag for håndtering av CO₂ fra fossile energikilder.⁴ Det har vært et mål for regjeringen å etablere et samarbeid mellom staten og selskaper med betydelig faglig kompetanse og erfaring med utvikling av CO₂-fangstteknologier for å bringe konkrete prosjekter fra planlegging til gjennomføring.⁵

Gasskraftverkene på Kårstø og Mongstad vil ved full drift årlig slippe ut i overkant av 1 mill. tonn CO₂ hver,⁶ og er blant de største norske punktkildene for CO₂-utslipp. Etablering av et fangstanlegg for CO₂ fra gasskraftverket på Kårstø innen 2009 ble fastsatt som et mål ved behandlingen av statsbudsjettet for 2006.⁷ Prosjektet ble planlagt, men ble utsatt på ubestemt tid gjennom behandlingen av revidert nasjonalbudsjett i 2009.⁸

I 2006 ga Miljøverndepartementet Statoil ASA⁹ utslippstillatelse til kraftvarmeverket på Mongstad. Tillatelsen hadde to forutsetninger:

- 1 Et fangstanlegg for minst 100 000 tonn CO₂ per år skulle være på plass samtidig med at kraftvarmeverket ble satt i drift.
- 2 Et fullskala fangstanlegg for CO₂ skulle stå ferdig innen utløpet av 2014.

CO₂-håndtering i stor skala ble ansett som teknologisk umodent og innebar en betydelig tilleggs kostnad og risiko. Det var derfor nødvendig at staten i all hovedsak dekket kostnadene. Samtidig som Miljøverndepartementet ga utslippstillatelse, inngikk Olje- og energidepartementet og Statoil Gjennomføringsavtalen¹⁰ om CO₂-håndtering på Mongstad i to steg.¹¹ Avtalen forutsatte bygging og drift av et teknologisenter (Steg 1) ferdigstilt i 2011, med en løsning for lagring av fanget CO₂, og et fullskala fangstanlegg (Steg 2) som skulle være i drift fra 2014. St. prp. nr. 49 (2006–2007) anga at et foreløpig, svært grovt kostnadsanslag for Steg 1 var 1,2 mrd. kroner.

1) Prop. 1 S (2011–2012) Olje- og energidepartementet.

2) Jf. blant annet Stortingets behandling av Innst. 295 S (2010–2011).

3) St.meld. nr. 34 (2006–2007) *Norsk klimapolitikk*.

4) Innst. S. nr. 205 (2006–2007).

5) St.prp. nr. 49 (2006–2007) *Samarbeid om CO₂-håndtering på Mongstad*, jf. Innst. S. nr. 205 (2006–2007).

6) www.norskeutslipp.no.

7) St.prp. nr. 1 Tillegg nr. 1 (2005–2006) og Budsjettinnst. S. nr. 9 (2005–2006).

8) St.prp. nr. 67 (2008–2009), jf. Innst. S. nr. 355 (2008–2009).

9) Statoil ASA og StatoilHydro ASA er i denne rapporten omtalt som Statoil.

10) *Avtalen mellom Olje- og energidepartementet og Statoil om samarbeid om håndtering av CO₂ på Mongstad*.

11) St.prp. nr. 49 (2006–2007) *Samarbeid om håndtering av CO₂ på Mongstad*, jf. Innst. S. nr. 205 (2006–2007).



Teknologisenteret på Mongstad med oljeraffineriet i bakgrunnen.

Foto: Helge Hansen / Statoil

Kostnadsanslagene for Teknologisenteret på Mongstad (TCM), er blitt oppdatert flere ganger etter at Gjennomføringsavtalen ble inngått. Dessuten er gjennomføringen av fullskalaprojektet blitt utsatt. TCM kom i drift høsten 2012 og har kostet om lag 5,9 mrd. kroner. Et samlet beslutningsgrunnlag om bygging av fullskalaanlegget på Mongstad vil kunne legges fram for Stortinget senest i 2016, jf. Meld. St. 9 (2010–2011). Planleggingskostnadene er anslått til om lag 3 mrd. kroner. Et grovt investeringsestimert for fullskalafangst, transport og lagring av CO₂ fra kraftvarmeverket på Mongstad er i størrelsesorden 20–25 mrd. kroner, jf. Prop. 1 S (2010–2011) Olje- og energidepartementet.

Olje- og energidepartementet har det overordnede ansvaret for å ivareta statens interesser i CO₂-håndteringsprosjektene. Departementet har også ansvar for eieroppfølgingen av Gassnova SF (Gassnova). Gassnova ble stiftet ved kongelig resolusjon av 29. juni 2007 og fikk samme år i oppgave å forvalte statens interesser i CO₂-håndteringsprosjektene på Mongstad.¹² Ansvaret for å forvalte statens interesser i fullskala CO₂-håndtering på Kårstø ble delegert til Gassnova i 2008.¹³



Oljeraffineriet på Mongstad.

Foto: Marit Hommedal / Scanpix

12) St.prp. nr. 49 (2006–2007) *Om samarbeid om håndtering av CO₂ på Mongstad*, jf. Innst. S. nr. 205 (2006–2007).

13) St.prp. nr. 59 (2007–2008) *Tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet 2008*.

1.2 Mål og problemstillinger

Formålet med undersøkelsen har vært å vurdere hvordan Olje- og energidepartementet sikrer at Stortingets mål om CO₂-håndtering blir realisert, og å belyse årsaker til utviklingen i ressursbruk og framdrift i CO₂-håndteringsprosjektene.

Følgende hovedproblemstillinger er undersøkt:

- 1 Hva er status for ressursbruk og framdrift i CO₂-håndteringsprosjektene?
 - 1.1 Hva har statens utgifter vært i perioden 2007–2012?
 - 1.2 Hvordan har de forventede kostnadene utviklet seg fra 2006?
 - 1.3 Hvordan er midlene disponert for de ulike prosjektene?
 - 1.4 Hva er status for resultatene?
 - 1.5 Hva gjenstår av økonomiske forpliktelser for staten?
- 2 Hva er årsakene til utviklingen i ressursbruk og framdrift i CO₂-håndteringsprosjektene?
 - 2.1 I hvilken grad er det utarbeidet gode utredninger og et tilstrekkelig beslutningsgrunnlag?
 - 2.2 I hvilken grad danner avtalene staten har inngått, en hensiktsmessig ramme for samarbeid og prosjektgjennomføring?
 - 2.3 I hvilken grad har Gassnova en tilstrekkelig styring og oppfølging av prosjektene?
 - 2.4 I hvilken grad har Olje- og energidepartementet en god styring og oppfølging av Gassnova?

Undersøkelsen omfatter Teknologisenteret på Mongstad, fullskala CO₂-fangst på Mongstad og arbeidet med å få på plass løsninger for transport og lagring av fanget CO₂. Planleggingen av CO₂-fangst på Kårstø er også omtalt i faktagrunnlaget. Undersøkelsen omfatter ikke CLIMIT-programmet. Undersøkelsen dekker perioden 2006–2012.

2 Metodisk tilnærming og gjennomføring

Datainnsamlingen foregikk fra januar 2011 til april 2013. Følgende metoder er benyttet for å besvare problemstillingene:

- dokumentanalyse
- intervjuer der alle referatene er verifisert av intervjuobjektene
- analyse av regnskapsdata

Sentrale dokumenter i dokumentgjennomgangen har vært:

- stortingsdokumenter
- styringsdokumenter
- sentrale avtaler
- styredokumenter med saksunderlag for:
 - Gassnova SF (september 2007–mars 2013)
 - Styringskomiteen under Samarbeidsavtalen for Teknologisenteret på Mongstad (TCM) (juli 2007–juni 2009)
 - Selskapsmøtet for TCM DA (juni 2009–mars 2013)
 - Styringskomiteen for fullskala CO₂-fangst på Mongstad (desember 2009–mai 2012)

Det er gjennomført intervjuer med:

- Olje- og energidepartementet, Gassnova, Gassnovas styre (representert ved styreleder Einar Steensnæs og tidligere styremedlem Bjørn Sund) og Gassco AS
- Statoil ASA (forsknings- og utviklingsenheten) og Statoil ASA (ledelsen for utbygging av Teknologisenteret)
- øvrige partnere i TCM DA
 - A/S Norske Shell
 - Sasol New Energy Holdings Pty Ltd.
- partnere under Samarbeidsavtalen for Teknologisenteret på Mongstad som ikke deltok utover planleggingsfasen:
 - DONG Energy A/S
 - Vattenfall AB
- ledelsen i TCM DA
- teknologileverandørene for TCM:
 - Alstom Norway AS
 - Aker Clean Carbon AS

Det er også innhentet bistand fra ekstern ekspertise (professor Knut Kaasen og professor Asbjørn Rolstadås) for å sikre en god faglig forståelse av avtaler og industriell prosjektgjennomføring.

2.1 Problemstilling 1: Hva er status for ressursbruk og framdrift i CO₂-håndteringsprosjektene?

Faktagrunnlaget for å besvare spørsmålene under problemstilling 1 baserer seg hovedsakelig på informasjon fra budsjettproposisjoner, stortingsmeldinger, statsregnskapet og Gassnovas regnskap og rapportering. Alle beløp er oppgitt i nominelle kroner. I tillegg er det innhentet ytterligere regnskapsinformasjon fra Olje- og energidepartementet, Gassnova, TCM DA og Gassco. Styredokumenter med saksunderlag har også vært en viktig kilde.

- 1.1 *Hva har statens utgifter vært i perioden 2007–2012?*
For å lage en oversikt over statlige midler som har vært brukt til arbeidet med CO₂-håndteringsprosjektene i perioden 2007–2012, er det sammenstilt tall fra statsregnskapets kapittel 1833: post 21 *Spesielle driftsutgifter*, post 70 *Administrasjon Gassnova*, post 71 *Forskningstjenester TCM DA*, post 72 *Utlån TCM DA* og post 90/95 *Innskuddskapital* og kapittel 4833: post 80 *Renter TCM DA* og post 86 *Avdrag TCM DA*.
- 1.2 *Hvordan har de forventede kostnadene utviklet seg fra 2006?*
Forventede kostnader fra 2006 er hentet fra relevante stortingsmeldinger og stortingsproposisjoner. Kostnadsestimater går også fram av ulike utredninger, som konsekvensutredninger og Statoils *Plan for etablering av fullskala CO₂-håndtering på Mongstad* (Masterplanen). Styredokumenter har vært en sentral kilde for å følge utviklingen i kostnadsanslagene. Styredokumentene inneholder blant annet jevnlig driftsstatusrapporter og utbyggingsledelsens rapportering om oppdaterte kostnadsestimater for TCM.
- 1.3 *Hvordan er midlene disponert for de ulike prosjektene?*
For å synliggjøre hvordan statlige midler er disponert for de ulike prosjektene, er det innhentet tall fra Olje- og energidepartementets regnskapssystem. Videre er det innhentet økonomisk informasjon fra Gassnova, herunder prosjektrekskap og oversikt over leverandører som har mottatt utbetalinger. TCM DA har lagt fram en oversikt over kontantinnkallinger for statens lån til TCM DA og en oversikt over hvordan TCM DA har disponert sine midler. Det er også innhentet prosjektrekskap fra Gassco som viser selskapets bruk av midler i transport- og lagringsprosjektet.
- 1.4 *Hva er status for resultater?*
Status for resultater går fram av styredokumenter, inklusiv driftsstatusrapporter og utbyggingsledelsens rapportering om TCMs framdrift. Status for resultater er i tillegg belyst gjennom intervju.
- 1.5 *Hva gjenstår av økonomiske forpliktelser for staten?*
For å etablere hvilke økonomiske forpliktelser som gjenstår for staten, er ulike avtaler med sidebrev og styredokumenter gjennomgått og supplert med intervjudata.

2.2 Problemstilling 2: Hva er årsakene til utviklingen i ressursbruk og framdrift i CO₂-håndteringsprosjektene?

Intervjuene er brukt for å kartlegge intervjuobjektene oppfatning av de viktigste årsakene til utviklingen i ressursbruk og framdrift i CO₂-håndteringsprosjektene. Årsakene som er framhevet i intervjuene, er analysert og verifisert gjennom dokumentanalyse.

- 2.1 *I hvilken grad er det utarbeidet gode utredninger og et tilstrekkelig beslutningsgrunnlag?*
For å belyse om det er utarbeidet gode utredninger og et tilstrekkelig beslutningsgrunnlag, er stortingsdokumenter, relevante utredninger, konsesjonsvilkår og tilatelser fra myndighetene gjennomgått. Sentrale beslutningspunkter i de ulike prosjektene, herunder igangsetting, konseptvalg, investeringsbeslutninger, teknologivalg og utsettelse og prosessene rundt disse er undersøkt. Videre er korrespondanse mellom Olje- og energidepartementet, Statoil og miljømyndighetene lagt til grunn. Tilleggsinformasjon er innhentet fra Klima- og forurensningsdirektoratet.

- *2.2 I hvilken grad danner avtalene staten har inngått, en hensiktsmessig ramme for samarbeid og prosjektgjennomføring?*

Innholdet i sentrale avtaler med sidebrev som er inngått av staten, er analysert for å vurdere i hvilken grad disse danner en hensiktsmessig ramme for samarbeid og prosjektgjennomføring. Styredokumenter og intervjuer har bidratt til å belyse forhandlingsprosessene og hvordan avtalene fungerer som styringsverktøy.

- *2.3 I hvilken grad har Gassnova en tilstrekkelig styring og oppfølging av prosjektene?*

Styredokumentene har vært sentrale i vurderingen av Gassnovas styring og oppfølging av prosjektene. I tillegg er spørsmålet belyst gjennom intervjuer med Gassnova og representanter for Gassnovas styre, Olje- og energidepartementet og involverte aktører i CO₂-håndteringsprosjektene. For å belyse ulike sider ved Gassnovas organisasjon og foretakets styring og oppfølging av CO₂-håndteringsprosjektene er det i tillegg innhentet brev og annen dokumentasjon fra Olje- og energidepartementet, Gassnova og TCM DA.

- *2.4 I hvilken grad har Olje- og energidepartementet en god styring og oppfølging av Gassnova?*

Dokumenter for å vise Olje- og energidepartementets styring og oppfølging har vært tildelingsbrev, foretaksmøteprotokoller, kontaktmøtereferater, korrespondanse, Gassnovas årsrapporter og rapportering. Spørsmålet er også belyst gjennom intervjuer med Olje- og energidepartementet, Gassnova og representanter for Gassnovas styre.

3 Revisjonskriterier

3.1 De overordnede målene på området

I Innst. 295 S (2010–2011) blir det vist til at et enstemmig storting gjennom flere år har støttet arbeidet med å utvikle CO₂-renseteknologi for kull- og gasskraftverk. Det er et hovedmål å utvikle framtidsrettede, effektive teknologier for CO₂-håndtering.¹⁴ En vellykket satsing vil kunne gjøre CO₂-håndtering til et sentralt virkemiddel i klimapolitikken.¹⁵ Energi- og miljøkomiteen har vist til at satsing for å få fram ny renseteknologi vil være avgjørende for å få globalt gjennomslag for å rense klimagassen CO₂ fra fossile energikilder.¹⁶ I den forbindelse er det avgjørende å få fram nye metoder som reduserer kostnadene og øker energieffektiviteten. Flertallet har vist til at man gjennom Mongstad-prosjektet kan få et gjennombrudd innen CO₂-rensing.

Energi- og miljøkomiteen mener det er nødvendig at staten sammen med Statoil påtar seg et forpliktende økonomisk ansvar for å få fram en renseløsning for Mongstad som også innebærer utvikling av ny og forbedret teknologi.¹⁷ I tillegg til statlige bidrag er det helt avgjørende å lykkes med å få ledende kraftprodusenter, oljeselskaper og industriforetak til å utnytte sine ressurser og sin kompetanse til å realisere teknologier som reduserer utslippene av CO₂.¹⁸ Det vil være viktig å bidra til kostnadsreduksjoner ved at flere leverandører kommer til og konkurransen styrkes.

Nye konsesjoner for gasskraftverk skal basere seg på CO₂-rensing, jf. St.prp. nr. 1 Tillegg nr. 1 (2005–2006) og St.meld. nr. 34 (2006–2007) *Norsk klimapolitikk*, jf. Innst. S. nr. 145 (2007–2008). Miljøverndepartementets utslippstillatelse fra 2006 og Gjennomføringsavtalen mellom staten og Statoil skal danne grunnlaget for planlegging, bygging og drift av fullskalaanlegg for CO₂-håndtering på Mongstad.¹⁹

Flertallet i energi- og miljøkomiteen har understreket behovet for sterk kostnads-kontroll og budsjettstyring i tilknytning til investeringen i teknologisenteret og ved planleggingen av fullskalarensing på Mongstad.²⁰

3.2 Mål for gjennomføring av konkrete prosjekter

3.2.1 Teknologisenteret på Mongstad

Teknologisenteret for CO₂-fangst på Mongstad skal bidra til teknologiutvikling for økt global utbredelse av anlegg for CO₂-fangst.²¹ Gjennom teknologisenteret skal det vinnes praktisk erfaring med fangstteknologier knyttet til design, oppskalering og drift av store CO₂-fangstanlegg. Energi- og miljøkomiteen uttalte ved behandlingen av Meld. St. 9 (2010–2011) at testsenteret på Mongstad (TCM) har en sentral rolle i Norges bidrag til å utvikle kommersiell CO₂-renseteknologi.²²

14) Prop. 1 S (2011–2012) Olje- og energidepartementet, jf. Innst. 9 S (2011–2012).

15) Prop. 1 S (2011–2012) Miljøverndepartementet, jf. Innst. 9 S (2011–2012).

16) Innst. S. nr. 205 (2006–2007).

17) Innst. S. nr. 205 (2006–2007).

18) St.prp. nr. 49 (2006–2007) *Samarbeid om CO₂-håndtering på Mongstad*, jf. Innst. S. nr. 205 (2006–2007).

19) Innst. 350 S (2009–2010).

20) Innst. S. nr. 206 (2008–2009) og Innst. 295 S (2010–2011).

21) Prop. 1 S (2011–2012) Olje- og energidepartementet, jf. Innst. 9 S (2011–2012).

22) Innst. 295 S (2010–2011).

Teknologiselskapets (TCM DAs) formål er å kvalifisere og teste teknologier, høste erfaringer og bidra til å spre løsninger for CO₂-håndtering.²³ Målet er å etablere et samarbeid mellom selskaper med betydelig faglig kompetanse og erfaring med utvikling av CO₂-fangstteknologier. Gassnova skal forvalte statens eierandel i TCM DA, og staten skal tildele bevilgninger til Gassnova for å ivareta statens eierandel i teknologisenteret.²⁴

Energi- og miljøkomiteen uttalte ved behandlingen av St.prp. nr. 38 (2009–2010), jf. Innst. S. nr. 206 (2008–2009), at den støtter opprettelsen av TCM DA og er positiv til at staten åpner for å slippe til andre selskaper på bekostning av statens eierandel. Energi- og miljøkomiteen uttalte videre at det er viktig at test og evaluering av teknologi på TCM skjer på en grundig og etterprøvbar måte, slik at en realisering av fullskala CO₂-rensaneanlegg er basert på best mulig kunnskap om styrker, svakheter, kostnader m.m. ved tilgjengelige teknologier. Komiteen mener at testarbeidet på TCM er svært relevant for bygging av fullskala CO₂-rensing på Mongstad, og forutsetter at evalueringer fra teknologitester på TCM blir tatt med i investeringsbeslutningen om et fullskala CO₂-rensaneanlegg på Mongstad.

Energi- og miljøkomiteen har, jf. Innst. S. nr. 206 (2008–2009), uttalt at kostnadsstørrelsen understreker viktigheten av at det bygges et testanlegg som skal ha en horisont for utprøving og justering av teknologier langt utover 2012. Anlegget må ivareta behovet for fleksibilitet ved utprøving av nye teknologiløsninger som kan komme. Energi- og miljøkomiteen uttalte ved behandlingen av Meld. St. 9 (2010–2011) at den ser fram til regjeringens arbeid med å involvere flere teknologier på testsenteret.²⁵ Betydningen av god utnyttelse av fleksibiliteten på TCM har vært påpekt fra komiteen også tidligere. Komiteen har understreket at Norges arbeid må legge til grunn at arbeidet på Mongstad må vektlegge kommersiell gjennomslagskraft som et svært viktig suksesskriterium, jf. Innst. 295 S (2010–2011).



Test og evaluering av teknologi på TCM skal skje på en grundig og etterprøvbar måte.

Foto: TCM DA

23) St.prp. nr. 49 (2006–2007) *Samarbeid om CO₂-håndtering på Mongstad*, jf. Innst. S. nr. 205 (2006–2007).

24) St.prp. nr. 38 (2009–2010) *Investering i teknologisenter for CO₂-håndtering på Mongstad*, jf. Innst. S. nr. 206 (2008–2009).

25) Innst. 295 S (2010–2011).

3.2.2 Fullskalafangst på Mongstad

Meld. St. 9 (2010–2011), jf. Innst. 295 S (2010–2011), legger til grunn at et samlet beslutningsgrunnlag for bygging av fullskalaanlegget vil kunne legges fram for Stortinget senest i 2016. Flertallet i energi- og miljøkomiteen uttalte ved behandlingen av revidert nasjonalbudsjett for 2010 at den har merket seg at planleggings- og forberedelsesarbeidet følger normal industripraksis for store og kompliserte prosjekter.²⁶ Dette innebærer at prosjektet skal ha god framdrift, samtidig som hensyn til kvalitets-sikring og kostnadskontroll ivaretas. Det legges til rette for å utnytte læring fra utbyg-gings- og driftsfasen ved teknologisenteret i prosjektplanleggingen og i utarbeidelsen og kvalitetssikringen av investeringsgrunnlaget for fullskalaanlegget.

Energi- og miljøkomiteen la ved behandlingen av Meld. St. 9 (2010–2011) vekt på at det er viktig at satsingen på Mongstad bidrar til å stimulere til bredde i arbeidet med CO₂-rensing.²⁷ Komiteen var positiv til at regjeringen varslet at et bredere teknologi-kvalifiseringsløp skal ligge til grunn for fullskalarensing av CO₂ fra Mongstad. Komiteens flertall mente at myndighetenes involvering i teknologiutvikling på Mongstad ikke må medføre at man prematurt forsøker å plukke vinnere, der alle midler innrettes mot få aktører – og der skattebetalerne ender opp med all risiko.

Energi- og miljøkomiteen har merket seg en del usikkerhet rundt de helsemessige sidene ved bruk av aminrenseteknologien, jf. Innst. S. nr. 206 (2008–2009). Komiteen forutsetter at de helsemessige sidene ved teknologivalgene blir gjenstand for grundig forskning, og at resultatene tas med i evalueringsrapportene. Energi- og miljøkomiteen understreket også ved behandlingen av Meld. St. 9 (2010–2011), jf. Innst. S. 295 (2010–2011), at den ser fram til regjeringens arbeid med å kartlegge en mulig kreft-fare ved bruk av aminer.

3.2.3 Transport og lagring

Målet med planleggingsarbeidet knyttet til transport og lagring av CO₂ fra Mongstad er at en løsning skal kunne stå klar ved oppstart av det planlagte fullskalaanlegget for CO₂-fangst, jf. Meld. St. 9 (2010–2011) og Innst. 295 S (2010–2011).

3.3 Styring og oppfølging av CO₂-håndtering

3.3.1 Olje- og energidepartementets overordnede ansvar

Olje- og energidepartementets hovedoppgave er å legge til rette for en helhetlig og verdiskapende energipolitikk basert på effektiv og miljøvennlig utnyttelse av naturressursene.²⁸ Departementet har ansvar for gjennomføringen av CO₂-håndtering i Norge, herunder Teknologisenteret på Mongstad, fullskala CO₂-håndtering på Mongstad og løsninger for transport og lagring av CO₂. Olje- og energidepartementet skal gjennom å utøve overordnet styring og kontroll av Gassnova bidra til at selskapet på en effektiv måte oppfyller sitt formål.²⁹

Olje- og energidepartementet skal i henhold til statens økonomireglement § 4 fastsette mål og resultatkrav, sikre at fastsatte mål og resultatkrav oppnås, og at ressursbruken er effektiv. Departementet skal videre sikre en tilstrekkelig styringsinformasjon og et forsvarlig beslutningsgrunnlag.

Stortinget har gjennom bevilgningsreglementet vedtatt en rekke grunnleggende budsjettprinsipper som departementet må legge til grunn i arbeidet med statsbudsjettet,

26) Innst. 350 S (2009–2010).

27) Innst. 295 S (2010–2011).

28) Prop. 1 S (2011–2012) Olje- og energidepartementet, jf. Innst. 9 S (2011–2012).

29) Meld. St. 13 (2010–2011) *Aktivt eierskap*, jf. Innst. 392 S (2010–2011).

herunder krav i § 3 om at bevilgningene skal være basert på realistiske anslag over utgiftene og inntektene. Ifølge § 10 skal utgiftsbevilgninger disponeres slik at ressursbruken og virkemidlene er effektive i forhold til de forutsatte resultatene.

3.3.2 Olje- og energidepartementets ansvar for eierstyringen av Gassnova

Statsforetaksloven regulerer forholdet mellom eieren og foretakets organer ved å tillegge dem forskjellig ansvar og myndighet.³⁰ Økonomireglementet § 10 angir at staten innenfor rammene av gjeldende lover og regler skal forvalte sine eierinteresser i samsvar med overordnede prinsipper for god eierstyring. Det skal være en klar fordeling av myndighet og ansvar mellom eieren og styret. Selskapets vedtekter, finansiering og styresammensetning skal være hensiktsmessig med tanke på selskapets formål og eierskap. Eierstyringen skal videre vektlegge at målene som er fastsatt for selskapet, oppnås, og at styret fungerer tilfredsstillende.

Eierstyringen skal være i henhold til statens prinsipper for godt eierskap, jf. Meld. St. 13 (2010–2011) *Aktivt eierskap* og Innst. 392 S (2010–2011). Eierbeslutninger og vedtak skal foregå på foretaksmøtet, mens styret skal ivareta en uavhengig kontrollfunksjon overfor selskapets ledelse på vegne av eierne. Styresammensetningen skal være kjennetegnet av kompetanse, kapasitet og mangfold ut fra selskapets egenart.

Standarder for selskapsledelse, som Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse³¹ (heretter kalt Norsk anbefaling) og OECDs prinsipper for eierstyring og selskapsledelse med statlig eierandel³², skal sammen med standarder for internkontroll og risikostyring sikre at selskapet når fastsatte mål og strategier.

3.3.3 Gassnovas ansvar

Gassnova har ansvar for forvaltningen av statens interesser i Teknologisenteret for CO₂-håndtering på Mongstad, CO₂-håndtering på Kårstø og transport og lagring fra Mongstad.^{33,34} I tillegg er Gassnova gitt betydelige oppgaver i arbeidet med fullskala CO₂-håndtering på Mongstad og skal, jf. beslutning i foretaksmøtet i juni 2011, ivareta oppfølgingen av Steg 2 Utviklingsavtalen. Det er en målsetting at foretakets arbeid skal resultere i kostnadsreduksjoner knyttet til CO₂-håndtering. Foretaket skal sikre statens interesser i oppfølgingen av Gjennomføringsavtalen, Deltakeravtalen og andre relevante avtaler i forbindelse med Teknologisenteret på Mongstad, og sikre statens behov for forsvarlig kostnadskontroll.³⁵

Gassnova skal gi råd til Olje- og energidepartementet i spørsmål om CO₂-håndtering.³⁶ Selskapet skal utføre sine oppgaver på en ryddig og profesjonell måte. Hensynet til faglig kompetanse og integritet samt ivaretagelse av et godt omdømme skal veie tungt i alt foretaket foretar seg. Selskapet skal ha en effektiv drift.

Risikostyring og internkontroll skal være integrert i mål- og resultatstyringen for å kunne identifisere, vurdere, håndtere og følge opp risiko, slik at den er innenfor akseptert nivå. Risikostyring og internkontroll skal anvendes i fastsettelse av strategi og planer og på tvers av virksomheten for å gi en rimelig grad av sikkerhet for at virksomheten når sine mål.³⁷

30) Lov om statsforetak av 30. august 1991 nr. 71 (statsforetaksloven).

31) *Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse*, NUES fra 23. oktober 2012.

32) OECD (2005) *Guidelines on Corporate Governance of Stated-Owned Enterprises*.

33) Prop. 1 S (2011–2012) Olje- og energidepartementet, jf. Innst. 9 S (2011–2012).

34) Meld. St. 13 (2010–2011) *Aktivt eierskap*, jf. Innst. 392 S (2010–2011).

35) Meld. St. 9 (2010–2011) *Fullskala CO₂-håndtering*, jf. Innst. 295 S (2010–2011).

36) Meld. St. 13 (2010–2011) *Aktivt eierskap*, jf. Innst. 392 S (2010–2011).

37) Senter for statlig økonomistyring (2005) *Risikostyring i staten. Håndtering av risiko i mål- og resultatstyring*.

Foretaket har ansvar for skriftlig å forelegge for vedkommende fagdepartement saker som antas å være av vesentlig betydning for foretakets formål, eller som i vesentlig grad vil endre foretakets karakter, før det treffes slike vedtak, jf. statsforetaksloven § 23 andre ledd.

3.3.4 Ansvar til Gassnovas styre

Statsforetaksloven § 23 fastsetter at forvaltningen av foretaket hører inn under styret som skal se til at virksomheten drives i samsvar med de formål, vedtekter og retningslinjer som er fastsatt av foretaksmøtet. Videre har styret ansvar for en tilfredsstillende organisering av foretaket og plikter å se til at registrering og dokumentasjon av regnskapsopplysninger er gjenstand for betryggende kontroll.

Styret ansetter, jf. statsforetaksloven § 26, administrerende direktør, som står for den daglige ledelsen av foretaket. Administrerende direktør skal følge de retningslinjene og påleggene styret gir, jf. statsforetaksloven § 27. I henhold til Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse har styret ansvar for at foretaket har en god internkontroll og hensiktsmessige systemer for risikostyring ut fra omfanget og arten av selskapets virksomhet.³⁸ Styret bør årlig gjennomgå selskapets viktigste risikoområder og den interne kontrollen.

3.3.5 Krav om utredninger, styringsdokumenter og kvalitetssikring

Saker som legges fram for Stortinget, skal være tilstrekkelig utredet.³⁹ Formålet med utredningsinstruksen er å sikre god forberedelse av og styring med offentlige reformer, regelendringer og andre tiltak.⁴⁰ Instruksen omfatter arbeidet med offentlige utredninger, forskrifter, reformer og tiltak, samt proposisjoner og meldinger til Stortinget. Den instansen som har ansvar for saken, skal utrede alle relevante og vesentlige konsekvenser, og berørte instanser og offentligheten skal trekkes inn i beslutningsprosessen før beslutning fattes. Det legges i undersøkelsen til grunn at utredningsinstruksen gjelder for statens satsing på CO₂-håndtering. Dersom det foreligger vesentlig usikkerhet ved elementer som inngår i beregningen, må det gjøres anslag for både maksimums- og minimumsalternativer for nytte og kostnader, og vurderes hvordan virkningene av tiltaket vil avhenge av de usikre faktorene.

Det skal gjøres en ekstern kvalitetssikring av kostnadsoverslag og styringsopplegg for alle statlige investeringer over 750 mill. kroner (endret i 2011 fra 500 mill. kroner, jf. Prop. 1 S (2010–2011) Finansdepartementet) i samlet kostnadsoverslag før prosjektene fremmes for Stortinget, jf. Bestemmelser om økonomistyring i staten punkt 5.3.8. Finansdepartementets veileder *Kvalitetssikring av konseptvalg, samt styringsunderlag og kostnadsoverslag for valgt prosjektoalternativ* angir at kostnadsestimatene skal representere de komplette investeringskostnadene, både de direkte og de indirekte kostnadene, for den som finansierer.⁴¹ Sentrale forutsetninger og eventuelle avgrensninger skal gå klart fram av dokumentasjonen. Nøyaktigheten av kostnadsestimatet skal være tilpasset den beslutningen som skal tas i de ulike prosjektfasene. Kostnadsestimatet må ikke inneholde systematisk optimistiske eller pessimistiske vurderinger. Usikkerhet skal dokumenteres. Kostnadsestimatene skal alltid gjennomgås av noen som er uavhengig av prosjektet. Egenskapene ved prosjektet, markedssituasjonen og kontraktspartene vil påvirke utformingen av kontraktstrategien for hvert prosjekt.⁴²

38) NUES (2012) *Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse*, 23. oktober 2012.

39) Innst. S. nr. 136 (2003–2004), jf. lov og instruks om Riksrevisjonen § 9 e.

40) *Instruks om utredning av konsekvenser, foreleggelse og høring ved arbeidet med offentlige utredninger, forskrifter, proposisjoner og meldinger til Stortinget* (Utredningsinstruksen), fastsatt ved kongelig resolusjon av 18. februar 2000 og revidert ved kongelig resolusjon av 24. juni 2005.

41) Finansdepartementet (2008) Veileder nr. 6. *Kvalitetssikring av konseptvalg, samt styringsunderlag og kostnadsoverslag for valg av prosjektoalternativ. Kostnadsestimering*.

42) Finansdepartementet (2008) Veileder nr. 7. *Kontraktstrategi*.

4 Organisering av arbeidet og disponering av midlene

4.1 Organisering

Arbeidet med CO₂-håndteringsprosjektene er organisert som følgende:

- Gassnova har samarbeidet med Statoil, Shell og Sasol om gjennomføringen av Teknologisenteret (TCM).
- Fullskalaprojektet på Mongstad utvikles av Gassnova og Statoil.
- I Kårstø-prosjektet hadde Gassnova ansvar for utviklingen av prosjektet fram mot investeringsbeslutningen.
- Gassnova har i samarbeid med Gassco hatt ansvar for utviklingen av transport- og lagringsløsninger fra fullskalafangstanleggene på Kårstø og Mongstad.

4.2 Disponering av midlene

Statsregnskapet viser at staten siden etableringen av Gassnova SF og til og med 2012 har brukt om lag 7,4 mrd. kroner til arbeidet med CO₂-håndtering.

Tabell 1 viser utgiftene for CO₂-håndteringsprosjektene i henhold til statsregnskapet. Olje- og energidepartementet brukte i 2007 10 mill. kroner til etablering av statsforetaket Gassnova. I 2009 utbetalte Gassnova deler av lånet til TCM DA, mens Olje- og energidepartementet har stått for utbetalingen siden (post 72). Tabellen viser også tilbakebetaling av lån og renter fra TCM DA, som startet høsten 2012.

Tabell 2 viser prosjektrengnskap for midlene for CO₂-håndteringsprosjektene i perioden 2007–2012.

Tabell 1 Utgifter til CO₂-håndtering og inntekter fra TCM DA, fordelt på kapitler og poster i statsregnskapet i perioden 2007–2012, i mill. kroner

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	I alt
<i>Utgifter</i>							
Kap. 1833 Post 21 Spesielle driftsutgifter	46	438	319	421	301	596	2121
Kap. 1833 Post 70 Administrasjon, Gassnova SF	33	48	70	91	92	92	426
Kap. 1833 Post 71 Forskningstjenester, TCM DA	-	-	-	-	-	649	649
Kap. 1833 Post 72 Lån, TCM DA	-	-	854	1535	1368	759	4516
Kap. 1833 Post 90/95 Innskuddskapital	10	-	-	-	-	-	10
<i>I alt – utgifter</i>	89	486	1243	2047	1761	2096	7722
<i>Inntekter</i>							
Kap. 4833 Post 80 Renter TCM DA				-9		-35	-44
Kap. 4833 Post 86 Avdrag TCM DA				-50		-263	-313
<i>I alt – inntekter</i>				-59		-298	-357
I alt	89	486	1243	1988	1761	1798	7365

Kilde: Statsregnskapet

Note: Inndelingen av kapittel 1833 har variert noe i løpet av perioden; tabellen inkluderer ikke utgifter til CLIMIT-programmet og CCS-mulighetsstudien.⁴³ Inntekter fra TCM DA i 2010 er en følge av at renter og avdrag tilsvarende Sasols andel ble overført til Olje- og energidepartementet da selskapet ble partner i TCM DA.

43) Gassnova (2012) *Mulighetsområdet for realisering av fullskala CO₂-håndtering i Norge*. Statusrapport 20. desember 2012.

Tabell 2 Utgifter til CO₂-håndtering fordelt på prosjekter og Gassnovas driftsutgifter i perioden 2007–2012, i mill. kroner

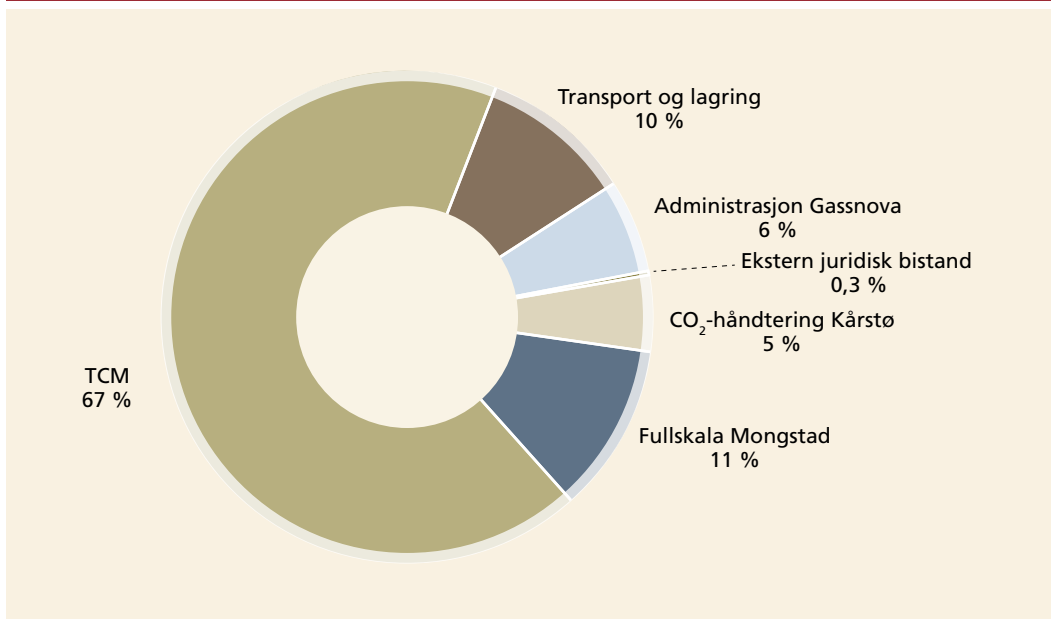
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	I alt
TCM	6	21	944	1477	1374	1123	4945
Fullskala Mongstad	-	-	30	145	159	477	811
CO ₂ -håndtering Kårstø	11	142	198	30	-	-	381
Transport og lagring	24	117	141	220	134	115	751
Administrasjon Gassnova	33	48	70	91	92	92	426
Ekstern juridisk bistand	4	3	5	5	3	1	22
I alt	78	332	1389	1968	1762	1808	7336

Kilde: Regnskapsdata fra Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet, Gassnova og Norges vassdrags- og energidirektorat

Note: Tabell 2 er bygget opp av flere kilder. Differansen i sluttsummen sammenlignet med tabell 1 forklares med at innskuddskapital på 10 mill. kroner og Gassnovas bankbeholdning ikke er inkludert, og avrunding. Innbetalte renter og avdrag fra TCM DA er tatt hensyn til i tabellen.

Figur 1 illustrerer fordelingen av de samlede utgiftene til CO₂-håndtering i perioden 2007–2012. 67 prosent av utgiftene er knyttet til å realisere TCM. Til sammen 26 prosent er brukt på å planlegge fullskalafangst på Kårstø og Mongstad med løsninger for transport og lagring.

Figur 1 Fordeling av utgifter til CO₂-håndtering i perioden 2007–2012



Kilde: Regnskapsdata fra Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet, Gassnova og Norges vassdrags- og energidirektorat

5 Rammene for CO₂-håndtering på Mongstad

Rammene for CO₂-håndtering på Mongstad følger i hovedsak av konsesjonskravene som ble gitt av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), utslippstillatelsen gitt av Miljøverndepartementet, og av avtalene som er inngått av Olje- og energidepartementet i etterkant av disse vedtakene.

5.1 Tillatelser og utredninger

Statoil søkte i 2005 om konsesjon for bygging av et kraftvarmeverk i tilknytning til raffineriet på Mongstad. Begrunnelsen for søknaden var blant annet å forbedre Mongstad-raffineriets energiutnyttelse. Kraftvarmeverket skal forsyne raffineriet med elektrisitet og varme. Statoil opplyste i søknaden at det planlegges etablert et eget selskap som skal eie og drive kraftvarmeverket.

5.1.1 Konsesjon fra energimyndighetene

NVE ga i 2006 Statoil konsesjon til kraftvarmeverket. NVE fant det ikke samfunnsmessig rasjonelt å stille vilkår om CO₂-håndtering. Konsesjonen forutsatte imidlertid at kraftverket skulle "tilrettelegges for eventuell framtidig utskilling av CO₂ fra avgassen, dette ved avsetting av tilstrekkelige arealer ved kraftverket og ved hensiktsmessig orientering og teknisk tilrettelegging av kraftverket". Kraftvarmeverket kom i kommersiell drift i desember 2010.

5.1.2 Utslippstillatelse fra miljømyndighetene

Miljøverndepartementet ga i oktober 2006 kraftvarmeverket utslippstillatelse i medhold av forurensningsloven (lov om vern mot forurensninger og om avfall av 13. mars 1981 nr. 6). Tillatelsen forutsatte:

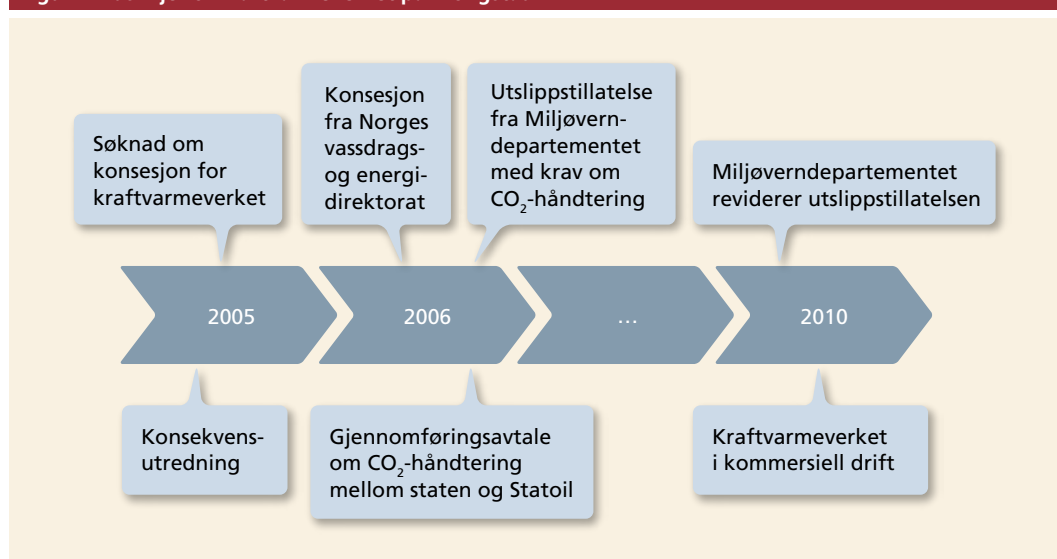
- Det skulle etableres fullskala CO₂-håndtering fra kraftvarmeverket innen 2014.
- Arbeidet med tilretteleggelse og iverksettelse av CO₂-fangst fra kraftvarmeverket skulle starte umiddelbart.
- Realisering av fangstanlegget skulle foregå parallelt med byggingen av kraftvarmeverket.
- Første steg av CO₂-fangsten skulle settes i drift samtidig med oppstarten av kraftvarmeverket. Fra dette tidspunktet skulle det fanges minst 100 000 tonn CO₂ per år. Fanget CO₂ skulle ikke slippes ut i atmosfæren.
- Basert på erfaringene fra første steg, skulle det i løpet av 2012 legges fram for forurensningsmyndigheten en detaljert plan med en løsning for etablering av fullskala CO₂-håndtering for kraftvarmeverket (Steg 2). Investeringsbeslutningen skulle tas i løpet av 2012. Etter dette skulle gjennomføringen av prosjektet starte umiddelbart.
- Statoil skulle innen utgangen av 2008 legge fram for forurensningsmyndigheten en overordnet plan for etablering av fullskala CO₂-håndtering for de største utslippskildene (raffineriet og kraftvarmeverket) på Mongstad.
- Statoil skulle legge til rette for fangst av CO₂ fra kraftvarmeverket og fra raffineriet ved å bygge nødvendige tilknytningspunkter.

I januar og i desember 2010 omgjorde Miljøverndepartementet noen elementer av utslippstillatelsen:⁴⁴

- Første steg av CO₂-fangsten skulle settes i verk så raskt som mulig og ikke samtidig med oppstarten av kraftvarmeverket.
- Kravet om at fanget CO₂ fra Steg 1 skulle lagres, ble tatt ut.
- Fullskala CO₂-håndtering fra kraftvarmeverket skal etableres så rask som mulig innen rammene for normal industripraksis.
- Det skal utarbeides en avtale for gjennomføring av fullskala CO₂-håndtering fra kraftvarmeverket. Basert på erfaringene fra første steg skal det framlegges for forurensningsmyndighetene en detaljert plan for andre steg, etablering av fullskala CO₂-håndtering fra kraftvarmeverket. Investeringsbeslutningen skal tas så raskt som mulig innen rammene for normal industripraksis, hvoretter gjennomføringen av prosjektet starter umiddelbart.

Endringen ble begrunnet med at realiseringen av teknologiseret var mer utfordrende enn opprinnelig antatt, og at det ville ha vært uforholdsmessig kostbart og vanskelig å gjennomføre en midlertidig transport- og lagringsløsning for fanget CO₂ i perioden fram til en fullskala CO₂-håndtering fant sted.⁴⁵ Videre vil det ta lengre tid enn tidligere antatt å realisere fullskala CO₂-håndtering på Mongstad, jf. omtale i Prop. 125 S (2009–2010).

Figur 2 Tidslinje for kraftvarmeverket på Mongstad



5.1.3 Utredning av CO₂-håndtering på Mongstad

Olje- og energidepartementet opplyser at det ble gjort enkelte faglige utredninger av CO₂-håndtering på Mongstad i forbindelse med søknadsprosessen og konsekvensutredningen for kraftvarmeverket. Utslipet av CO₂ fra Mongstad-anleggene ville ved oppstart av kraftvarmeverket øke med nesten 1 mill. tonn per år.⁴⁶ Det ble gjennomført en forstudie av fangst og lagring av CO₂ fra raffineriet og kraftvarmeverket på Mongstad. Studien pekte på at det i vesentlig grad må tas hensyn til integrasjon med eksisterende raffinerianlegg på Mongstad.⁴⁷ I anbefalingen fra Klima- og forurensningsdirektoratet (den gang Statens forurensningstilsyn) til Miljøverndepartementet ved

44) Miljøverndepartementet (2010a) *Omgjøring av vilkår i utslippstillatelsen for CO₂ for Statoils kraftvarmeverk på Mongstad*. Brev til Statoil ASA av 13. januar 2010; Miljøverndepartementet (2010b) *Omgjøring av vilkår i utslippstillatelsen for CO₂ for Statoils kraftvarmeverk på Mongstad*. Brev til Statoil ASA av 21. desember 2010.

45) St.prp. nr. 59 (2007–2008) *Tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet 2008*; St.prp. nr. 38 (2008–2009) *Investering i teknologiseret for CO₂-håndtering på Mongstad*.

46) Statoil (2005) *Energiverk Mongstad. Kraftvarmeverk med tilhørende ombygginger i raffineriet*. Konsekvensutredning.

47) Fluor (2005) *CO₂ Capture Study at Mongstad*, juni 2005.

behandlingen av søknaden om utslippstillatelse vises det også til noen utredninger som ble gjort i forbindelse med søknadsprosessen.⁴⁸

5.2 Avtaler som regulerer samarbeidet om CO₂-håndtering på Mongstad

5.2.1 Gjennomføringsavtalen og andre avtaler inngått av staten

Vilkårene i utslippstillatelsen forutsatte økonomisk bidrag fra staten. Olje- og energidepartementet inngikk i 2006 Gjennomføringsavtalen med Statoil om samarbeid om CO₂-håndtering på Mongstad. Avtalen omhandler CO₂-håndtering i to steg, se faktaboks 1. Det er inngått egne avtaler og sidebrev som regulerer gjennomføringen av Steg 1 og 2, se vedlegg 1 for en fullstendig oversikt.

Faktaboks 1 Steg 1 og 2 i Gjennomføringsavtalen

Steg 1 Teknologiseret:

- Statoil forplikter seg til å gå inn som medeier i teknologiselskapet med en eierandel på 20 prosent. Staten forplikter seg til å gå inn med en eierandel på de resterende 80 prosent.
- Teknologiselskapet skal ha en kapitalbase og driftsfinansiering for å sikre en målrettet innsats på inntil fem år.
- Statoil skal stille landanlegg og kompetanse til rådighet for teknologiselskapet.
- Kostnadsdekning ved eventuelle overskridelser av budsjettet på tidspunktet for investeringsbeslutningen skal dekkes proporsjonalt av de industrielle deltakerne (ikke staten).

Steg 2 Fullskala CO₂-håndtering:

- Statoil forplikter seg til for egen regning innen 2008 å utvikle en overordnet plan for framtidig fangst av CO₂ på Mongstad (Masterplanen).
- Statoil skal i løpet av arbeidet med Masterplanen planlegge og forberede installasjon av tilknytningspunkter for kraftvarmeverket, reformer og krakkeranlegget, slik at raffineriet klargjøres for Steg 2.
- Staten og Statoil skal utarbeide en avtale for gjennomføring av Steg 2 innen 1. kvartal 2009. Partene har som felles mål å etablere CO₂-løsninger innen utløpet av 2014. Investeringsbeslutningen skulle tas i løpet av 2012.
- Statoil skal dekke kostnader for Steg 2 tilsvarende selskapets alternative CO₂-kostnad dersom det ikke hadde gjennomført CO₂-rensing. Staten skal dekke investerings- og driftskostnader for fangstanlegget samt transport- og lagringskostnader utover det som dekkes av Statoil.
- Statoil skal dekke 100 prosent av eventuelle overskridelser for investeringskostnadene for Steg 2 utover budsjettanslaget på tidspunktet for investeringsbeslutningen.



Mongstad industristed, april 2010.

Foto: Helge Hansen / Statoil

48) Statens forurensningstilsyn (2006) *Etablering av gasskraftverk på Mongstad – Statens forurensningstilsyns anbefaling til Miljøverndepartementet*, 18. august 2006.

5.2.2 Forhandlinger av avtalene

Gassnova opplyser at Gjennomføringsavtalen ble framforhandlet på høyt nivå av departementsledelsen i Olje- og energidepartementet og Miljøverndepartementet. Gassnova var involvert som rådgiver. Olje- og energidepartementet uttaler at innholdet i Gjennomføringsavtalen til dels var overordnet formulert, og at en rekke forhold gjensto å regulere. Forhandlingene for å bli enige om detaljene, spesielt omkring kostnads- og risikofordelingen, beskrives som krevende.

Ifølge Olje- og energidepartementet og Gassnova var enten departementet eller Gassnova, eller begge, ansvarlig for forhandlingene av de øvrige avtalene:

- Sidebrevene til Gjennomføringsavtalen og Steg 2 Utviklingsavtalen ble forhandlet av Olje- og energidepartementet. Gassnova og ekstern juridisk kompetanse har bistått som rådgivere under forhandlingene.
- Samarbeidsavtalen ble forhandlet av Gassnova og Olje- og energidepartementet i samarbeid. Gassnova ivaretok det faglige ansvaret i forhandlingene, mens departementet var tilrettelegger og sekretariat.
- Deltakeravtalen og øvrige avtaler som regulerer driften av TCM DA, ble forhandlet av Gassnova på vegne av departementet. Gassnova opplyser at Olje- og energidepartementet deltok i sluttfasen av forhandlingene av Deltakeravtalen.

5.2.3 Ivaretagelse av statens interesser gjennom avtalene som regulerer samarbeidet om CO₂-fangst på Mongstad

Ansvaret for å ivareta statens interesser og forpliktelser er i etterkant av avtaleinngåelsen delegert fra Olje- og energidepartementet til Gassnova. Gassnova uttaler at det er viktig for realisering av TCM og fullskalafangst på Mongstad at det foreligger en bindende avtale mellom staten og en kompetent industrivirksomhet (Statoil). Det ville være vanskelig og neppe hensiktsmessig for staten å gjennomføre en slik omfattende utviklings- og utbyggingsaktivitet på egen hånd. Gassnova viser til at Gjennomføringsavtalen trekker opp rammene for gjennomføring av TCM- og fullskalaprojektet. Statoil har for begge prosjektene ansvaret som operatør for utbyggingene og skal legge sin industrielle gjennomføringsmodell til grunn. Kostnadene som er forbundet med resultatet, kan imidlertid bli høye. Gassnova uttaler videre at tidsforløpet som ble lagt i avtalen i 2006, var ambisiøst. I tillegg skal det brukes ny teknologi og det er liten erfaring på verdensbasis for lignende anlegg. Det ble også lagt opp til at Statoil skulle ha ansvar for eventuelle kostnadsoverskridelser sammenlignet med vedtatte byggebudsjett. Gassnova påpeker at en derfor kan se et mulig insentiv for Statoil til å utarbeide et budsjett som begrenser selskapets risiko for senere kostnadsøkninger. Det er utfordrende å få til et balansert insentivsystem for begge parter i avtalene.

5.3 Internasjonale rammebetingelser for CO₂-håndtering

Olje- og energidepartementet uttaler at det foruten politiske rammevilkår er mange forhold som påvirker utviklingen på området, blant annet:

- teknologisatsing og -utvikling i industrien
- internasjonale rammevilkår knyttet til klimagassutslipp
- utviklingen av CO₂-håndtering internasjonalt

Gassnova og Statoil uttaler at det i 2006 var høye forventninger til hvor raskt CO₂-håndtering kunne modnes og realiseres. Per 2012 er forventningene om rask framdrift betydelig nedtonet internasjonalt, og man har erkjent at dette er kostnadsmessig, forvaltningsmessig og kommersielt komplisert også i andre land.

Ifølge the Global CCS Institute (GCCSI) er det på verdensbasis åtte storskala CO₂-håndteringsprosjekter i drift og åtte under bygging per 2012.⁴⁹ Mange planlagte prosjekter er imidlertid blitt skrinlagt. Ifølge GCCSI er det flere årsaker til dette, herunder høy risiko, teknisk kompleksitet, og i noen tilfeller utilstrekkelige inntekter fra salg av CO₂ og manglende regulering av lagring. Det går også fram av GCCSIs analyse at det har vist seg kostbart og tidkrevende å finne egnede lagringssteder, og dette framheves som en betydelig risiko. Økonomisk støtte til demonstrasjonsprosjekter er lavere enn det industrien forventet, og markedsprisene er for lave til å gi lønnsomhet i investeringer i CO₂-håndtering. Gassnova uttaler at på grunn av betydelig offentlig støtte har mindre framgang internasjonalt ikke hatt store implikasjoner for gjennomføringen av de norske prosjektene. I Nord-Amerika gir fanget CO₂ inntekter fordi den kan brukes til å øke utvinningsgraden av olje. Bruk av fanget CO₂ til meroljeutvinning har foreløpig ikke vist seg kommersielt interessant i Norge, hvor oljefeltene ligger offshore og ikke på land.

49) The Global CCS Institute (2012) *The Global Status of CCS*.

6 Teknologisenteret på Mongstad

6.1 Avtaler om planlegging, gjennomføring og drift

Samarbeidet om Teknologisenteret på Mongstad (TCM) er regulert av flere supplerende avtaler til Gjennomføringsavtalen. Organiseringen av arbeidet følger i hovedsak av Samarbeidsavtalen og Deltakeravtalen (se vedlegg 1). Det går fram av intervjuer med partnerne i TCM DA og partnerne under Samarbeidsavtalen som ikke deltok utover planleggingsfasen, at Samarbeidsavtalen og Deltakeravtalen oppfattes som et godt grunnlag for planlegging og gjennomføring av TCM.

6.1.1 Samarbeidsavtalen om planlegging av TCM

Olje- og energidepartementet⁵⁰ inngikk i juni 2007 Samarbeidsavtalen med DONG Energy, Norsk Hydro Produksjon AS, Shell, Statoil og Vattenfall om å samarbeide om planlegging og forberedelser av TCM. Samarbeidet i planleggingsfasen løp fram til investeringsbeslutningen i 2009, da partnerne tok stilling til videre deltakelse i gjennomførings- og driftsfasen.

I Samarbeidsavtalen var det blant annet enighet om at teknologisenteret skulle være prosjektert for

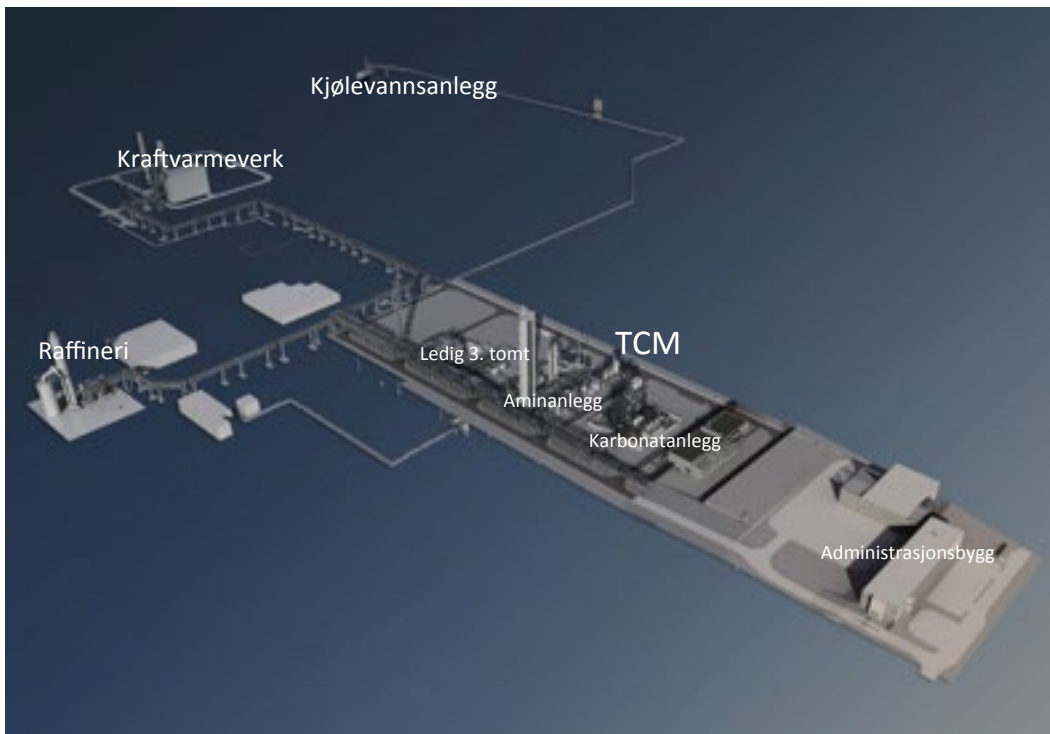
- en årlig CO₂-fangstkapasitet på minst 100 000 tonn
- mer enn én teknologi, der amin- og karbonatteknologi anses som de mest relevante
- røykgass fra to kilder: raffineriet og kraftvarmeverket
- fleksibilitet med tanke på framtidig testing

Samarbeidsavtalen fastsetter også at Statoils gjennomføringsmodell, helse-, miljø- og sikkerhetsrutiner og -standarder og relevante krav ved Mongstad-raffineriet ligger til grunn.

Kostnader og ansvar ble fordelt med en sjettedel på hver av partnerne, som forpliktet seg til å bidra med kunnskap, personell og finansiering. Det ble etablert en styringskomité ledet av Gassnova, der hver partner var representert. Beslutninger krevde to tredels flertall. Olje- og energidepartementet var sikret vetorett dersom partnerne vedtok beslutninger som departementet oppfattet sto i motsetning til TCMs formål eller norsk politikk for CO₂-håndtering.

Med bakgrunn i blant annet økte planleggingskostnader ble det i desember 2007 enighet om et tillegg til Samarbeidsavtalen, jf. Amendment no. 1 (vedlegg 1). Her ble Statoil gitt et utvidet oppfølgingsansvar (modifisert operatøransvar) for planleggingen. Statoil fikk blant annet ansvar for å utpeke en prosjektleder.

50) Statens partsforhold i avtalen ble overført til Gassnova i oktober 2007.



3D-modell av TCM med tilkoblingspunkter til kraftvarmeverk og raffineri.

Kilde: TCM DA

6.1.2 Deltakeravtalen for TCM DA (gjennomføring og drift)

Deltakeravtalen er inngått mellom Olje- og energidepartementet (signert av Gassnova etter fullmakt), Statoil og Shell, jf. St.prp. nr. 38 (2008–2009). Avtalen representerer det juridiske grunnlaget for opprettelsen av selskapet TCM DA.⁵¹ Avtalen regulerer de rettigheter og plikter som partene har vis-à-vis hverandre og vis-à-vis selskapet i bygge- og driftsfasen. Selskapet skal utvikle, bygge, eie og drifte teknologianlegget.

Avtalen regulerer hver partners eierskap i selskapet:

- Staten 77,56 prosent (fra 2010 75,12 prosent)
- Statoil 20,00 prosent
- Shell og – fra 2010 – Sasol 2,44 prosent hver

6.1.3 Låneavtaler og Forskningsavtalen TCM DA

Alle utgifter til investeringer i og drift av TCM under etablering og oppbygging av anlegget skal dekkes av eierne. TCM DA har inngått likelydende låneavtaler med de fire partnerne. Avtalen med staten er undertegnet av Olje- og energidepartementet. Partnerne har lånefinansiert utbyggingen i henhold til sine eierandeler og forplikter seg til å kjøpe forskningstjenester av selskapet i driftsfasen som skal finansiere nedbetaling av lån og drift, jf. Forskningsavtalen. Ordningen med lånefinansiert utbygging gjør det mulig at de av de kommersielle partnerne som har skatteposisjon i Norge, kan få redusert skatt på grunn av fradragmulighet i inntekt ved kjøp av forskningstjenester i henhold til petroleumsskatteregimet. Gassnova opplyser at dette medfører at netto utgifter for disse partnerne vil bli redusert. Forskningsavtalen regulerer også rettigheter til kunnskap og data. Prinsippet er full kunnskapsdeling mellom deltakerne.

Olje- og energidepartementet opplyser at det var viktig for staten å få med industrielle aktører på eiersiden, jf. St. prp. nr. 49 (2006–2007) *Samarbeid om CO₂-håndtering på Mongstad*. De kommersielle partnerne ønsket å definere prosjektet som et forsknings- og utviklingsprosjekt med muligheter for fradrag i inntekt som gir redusert skatt.

51) Selskapet ble etablert som et ansvarlig selskap med delt ansvar – DA.

Ifølge Gassnova er denne modellen vanlig i petroleumsindustrien. Ifølge Olje- og energidepartementet innebærer finansieringsmodellen for staten en forskyvning av betaling av merverdiavgift fra bygge- til driftsperioden. Prosjektet blir belastet kapitalkostnader, mens renteutgifter og -inntekter for staten i utgangspunktet vil bli balansert.

6.1.4 Overskridelsesgarantien: Sidebrev nr. 2 til Gjennomføringsavtalen

Statoil og staten ble i Gjennomføringsavtalen enige om at "[k]ostnader ved eventuelle overskridelser utover budsjett på investeringsbeslutningstidspunktet dekkes proporsjonalt av de industrielle deltakerne i prosjektet (ikke staten)". Dette ble også lagt til grunn i St.prp. nr. 38 (2008–2009). Sidebrev nr. 2, som ble inngått mellom Olje- og energidepartementet og Statoil, regulerer ansvaret for eventuelle kostnadsoverskridelser ved byggingen av anlegget. Overskridelsesansvaret er fastsatt ut fra et investeringsbudsjett på 5,9 mrd. kroner, fordelt med 2,7 mrd. kroner på teknologianlegg og 3,2 mrd. kroner på infrastruktur og hjelpesystemer. Gassnova opplyser at siden teknologien var beheftet med stor usikkerhet, ble det ansett som rimelig å gjøre et skille mellom teknologidelen og resten av anlegget. Ved eventuelle overskridelser på infrastruktur og hjelpesystemer, der Statoil har bred erfaring, skulle Statoil dekke statens andel av en eventuell overskridelse. Staten bærer derimot eventuelle overskridelser for teknologianleggene pro rata med de andre partnerne på TCM. Gassnova uttaler videre at overskridelsesgarantien for Statoil ikke vil komme til anvendelse fordi den vesentligste kostnadsøkningen på TCM har vært på teknologianleggene. Ifølge Gassnova gir ikke sidebrev nr. 2 Statoil sterke insentiver til å begrense kostnadene.

Olje- og energidepartementet opplyser at Gassnova har ansvar for å følge opp om overskridelsesgarantien blir overholdt. Statoil (ved utbyggingsledelsen) uttaler at det har vært utfordrende og arbeidskrevende å etablere regnskapsmessige systemer for etablering, oppfølging og rapportering av kostnader til Gassnova. Gassnova bestilte i 2011 en ekstern vurdering av Statoils praktisering av sidebrev nr. 2.⁵² Avtalene mellom Staten og Statoil ble vurdert som uklare når det gjaldt teknisk spesifisering og detaljert kostnadsbudsjett, noe som gjorde det utfordrende å gjennomføre en revisjon av om overskridelsesgarantien ble overholdt. Rapporten påpekte tre avvik fra avtalene:

- manglende regnskapssystem for fordeling av faktiske kostnader til infrastruktur/hjelpesystemer og teknologi
- mangelfulle begrunnelser for kostnadsfordeling
- ufullstendig kostnadsestimat ved avtaletidspunktet

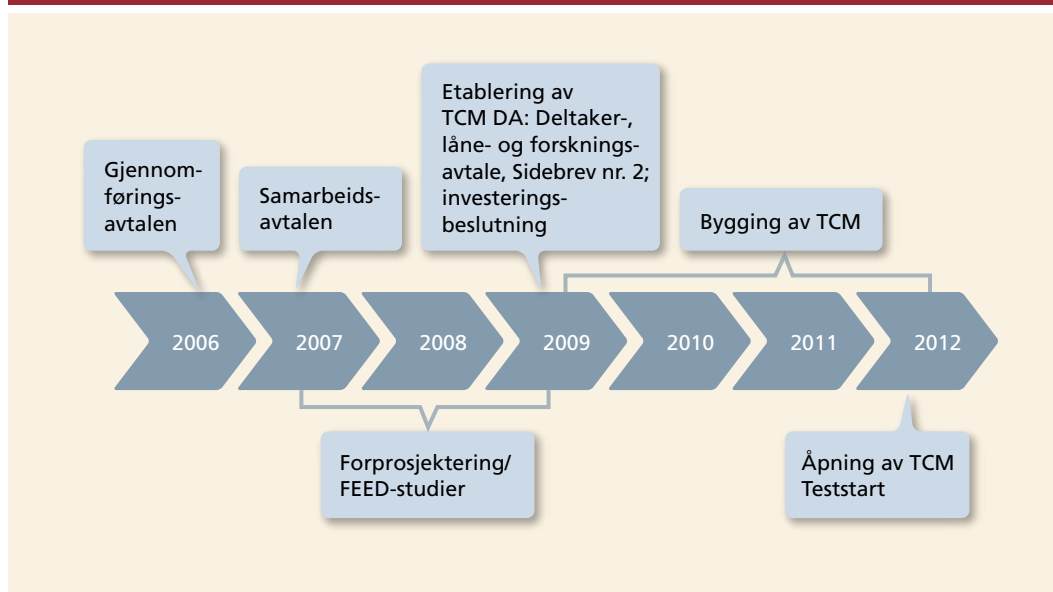
Det går fram av rapporten at selskapsmøtet har behandlet alle endringsforslag fra prosjektet, men ikke har hatt noen rolle med hensyn til om finansieringen skal skje fra den delen av reserven som var satt av til teknologi, eller den delen som var satt av til infrastruktur og hjelpesystemer. Etter å ha mottatt Statoils respons på rapporten skrev Gassnova i sitt svar til Statoil at foretaket registrerte at Statoils prosjektledelse var enig i at systemet for fordeling av kostnader var mangelfullt, og at Statoil ikke så noen mulighet til å oppfylle ordlyden i avtalen.⁵³ Gassnova uttrykte i sitt svar til Statoil forundring over at et fullstendig kostnadsestimat ikke forelå ved avtaletidspunktet. Styret i Gassnova opplyser i intervju at engasjementsteamet for TCM sommeren 2012 vurderte det slik at en ny revisjon av overskridelsesgarantien ikke var nødvendig, fordi det var lite sannsynlig at terskelen for garantien ville bli overskredet.

52) Scandpower Risk Management (2011) *Revisjon av Statoils TCM-prosjekt mht. praktisering av Gjennomføringsavtalens Sidebrev nr. 2 med vedlegg 1*. Rapport 101229/R1, 27. mai 2011.

53) Gassnova (2011) *Vedrørende revisjon av Statoils TCM-prosjekt – svar på brev av 1. juli 2011*. Brev til Statoil ASA 17. august 2011.

6.2 Framdrift og status

Figur 3 Tidslinje for TCM



Partnerne i Samarbeidsavtalen for TCM arbeidet med planleggingen i perioden 2007–2009. Investeringsbeslutningen var planlagt tidlig i 2008 med oppstart i 2010.⁵⁴ Stortinget behandlet investeringen i TCM 7. mai 2009.⁵⁵ Selskapsmøtet i TCM DA vedtok investeringen i byggingen av TCM 17. juni 2009, jf. TCM DA Selskapsmøteprotokoll nr. 1 2009. Statoil og Olje- og energidepartementet undertegnet samme dag sidebrev nr. 2 til Gjennomføringsavtalen.

Etter teknologievaluering og påfølgende anbudskonkurranse ble Aker Clean Carbon AS (ACC) valgt som leverandør av aminanlegget, mens Alstom var eneleverandør av karbonat teknologi.

Teknologisenteret på Mongstad ble offisielt åpnet 7. mai 2012. Etter en innkjøringsfase der begge teknologianleggene måtte rette opp avvik, startet testaktiviteten ved anlegget. Gassnova opplyser at nedbetaling av lån startet 1. oktober 2012. Åpningen av TCM er framhevet som en viktig internasjonal milepæl i forskning, utvikling og demonstrasjon av CO₂-fangst som bør bidra til å demonstrere potensialet for å få redusert kostnadene ved CO₂-fangst over tid.⁵⁶

TCM har tilgang på to røykgasskilder med ulike CO₂-konsentrasjoner som er relevante for CO₂-fangst fra raffinerier, kull- og gasskraftverk.⁵⁷ TCM er designet slik at de to teknologianleggene kan veksle mellom hvilken røykgasskilde som benyttes under testingen, og innholdet av CO₂ kan varieres. Det er avsatt et areal på området for testing av én eller flere alternative teknologier (den tredje tomten).

54) *Cooperation Agreement relating to European CO₂ Test Centre Mongstad, Norway (Samarbeidsavtalen)*. 21. juni 2007.

55) Stortinget (2009) Referat fra møte 7. mai 2009, ved behandlingen av St. prp. nr. 38 (2008–2009) og Innst. S. nr. 206 (2008–2009).

56) The Global CCS Institute (2012) *The Global Status of CCS*.

57) St.prp. nr. 38 (2008–2009), Meld. St. 9 (2010–2011) og Gassnova (2012) *Årsrapport 2011*.

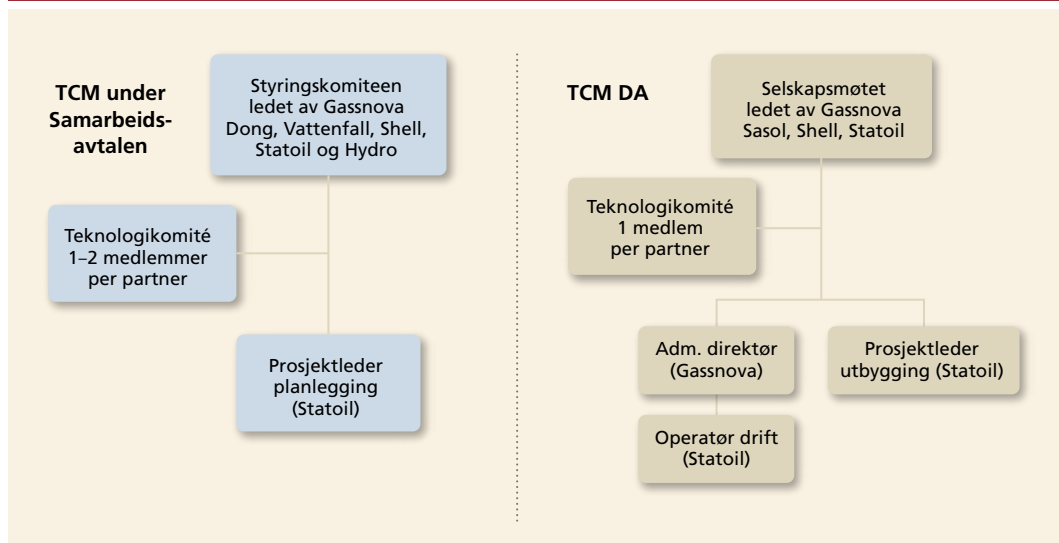
6.3 Styring av TCM DA

Etter investeringsbeslutningen har Gassnova ivarett statens interesser først og fremst gjennom deltakelse i og ledelse av TCM DAs selskapsmøte. Foretaket har også deltatt i teknologikomiteen som er etablert under TCM DA. Det går fram av Gassnovas styredokumenter fra 2009 at denne består av personer som er utpekt av de fire partnerne, og som har gitt råd i teknologiske og tekniske spørsmål i utbyggingsfasen.

6.3.1 TCM DAs selskapsmøte

Selskapsmøtet er det høyeste organet i TCM DA. Det skal operere i samsvar med selskapsloven.⁵⁸

Figur 4 Organisering av TCM under Samarbeidsavtalen og av TCM DA under Deltakeravtalen



Tabell 3 Sentrale roller i TCM DA regulert i Deltakeravtalen

Rolle	Ansvar	Ansvarlig selskap	Rapporterer til
Administrerende direktør	Daglig ledelse av selskapet	Gassnova	Selskapsmøtet
Prosjektleder utbygging	Daglig ledelse av utbyggingen av TCM	Statoil	Selskapsmøtet
Operatør drift	Daglig drift av anlegget	Statoil	Administrerende direktør

Kilde: Deltakeravtalen for TCM DA

Selskapsmøtet kan utstede generelle eller spesifikke retningslinjer for hvordan prosjektleder for utbyggingen (Statoil) eller administrerende direktør TCM DA skal ivareta sine oppgaver. Selskapsmøtet bestemmer budsjett og arbeidsprogram, har vedtatt kontrakt- og anskaffelsesstrategi, mottar rapporter og anbefalinger fra TCM DAs teknologiske komité, behandler fortløpende kostnadsestimater, vedtar endringer og bruk av reserver og beslutter for øvrige saker som definert i Deltakeravtalen.

Det gjennomføres ti–tolv selskapsmøter per år. Ifølge ledelsen i TCM DA blir alle viktige saker besluttet i selskapsmøtet. Det kommer fram av en gjennomgang av innkallinger til selskapsmøtene i TCM DA i perioden 2009–2012 at faste saker inklud-

58) Lov om ansvarlige selskaper og kommandittselskaper (selskapsloven).

derer rapportering fra prosjektleder for utbyggingen, administrerende direktør og teknologikomiteen. I tillegg til den faste rapporteringen tas det inn aktuelle saker i innkallingene. Det kan være saker som angår byggeprosessen, driftsfasen, framdrift i kontrakter, budsjett og kostnadsestimater for bygging og for drift, testing og test-avtaler.

Enkelte saker har vært gjenstand for større oppmerksomhet fra selskapsmøtet. Dette gjelder for eksempel forhold knyttet til kostnadsoverskridelser på kontraktene med leverandørene, tilkobling til kraftvarmeverket, innlemmelse av Sasol i partnerskapet, driftskostnader for TCM og anleggets videre utnyttelse, se punkt 6.7.

6.3.2 Ledelsen av TCM DA

Selskapsmøtet ansetter administrerende direktør i TCM DA og ser til at kvalifisert personell leies ut fra partnerne i selskapet. Administrerende direktør har siden TCM DA ble opprettet, vært utleid fra Gassnova. Administrerende direktørs rolle innebærer blant annet å være ansvarlig for driften av TCM DA, jf. Deltakeravtalens artikkel 6.3. Administrerende direktør har fremmet aktuelle saker for selskapsmøtet, som i hovedsak har vært knyttet til oppbyggingen av TCM DAs organisasjon, utarbeidelse av budsjetter og regnskap, klargjøring av TCM DA for testperioden og forslag om reduksjoner i driftsutgifter.

6.3.3 Prosjektledelse i byggefasen

Statoil har vært prosjektleder for utbyggingen, forhandlet og signert kontraktene og ivarettatt kontakten med underleverandører og all kontraktsadministrasjon. Som prosjektleder rapporterer Statoil direkte til selskapsmøtet. Statoil (forsknings- og utviklingsenheten) opplyser at selskapet har ledet utbyggingen med et prosjektteam på samme måte som tilsvarende utbygginger i industrien. Prosjektbemanningen i byggefasen har vært ca. 80 personer.

Utbyggingsledelsens månedlige rapportering til selskapsmøtet følger et fast format og bygger på Statoils prosjektgjennomføringssystemer. Rapporteringen inneholder i hovedsak informasjon om HMS, kostnadsutvikling og overordnet framdrift i byggeprosessen, inkludert iverksatte revisjoner, kvalitetssikringstiltak, risikoer og risiko-reducerende tiltak. I tillegg til den faste rapporteringen har utbyggingsledelsen løpende lagt fram aktuelle saker for selskapsmøtet, som for eksempel endringshåndtering, kontraktshåndtering (framdrift, kostnadsoverskridelser) og halvårslige revisjoner av kostnadsestimater.

Statoil (utbyggingsledelsen) viser til at det i det daglige arbeidet har vært kontakt med Gassnova for å etterkomme forespørsler og informere om status eller kostnadsutvikling. Det er formell oppfølging ved månedsrapporter og presentasjoner for selskapsmøtet. Oppfølgingen av sidebrev nr. 2 har vært formell med møteprotokoller.

Gassnova viser til at rapporteringen fra prosjektleder og kostnadsutviklingen har vært tett fulgt opp av foretaket. Gassnova opplyser at i tråd med Deltakeravtalen er Gassnova bundet av Statoils prosjektgjennomføringsmodell og har verken anledning til, eller noe ønske om, å endre Statoils rutiner og prosedyrer i gjennomføringen av prosjektet.

Det går videre fram av intervju med TCM DA (ledelsen) at noen av de tekniske kravene som er stilt til anlegget, kunne vært forenklet for å få ned utbyggingskostnadene.



Teknologisenteret på Mongstad med kraftvarmeverket i bakgrunnen, april 2012.

Foto: TCM DA

6.3.4 Stemmereglene i TCM DAs selskapsmøte

Deltakeravtalen inneholder detaljerte regler for avstemninger i selskapsmøtet. Medlemmene har stemmerett i henhold til eierandelen. Avtalen etablerer imidlertid en rekke unntak. Det går fram av Gassnovas styredokumenter fra 2012 at stemmereglene i realiteten etablerer en blokkeringsrett for både Statoil og Gassnova på viktige områder og i praksis nødvendiggjør enighet dem imellom.

Det går fram av protokoller fra Gassnovas styredokumenter at Gassnova opplevde at forhandlingene om Deltakeravtalen var mer krevende og tok lengre tid enn opprinnelig antatt. Gassnovas vurdering i brev til Olje- og energidepartementet i juni 2009 var at den framforhandlede avtalen samlet sett var forsvarlig for etableringen av TCM DA og for investeringsbeslutningen.⁵⁹ I tillegg kommer det fram i brevet at statens styringsrett er svakere enn statens eierandel skulle tilsi, og at dette vil gjøre det mer utfordrende for Gassnova å ivareta statens interesser i gjennomføringen av TCM. Det går videre fram av Gassnovas styredokumenter fra 2009 at fordi Statoil hadde mange interesser og roller (eier i TCM DA, prosjektleder i utbyggingsfasen, operatør i driftsfasen, eier og operatør av tilgrensende infrastruktur på Mongstad som TCM er avhengig av), ble vetorett ansett som urimelig og en uforholdsmessig stor innrømmelse fra staten til Statoil. Statoil (forsknings- og utviklingsenheten) viser til at det var viktig for selskapet å få inn i Deltakeravtalen at aktørene med mindre eierandeler ikke skulle kunne overstyre Statoil, og at dette ble reflektert i stemmereglene.

Det går fram av intervjuer med partnere i TCM DA hva stemmereglene innebærer i praksis:

- De forhindrer ikke Gassnova fra å ta opp saker på selskapsmøtet.
- I saker der det kan tenkes uenighet mellom Statoil og Gassnova, er stemmereglene en utfordring fordi Statoil kan ha vetorett. I noen av sakene der det er uenighet mellom Statoil og Gassnova, har det vist seg å være hensiktsmessig å avklare disse på forhånd.

59) Gassnova (2009) *TCM DA, resultat og erfaringer*. Brev til Olje- og energidepartementet, 26. juni 2009.

- Vanlig praksis i selskapsmøtet er å vedta et forslag uten formell avstemning; et forslag trekkes heller dersom det møter negativ respons, og fremmes senere i revidert form.

6.4 Forventede kostnader

St.prp. nr. 49 (2006–2007) *Samarbeid om håndtering av CO₂ på Mongstad* lagt fram i mars 2007 anga at "[f]oreløpige, svært grove anslag tilsier at Mongstad «Steg 1» kan innebære investeringskostnader i størrelsesorden 1 200 mill. kroner." Grunnlaget for dette kostnadsanslaget var ikke angitt nærmere. Det går fram av Gassnovas styredokumenter høsten 2008 at kostnadsanslagene økte vesentlig i løpet av planleggingsprosessen. I St.prp. nr. 26 (2008–2009) fra november 2008 ble investeringskostnadene for TCM estimert til 5 mrd. kroner inklusiv mva. (tilsvarende 4,0 mrd. kroner eksklusiv mva.).

6.4.1 Grunnlaget for kostnadsestimatet ved investeringsbeslutningen

I St.prp. nr. 38 (2008–2009) *Investering i teknologisenter for CO₂-håndtering på Mongstad* og Innst. S. nr. 206 (2008–2009) ble investeringskostnadene for TCM estimert til om lag 4,16 mrd. kroner eksklusiv mva.⁶⁰ Investeringsestimatet ble beregnet på grunnlag av forprosjektering av all infrastruktur, forprosjektering og tilbud fra leverandører av teknologianleggene og kontrakter for tomteopparbeidelse og administrasjonsanlegget.⁶¹ Gassnova peker på at Statoil, gjennom rollen som prosjektgjennomfører, langt på vei har hatt kontroll med kostnadsestimeringen.

Flere av samarbeidspartnerne og Statoil (utbyggingsledelsen) forklarer forskjellen mellom kostnadsanslaget på 1,2 mrd. kroner i 2007 og investeringsestimatet på 4,2 mrd. kroner i St.prp. nr. 38 (2008–2009) *Investering i teknologisenter for CO₂-håndtering på Mongstad* med:

- for stor optimisme for hva teknologileverandørene kunne levere
- at det opprinnelige utgangspunktet var én fangstteknologi fra én utslippskilde
- økt forståelse av prosjektets kompleksitet etter hvert
- økt forståelse av behovene for infrastruktur/hjelpesystemer

Olje- og energidepartementet understreker at det er viktig å skille mellom uttalelser med upresise anslag i ulike sammenhenger og den konkrete investeringsbeslutningen. Departementet mener at målene i utgangspunktet var svært ambisiøse. CO₂-håndtering er umoden teknologi, det er liten erfaring med gjennomføring i stor skala, og kompleksiteten er stor.

6.4.2 Usikkerhet i kostnadsestimatet ved investeringsbeslutningen

Gassnova identifiserte i styredokumenter fra 2009 de viktigste usikkerhetsfaktorene i kostnadsestimatet ved investeringstidspunktet:

- TCM skal bygges uten å påvirke driften av raffineriet.
- De fleste kontraktene er basert på arbeid og materialer etter regning.
- Det er betydelig usikkerhet knyttet til teknologianleggene. Her betegnes spesielt karbonatanlegget som det teknisk minst modne.
- Bygging av infrastrukturen er krevende fordi det må tas hensyn til eksisterende installasjoner.

60) Investeringsestimatet vises her eksklusiv mva. Finansieringsmodellen innebærer for eierne i TCM DA at betaling av mva. forskyves fra investerings- til driftsfasen.

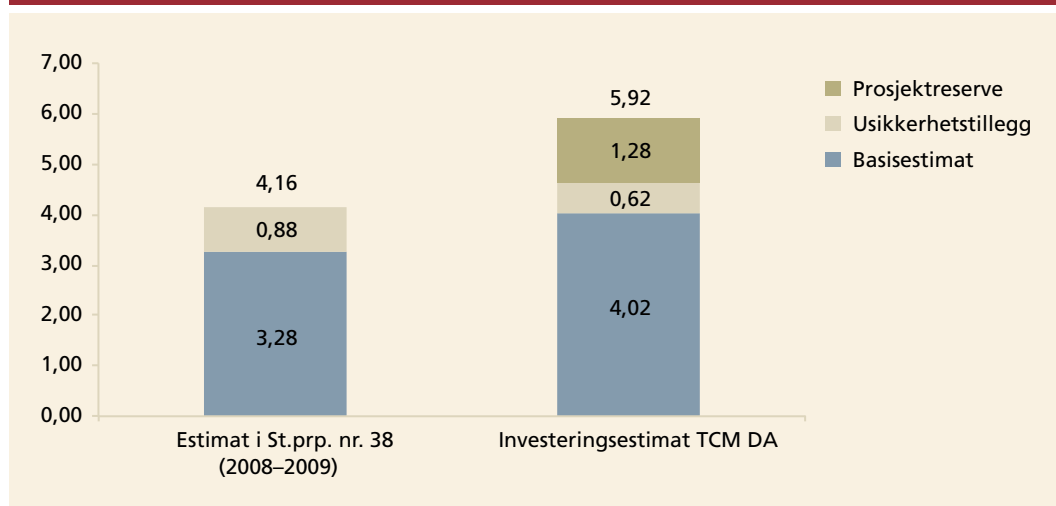
61) St.prp. nr. 38 (2008–2009) *Investering i teknologisenter for CO₂-håndtering på Mongstad*.

Kostnadsestimatet i St.prp. nr. 38 (2008–2009) *Investering i teknologisenter for CO₂-håndtering på Mongstad* var et såkalt 50/50-estimat.⁶² Estimaten på 4,16 mrd. kroner er sammensatt av et basisestimat på 3,28 mrd. kroner og et usikkerhetstillegg på 880 mill. kroner. Investeringsestimaten tar hensyn til usikkerhet gjennom usikkerhetstillegget. Ifølge proposisjonen er "[t]otalt usikkerhetstillegg høyere enn ved andre store byggeprosjekter. Delvis skyldes dette kompleksiteten ved teknologisenteret og anleggene det skal knyttes til. I tillegg er prosjektet unikt i verdensammenheng, og dermed er det begrenset med erfaringsgrunnlag fra tidligere prosjekter som er direkte overførbare." Videre vises det til at "[d]et fullstendige beslutningsgrunnlaget for TCM vil være klart når endelig investeringsgrunnlag knyttet til karbonattekologien foreligger, etter planen i slutten av første kvartal 2009."

Det går fram av TCM DAs første møteprotokoll at selskapsmøtet tok sin investeringsbeslutning 17. juni 2009 på grunnlag av et P70-estimat.⁶³ Kostnadsestimaten på 4,64 mrd. kroner var sammensatt av et basisestimat på 4,02 mrd. kroner og et usikkerhetstillegg på 618 mill. kroner.⁶⁴ I sidebrev nr. 2 ble det avtalt at kostnadsdekning ved eventuelle overskridelser utover budsjettet på tidspunktet for investeringsbeslutningen (jf. punkt 6.1.4) skulle ta utgangspunkt i et totalt investeringsbudsjett på 5,92 mrd. kroner. Dette beløpet omfatter en prosjektreserve på 1,28 mrd. kroner for å håndtere eventuelle endringer i prosjektets omfang og uventede kostnadsøkninger. Statoil (utbyggingsledelsen) uttaler at estimaten på 5,92 mrd. kroner har vært ganske trefende. Den anslåtte reserven har dekket endringer og overskridelser som skjedde underveis. I lys av at TCM er et teknologiutviklingsprosjekt med lav modningsgrad ved etablering, anser Statoil omfanget av endringer som moderat.

Figur 5 viser sammensetningen av estimaten i St.prp. nr. 38 (2008–2009) *Investering i teknologisenter for CO₂-håndtering på Mongstad* og estimaten lagt til grunn av selskapsmøtet ved investeringsbeslutningen. Basisestimaten er økt og usikkerhetstillegget redusert i estimaten, som ble vedtatt av selskapsmøtet.

Figur 5 Kostnadsestimater og usikkerhet, i mrd. kroner, uten mva.



Note: Estimatenes nøyaktighet er avhengig av prosjektets modnings- og detaljeringsgrad. I en tidlig fase er detaljnivået lavt og tillegget for usikkerhet stort. Ved beslutningstidspunktet vil kontrakter med leverandører være inngått og deres priser for det konkrete prosjektet være kjent.

- 62) 50/50-estimat betyr at de faktiske kostnadene er estimert til å bli høyere eller lavere med lik sannsynlighet, dette omtales også som P50.
- 63) P70 betyr 70 prosent sannsynlighet for at prosjektet ligger innenfor oppgitt estimat. Sannsynligheten for overskridelse vil være 30 prosent.
- 64) Investeringsestimaten baserer seg på kostnadsestimaten på 3,28 mrd. kroner, men omfatter i tillegg utgifter for økte planleggingskostnader, kostnader som har påløpt på grunn av utsettelse av prosjektet på om lag en måned, og kjente tilleggskostnader.

St.prp. nr. 38 (2008–2009) *Investering i teknologisenter for CO₂-håndtering på Mongstad* opplyser ikke om prosjektreserven på 1,28 mrd. kroner som partnerne i prosjektet har forholdt seg til. Styret i Gassnova uttaler at det forsøkte å få Olje- og energidepartementet til å avsette en prosjektreserve tilsvarende vanlig industripraksis, men ikke fikk gjennomslag. Olje- og energidepartementet uttaler at det er en grunnleggende forskjell i budsjettering av reserver mellom privat og offentlig sektor. Staten har ikke ansett det som hensiktsmessig å legge inn prosjektreserver i grunnlaget for den årlige budsjetteringen. Departementet valgte å løse dette på en annen måte ved å gå til Stortinget ved behov.

Olje- og energidepartementet opplyser at det ikke er foretatt noen ekstern kvalitetssikring (KS1 og KS2) for TCM, se vedlegg 2. I og med at Gjennomføringsavtalen allerede var inngått, var det ikke grunnlag for å gjennomføre en KS1-prosess. Departementet opplyser at Shell foretok en kvalitetssikring av grunnlaget for investeringsbeslutningen som gjorde det overflødig å utarbeide en egen KS2-rapport. Gassnova opplyser at utbyggingen av TCM ble kvalitetssikret etter de kravene og prosedyrene som gjelder internt i Statoil ved gjennomføringen av prosjekter i denne størrelsesordenen. Disse omfatter også ekstern kvalitetssikring ved alle beslutningspunkter. Det går fram av Gassnovas styredokumenter våren 2009 at Shell gjennomgikk kostnadsanslaget basert på kontraktene som var inngått, mottatte tilbud og grunnlaget som var utarbeidet i prosjekterings- og planleggingsfasen. Gjennomgangen resulterte i et anslag som lå noe over prosjektets eget P50-estimat. Ifølge Shell fastslo denne verifiseringen at det ikke var særlig rom for kostnadsreduksjoner. Infrastrukturdelen var godt utredet, mens teknologianleggene ifølge Shell innebar ukjente faktorer.

6.4.3 Kostnadsestimatet etter investeringsbeslutningen

Olje- og energidepartementet opplyser at P50-estimatet har vært lagt til grunn for budsjetteringen av prosjektet. Stortinget har blitt orientert om endringene i kostnadsestimatene for TCM gjennom den ordinære budsjettprosessen. Kostnadsestimatene for TCM er blitt oppdatert to ganger i året. Prop. 1 S (2009-2010) anga at "ved tidspunkt for investeringsbeslutning var oppdatert 50/50-estimat for de samlede investeringskostnader i prosjektet beregnet til om lag 5,5 mrd. 2009-kroner (inkludert merverdiavgift)", tilsvarende 4,4 mrd. kroner uten mva. Proposisjonen inneholdt ikke opplysninger om prosjektreserven. I Meld. St. 9 (2010–2011) ble det lagt til grunn et kostnadsestimat på 5,2 mrd. kroner (eksklusiv mva.). Da var om lag 70 prosent av anlegget ferdig. Ifølge Gassnova er sluttkostnadene for TCM 5,9 mrd. kroner, dvs. innenfor investeringsestimaten inklusiv usikkerhetstillegg og prosjektreserve.

6.4.4 Driftskostnader

Ledelsen i TCM DA opplyser at kostnader i driftsfasen vil påløpe til blant annet personell, energi, kjemikalier og vedlikehold.

Det foreløpige, svært grove anslaget for årlige driftskostnader var på rundt 100 mill. kroner, jf. St.prp. nr. 49 (2006–2007). Ved framleggelse av St.prp. nr. 38 (2008–2009) ble driftskostnadene estimert til å være i størrelsesorden 250 mill. kroner årlig. Driftskostnadene avhenger av organisering av driftsfunksjonen og den årlige driftstiden, som varierer som følge av forberedelser av tester, ombygginger og modifikasjoner av anlegget. Det går fram av styredokumenter for TCM DA i 2013 at TCMs driftskostnader for 2013 er estimert til 373 mill. kroner. Ifølge Gassnova er årlige driftskostnader i perioden 2014–2017 estimert til om lag 315 mill. kroner.

6.5 Disponering av midlene

I tidsrommet 2007–2012 har staten utbetalt om lag 4,6 mrd. kroner for bygging, planlegging og eieroppfølging av TCM. I tillegg kommer kjøp av forskningstjenester på 352 mill. kroner. Tabell 4 gir en oversikt over de årlige utbetalingene.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	I alt
Olje- og energidepartementet	6	-	200	1476	1368	759	3809
Gassnova	-	21	744	0,6	6	11	783
I alt	6	21	944	1477	1374	770	4592

Kilde: Regnskapsdata fra Olje- og energidepartementet og Gassnova

Note: Kjøp av forskningstjenester på 649 mill. kroner og betaling fra TCM DA av renter og avdrag på 297 mill. kroner i 2012 er ikke inkludert i denne tabellen. Betaling av renter og avdrag i 2010 tilsvarende Sasols andel er tatt med.

Det går fram av Gassnovas styredokumenter fra 2009 at totale kostnader til planlegging og prosjektering av TCM har vært 238 mill. kroner, hvorav statens andel var 112 mill. kroner. Gassnovas eieroppfølgingskostnader kommer i tillegg.

Statens lån for bygging av TCM beløper seg til 4,5 mrd. kroner og er blitt utbetalt direkte fra Olje- og energidepartementet etter kontantinnkallinger, se tabell 5.

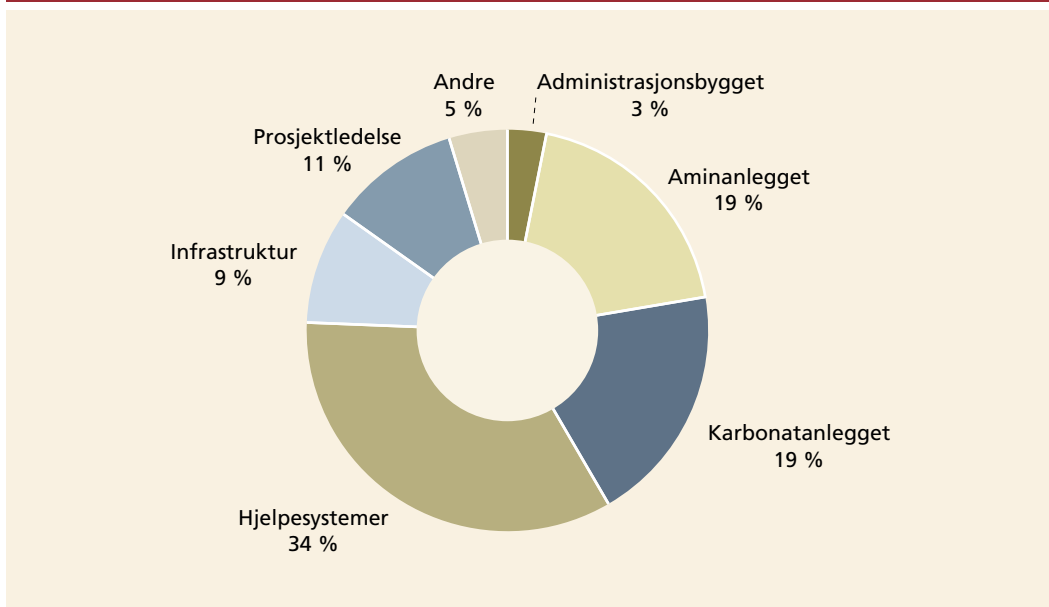
Lån fra	Staten (75,12 %)	Andre eiere (24,88 %)	I alt
2009	854	247	1101
2010	1485	527	2012
2011	1368	453	1821
2012	759	251	1010
I alt	4466	1478	5944

Kilde: Regnskapsdata fra TCM DA

Figur 6 viser fordelingen av de største utgiftspostene for bygging av TCM, jf. totalsummen i tabell 5. Hjelpesystemer utgjør om lag 34 prosent og begge teknologi-anleggene 19 prosent hver av kostnadene.

For eieroppfølging av TCM DA har Olje- og energidepartementet brukt 6 mill. kroner i 2007. Gassnova har brukt i underkant av 600 000 kroner i 2010, 6 mill. kroner i 2011 og 11 mill. kroner i 2012 på eieroppfølging.

Figur 6 Totale byggekostnader for TCM i perioden 2009–2012 fordelt på formål



Kilde: Regnskapsdata fra TCM DA

6.6 Kostnader etter 2012

I henhold til Forskningsavtalen skal Olje- og energidepartementet etter oppstart av testaktivitetene kjøpe forskningstjenester fra TCM DA som skal dekke statens andel av TCM DAs renter og avdrag på lånet og driftskostnader i perioden 2012–2017, jf. punkt 6.1.3. Tilbakebetalingen startet 1. oktober 2012.

Det er avsatt et budsjett for modifikasjoner og nyinvestering i TCM på 97 mill. kroner i 2013, hvorav statens andel utgjør 73 mill. kroner, jf. Prop. 1 S (2012–2013). Investering i mindre teknologianlegg på den tredje tomten kan bli lagt frem for Stortinget. Det vil også eventuelt kunne påløpe kostnader for å avvikle TCM-anleggene når Deltakeravtalen utløper.

6.7 Sentrale elementer i planlegging og prosjektgjennomføring

6.7.1 Oppsummering av årsaker til økt tidsbruk og kostnader

Det kommer fram gjennom en analyse av intervjuene som er gjennomført i undersøkelsen, at følgende faktorer i særlig grad har vært bestemmende for kostnadene for å få på plass TCM:

- ambisjonsnivået og testfunksjonaliteten
- byggestandarder fra olje- og gassbransjen
- kompleksiteten ved å bygge et anlegg på Mongstad:
 - tilkoblingen til raffineriet og kraftvarmeverket
 - omfattende behov for infrastruktur og hjelpesystemer
- bygging av begge teknologianleggene

For å forklare årsakene til at det har tatt lengre tid enn opprinnelig planlagt å få på plass TCM, har intervjuobjektene framhevet følgende:

- ambisiøs tidsplan i Gjennomføringsavtalen
- behovet for teknologiutvikling

- at forhandlinger med den ene teknologileverandøren trakk ut i tid
- bygging av infrastruktur
- forhandlinger av avtaler

I de følgende punktene er disse faktorene utdypet, knyttet til de tre prosjektfasene planlegging, gjennomføring og drift, se vedlegg 2.

6.7.2 Planlegging og utvikling av TCM

Rekruttering av interessenter til TCM DA

Gassnova opplyser at foretaket var sterkt aktivt for å få med aktuelle partnere under planleggingsfasen av prosjektet fram til sommeren 2007. Det går fram av Gassnovas styredokumenter at Olje- og energidepartementet i 2008 ba Gassnova utvikle forslag til egnede prosesser for å tiltrekke nye eiere til TCM DA. Det kommer fram av korrespondanse med Olje- og energidepartementet at Gassnova i 2008 hadde ambisjoner om å få med fem nye deltakere i TCM-partnerskapet. De daværende partnerne i TCM var enige om at flere eiere blant annet ville bidra til å få redusert kostnadene per partner. En bredere industriell deltakelse kunne videre bidra til bedre kvalitet. Korrespondansen viser at Gassnova var i kontakt med noen norske og utenlandske interessenter som takket nei til tilbudet.

Gassnova opplyser at Sasol kom inn som partner i 2010. Etter dette har det vært noe mindre aktiv rekruttering av ytterligere partnere under utbyggingen av TCM. Staten har imidlertid informert om og invitert til deltakelse i TCM i utlandet gjennom Olje- og energiministerens besøk i utlandet, Utenriksdepartementets kanaler, samt gjennom ulike internasjonale kontakter i regi av Gassnova og TCM DA.

Samarbeidsavtalen åpnet for at partene kunne velge ikke å videreføre samarbeidet ved investeringsbeslutningen. Gassnova pekte på at det for å tiltrekke seg nye interessenter og for prosjektets prestisje var svært viktig å beholde de daværende industripartnerne.⁶⁵ DONG Energy og Vattenfall besluttet våren 2009 ikke å gå inn som partnere i TCM DA. Det går fram av intervjuer med DONG Energy og Vattenfall at de fikk tilbud fra Gassnova om å gå inn med en mindre eierandel, men at de takket nei til dette tilbudet av følgende grunner:

- ambisjons- og kostnadsnivået for gjennomføring av prosjektet (Vattenfall og DONG Energy)
- utfordrende samarbeid mellom ulike parter fra kraft- og petroleumsbransjen og teknologileverandører (Vattenfall)
- begrenset erfaringsoverføring til kraftbransjen (Vattenfall)
- endringer i strategi mot satsing på fornybar energi (DONG Energy)

Ambisjonsnivå og testfunksjonalitet

Statoil (forsknings- og utviklingsenheten) viser til at antall teknologier som testes, og antall utslippskilder som renses, har stor betydning for kostnadsnivået og prosjektets kompleksitet. Det går i all hovedsak fram av Samarbeidsavtalen hvilket ambisjonsnivå som ble lagt til grunn for TCM. Det ble blant annet lagt inn som forutsetninger at TCM skulle teste ut mer enn én teknologi, at Alstoms karbonatteknologi skulle være en av disse, og at anleggene skulle fange CO₂ fra røykgass fra både raffineriet og kraftvarmeverket, se figur 7.

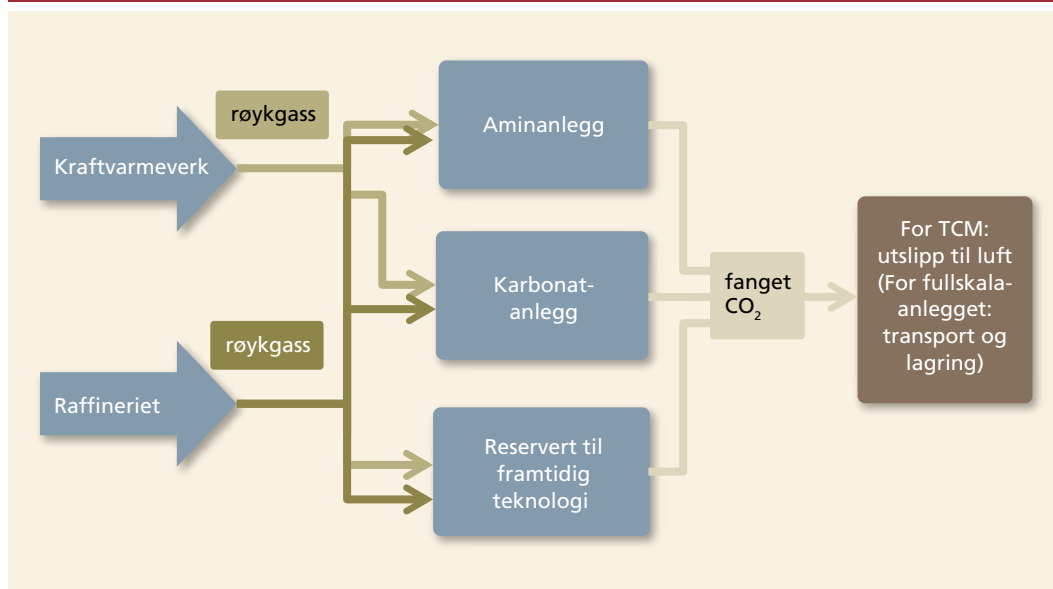
Olje- og energidepartementet viser til at et viktig element i forhandlingene om Samarbeidsavtalen var å få fram selskapenes interesser med hensyn til ambisjonsnivå,

65) Gassnova (2008) *Strategi for fremtidig TCM-partnerskap*. Notat til Olje- og energidepartement 2. juli 2008.

herunder teknologivalg og testfasiliteter. Det var et viktig mål å gjøre samarbeidet attraktivt for industrien, og dette er reflektert i avtalen.

Statoil (utbyggingsledelsen) viser til at valg av to konkurrerende teknologier innebærer særskilte hensyn til beskyttelse av forretningshemmeligheter, og dermed økte kostnader.

Figur 7 Røykgasskildene for TCM



Kilde: Riksrevisjonen basert på St.prp. nr. 38 (2008–2009)

Byggestandarder

I Samarbeidsavtalen er det lagt til grunn at bygging og drift av TCM skal følge Statoils og Mongstad-raffineriets kravspesifikasjoner. Statoil (utbyggingsledelsen), Statoil (forsknings- og utviklingsenheten) og Gassnova uttaler at de overordnede spesifikasjonene for byggingen av TCM ble formulert av styringskomiteens tekniske komité etter undertegningen av Samarbeidsavtalen. Det var flere grunner til at man valgte å legge disse kravspesifikasjonene til grunn:

- Sikkerhetsstandardene TCM er bygget etter, har særlig lagt til grunn eksplosjonsrisikoen ved raffineriet.
- Det ble tillagt vekt at kravspesifikasjonene er gjenkjennelige for ansatte i Statoils driftsorganisasjon i TCM DA.
- Flere av kravspesifikasjonene er mindre relevante for et CO₂-fangstanlegg, men den stramme tidsplanen tillot ikke utarbeidelse av egne kravspesifikasjoner. Det er likevel gjort unntak fra Statoils spesifikasjoner der det har vært naturlig ut fra anleggets karakter og egenart.
- Anlegg under bakken er bygd med tanke på svært lang varighet (dyrt å reparere), mens hjelpesystemer ellers er bygd for å kunne vare i 15–20 år. Innsparinger med tanke på en eventuell kortere levetid av TCM ville vært lite hensiktsmessig.

Ifølge Gassnova og Statoil (forsknings- og utviklingsenheten) har et aminbasert fangstanlegg mindre potensial for storulykker enn et raffineri. Derfor kan kravene til sikkerhetssystemer reduseres samtidig som sikkerhetsnivået blir opprettholdt.⁶⁶ Det kommer fram gjennom intervjuer med de opprinnelige partene i Samarbeidsavtalen (Vattenfall og DONG) at det var uenighet om nødvendigheten av å bruke standarder og krav fra olje- og gassindustrien. Vattenfall viser til at anlegget kunne ha blitt

66) Gassnova/Statoil (2009) CO₂ fangst Mongstad. Samkjøringsfase mellom StatoilHydro og Gassnova.

vesentlig billigere dersom det hadde vært bygget i henhold til standarder fra kraftverksbransjen, og at kravene til anlegget virket generelt veldig høye i forhold til formålet. Gassnova var opptatt av å få til rimeligere løsninger, men dette ble vanskelig med teknologisenterets plassering i nærhet av Mongstad-raffineriet og tilhørende kravspesifikasjoner.



Fra byggingen av Teknologisenteret på Mongstad.

Foto: TCM DA

Infrastruktur og hjelpesystemer

43 prosent av de samlede investeringskostnadene for teknologisenteret er knyttet til infrastruktur og hjelpesystemer, se figur 6. Gassnova opplyser at infrastruktur og hjelpesystemer i materialvolum og arbeidsomfang utgjør en stor andel av TCM.

Det kommer fram i intervjuer med partnerne i TCM DA og utbyggingsledelsen at det var flere ulike årsaker til at kostnadsanslagene for infrastruktur og hjelpesystemer økte vesentlig i planleggingsfasen:

- Anlegget er dimensjonert for tre teknologianlegg som skal kunne brukes samtidig. Dette medfører økte krav til infrastruktur, herunder tilgang til strøm, damp og kjølevann.
- Det er særskilte krav til sikkerhet og byggestandard som følge av nærheten til raffineriet på Mongstad.
- Hensynet til eksisterende infrastruktur tilhørende raffineriet og kraftvarmeverket medførte at rørledningsnett for frakt av røykgass måtte heves om lag seks meter over bakkenivå.
- TCM ble opprinnelig planlagt som et integrert anlegg i kraftvarmeverket og raffineriet, men ble besluttet bygget uavhengig av disse anleggene for å kunne gi større overføringsverdi til andre anlegg.

Gassnova ble orientert om kostnadsøkningene i TCMs styringskomitémøter høsten 2008. Saken ble drøftet i møte med Olje- og energidepartementet, og Gassnova fikk i oppdrag å skissere kostnadsreducerende tiltak. Gassnova innhentet en vurdering av aktuelle tiltak fra Statoil. Innsparingspotensialet som ble identifisert, var knyttet til færre fangstteknologier og antall røykgasskilder, noe som også kunne bety innsparing

med hensyn til infrastrukturkostnader. Det går videre fram av Gassnovas styredokumenter høsten 2008 at Gassnovas administrasjon la fram en vurdering av kostnadsreducerende tiltak for eget styre, men pekte på at tiltakene i tilfelle ville redusere formålet med TCM vesentlig. Foretaket anbefalte i sin langtidsplan for perioden 2010–2013 å gjennomføre TCM som planlagt fordi dette ville bidra til å realisere formålet med etableringen av TCM, maksimal læring før oppstart av bygging av fullskala fangstanlegg og lavest mulig total kostnad og risiko for alle CO₂-håndteringsprosjektene.



Infrastruktur utgjør en betydelig andel av kostnadene ved bygging av Teknologisenteret på Mongstad.

Foto: TCM DA

Kontrakter med leverandører

Arbeidet med bygging av infrastruktur og hjelpesystemer er gjennomført av ulike leverandører. Anskaffelses- og kontraktstrategi for TCM ble vedtatt av styringskomiteen under Samarbeidsavtalen i april 2008. Det går fram av TCM DAs styredokumenter fra 2009 at strategien senere ble revidert og vedtatt av selskapsmøtet i 2009. Ifølge Statoil (utbyggingsledelsen) ble den vedtatte strategien fra 2008 lagt til grunn ved valg av kontraktsform med de ulike leverandørene. Statoil hadde ansvar for prekvalifisering av leverandører, anbudskonkurranse, evaluering og anbefaling til styringskomiteen. Ifølge Statoil (utbyggingsledelsen) var Gassnova indirekte med i disse prosessene gjennom løpende dialog. Innspill og anbefalinger fra Gassnova ble tatt hensyn til. Det var i hovedsak enighet mellom Gassnova og Statoil om innholdet i kontraktene.

Ifølge Statoils utbyggingsledelse ble det på grunn av usikkerhet knyttet til arbeidene med infrastruktur og hjelpesystemer inngått kontrakter med faste enhetspriser for påløpte arbeidstimer og materialer. Uforutsette kostnader for arbeidsomfang gikk dermed på oppdragsgiverens regning. Utbyggingsledelsen viser til at risikoen ved byggingen av administrasjonsbygget var lavere fordi alle elementene var velkjente. Her var det dermed mulig å benytte fastpriskontrakt. Det er i hovedsak benyttet kontraktsformen EPC.

En sammenligning av kontraktsverdi og sluttkostnader for infrastruktur og hjelpe-systemer viser større kostnadsøkninger på alle kontraktene med unntak av én.

De større kostnadsøkningene skyldes ifølge Statoil (utbyggingsledelsen) i hovedsak:

- forsinket oppstart av byggarbeider grunnet utsatt investeringsbeslutning
- manglende kunnskap om grunnforhold og tilpasning til eksisterende infrastruktur tilhørende raffineriet
- endringer i omfang, designendringer og tilleggsordre (blant annet laboratorium, flere kontrollrom)
- manglende oversikt over og kunnskap om nødvendig infrastruktur for teknologi-anlegget
- manglende produktivitet på enkeltkontrakter

Teknologivalg

Gassnova opplyser at flere mulige fangstteknologier ble vurdert våren 2007. Det ble konkludert med at amin og karbonat var de mest aktuelle, se faktaboks 2 på neste side. Disse teknologiene fanger CO₂ etter forbrenning og er egnet for installering i ettertid i eksisterende anlegg.⁶⁷

Aminteknologi er i årtier blitt brukt i industriell sammenheng og anses å ha moderat teknisk risiko, samtidig som teknologien har et forbedringspotensial med hensyn til energiforbruk og miljøeffekt.⁶⁸ Det går fram av TCM DAs styredokumenter sommeren 2007 at teknisk komité under Samarbeidsavtalen anbefalte å utforme aminanlegget slik at flere selskaper som utvikler aminteknologi, etter hvert kunne teste sine konsepter ved TCM.

I motsetning til den mer modne aminteknologien var karbonatteknologien nyere, og det var forventninger om et betydelig potensial for energieffektivisering samt redusert helse- og miljørisiko, ifølge Statoil (forsknings- og utviklingsenheten).

Valg av teknologileverandør og kontrakt om aminteknologi

Flere internasjonale selskaper kan levere aminteknologien, og leverandøren ble valgt etter internasjonal konkurranse. Et titalls potensielle leverandører ble prekvalifisert etter forhåndsdefinerte kriterier, og fire av dem ble invitert til å legge inn anbud om å levere en forprosjektering (FEED). Statoil (utbyggingsledelsen) opplyser at FEED-studier er betalt forprosjektering som gir verdifull kunnskap for den senere utformingen av kontrakter og er viktig for leverandørene for å bli godt kjent med prosjektet. Det går fram av TCM DAs styredokumenter fra høsten 2008 at FEED-kontraktene ble tildelt to tilbydere i november 2007. FEED-studiene ble utarbeidet på grunnlag av tekniske krav og retningslinjer utarbeidet av Statoil. Statoil (utbyggingsledelsen) framhever at teknologileverandørene fikk kravspesifikasjonene tilsendt før FEED ble gjennomført. Statoil ledet anbudsprosessen og leverte sin anbefaling til styringskomiteen i TCM DA. I mai 2009 ble EPC-kontrakten med Aker Clean Carbon AS (ACC) undertegnet.

Flere av samarbeidspartnerne i TCM opplyser at beslutningsgrunnlaget for valg av aminleverandør som ble forelagt styringskomiteen, ble ansett som grundig og tilfredsstillende.

67) Klimakur 2020 (2010) *Fangst, transport og lagring av CO₂*.

68) St.prp. nr. 38 (2008–2009) *Investering i teknologisenter for CO₂-håndtering på Mongstad*.



Aminanlegget (i front), mars 2012.

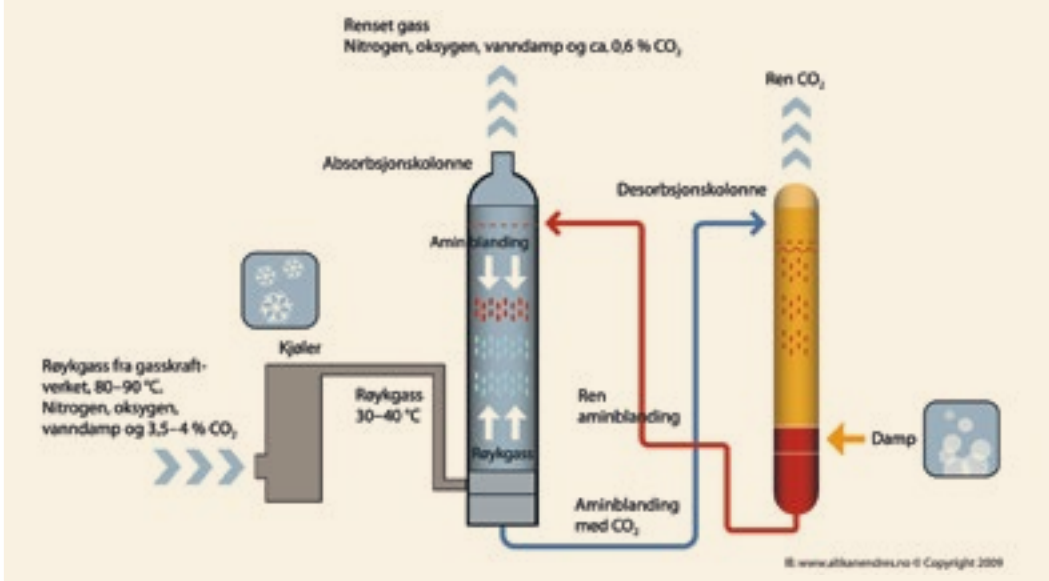
Foto: TCM DA

Faktaboks 2 Metoder for CO₂-fangst

Det finnes flere løsninger for å fange CO₂, og flere er under utvikling. Metodene som er egnet for etterinstallasjon, går ut på å fange CO₂ etter forbrenning (post-combustion). Fangstanlegget behandler røykgassen fra kraftverket og er tilkoblet kraftverket. Ulempen er at anlegget blir svært stort fordi det må håndtere store gassvolumer.

Den vanligste fangstmetoden for post-combustion er å bruke aminforbindelser. Når røykgassen går gjennom et tårn med aminer, vil CO₂ binde seg til aminet. I en egen prosess blir aminblandingen der CO₂ er bundet, varmet opp. Dermed slippes CO₂ fri og kan komprimeres for transport til lagringsstedet.

Karbonat (avkjølt ammoniakk) er en alternativ absorbent til aminer. Det er usikkert om teknologien vil kunne konkurrere med aminteknologi, og i tilfelle under hvilke forutsetninger.



Kilde: Gassnova, illustrert av Endre Barstad

Kontrakt og samarbeid for karbonatanlegget

Det går fram av dokumenter fra styringskomiteen under TCM-samarbeidet høsten 2008 at Statoil innledet et bilateralt samarbeid med Alstom før Samarbeidsavtalen ble inngått, og at partnerne i TCM-samarbeidet ved inngåelsen av Samarbeidsavtalen i 2007 gikk inn for å bygge et testanlegg for karbonat teknologi. Også de andre industrielle partnerne var tydelige på at inkluderingen av karbonat teknologi var en forutsetning for at de skulle delta videre i TCM. Alstom var på sin side forpliktet til å dele kunnskap med de andre partnerne på linje med Statoil, jf. Samarbeidsavtalen. Statoil (utbyggingsledelsen) uttaler at den opprinnelige samarbeidsavtalen mellom Alstom og Statoil om utvikling av teknologi i liten grad fastla forpliktelser eller ansvar for Alstom. Partnerne ønsket derfor å forhandle om en kontrakt med større styringsrett for operatøren, men Alstom var lite interessert i å inngå en avtale tidlig i 2007. Forhandlingene foregikk i over ett år og resulterte i at kontrakten avviker fra vanlig format. Ifølge Statoil (utbyggingsledelsen) var denne delen av prosjektet derfor vanskelig å styre.

Gassnova opplyser at Alstom var i en sterk forhandlingsposisjon som eneleverandør av sin patenterte karbonat teknologi. Alstom var opptatt av å beskytte teknologien sin, særlig fordi en av partnerne i TCM DA (Shell) hadde kjøpt opp en konkurrerende virksomhet, og Alstom ønsket å begrense Shells tilgang til testresultatene. Gassnova opplyser videre at ledelsen i Statoil og Alstom ble koblet inn for å få fortgang i prosessen. Det går fram av TCM DAs styredokumenter høsten 2008 at en avtale om en FEED-studie ble klar i november 2008, og at forhandlinger om EPC-kontrakten kunne starte. Partnerne i TCM-samarbeidet ønsket i tillegg en dokumentasjon på teknologiens effektivitet før investeringsbeslutningen. Kontraktsforhandlingene trakk derfor ut til begynnelsen av 2009. Dermed kunne den opprinnelige tidsplanen med investeringsbeslutning i slutten av november 2008 ikke overholdes, og styringskomiteen besluttet å utsette denne til mars 2009. I kontrakten med Alstom var det avtalt en 80/20 kostnadsdeling mellom TCM og Alstom, jf. Meld. St. 2 (2011–2012).



Karbonatanlegget, august 2012.

Foto: TCM DA

6.7.3 Bygging av TCM

Bygging og første testfase av aminanlegget

Det går fram av Gassnovas styredokumenter høsten 2009 at Aker Clean Carbon (ACC) i august og september 2009 varslet en vesentlig kostnadsøkning sammenlignet med kontraktssummen og ba om å få reforhandlet kontrakten. Sluttkostnaden for anlegget ble om lag en dobling av verdien ACC hadde beregnet kontrakten til. Det går fram av TCM DAs styredokumenter høsten 2009 og Statoils erfaringsrapport at Statoil kom til at blant annet følgende faktorer forklarer den betydelige kostnadsveksten:⁶⁹

- Omfanget av arbeid og utstyr var utilstrekkelig definert av ACC i forprosjekteringen (FEED) og økte i betydelig grad.
- ACC var lite kjent med kravspesifikasjonene i tilbudsforespørselen.
- Det dreide seg om nybrottsarbeid med tilhørende usikkerhet.

ACC uttaler at arbeidsomfanget ble større enn beregnet i FEED-studien. ACC tok utgangspunkt i at anlegget skulle gjennomføres enkelt, rimelig og etter kravspesifikasjoner på et overordnet nivå. ACC ble klar over konsekvensene av kravspesifikasjoner fra Statoil etter hvert som detaljert prosjektering av anlegget ble utført før investeringsbeslutningen. ACC opplyser at årsakene til økte kostnader dessuten skyldes endringsordre fra Statoil under prosjektgjennomføringen. Det oppsto også tilleggs-kostnader i forbindelse med idriftsetting og uttesting som følge av forsinkelser i leveranser fra entrepriser utenfor ACCs ansvar. Gassnova uttaler at spesifikasjonene for tilbudsforespørselen etter deres vurdering var tydelige. Tidspress førte imidlertid til at begge teknologileverandørene ikke klarte å ta inn over seg endringer mellom spesifikasjoner for FEED-studien og spesifikasjonene i tilbudsforespørselen. Forhandlinger mellom Statoil og ACC førte til en kostnadsdeling som siden bidro til kostnadsreduksjoner.

Det går fram av TCM DAs styredokumenter høsten 2009 at Statoil allerede ved kontraktsinngåelsen med ACC, tok høyde for at arbeidsomfanget var underestimert. Gassnova uttaler at Statoil på grunn av dette økte usikkerhetstillegget og prosjektreserven for investeringsestimater.

Aminanlegget ble startet våren 2012. Gassnova opplyser at aminanlegget skulle bestå en ytelsestest før overleveringen av anlegget. TCM DA inngikk en testavtale med ACC i juni 2012. Testperioden på 15 måneder startet i midten av august 2012. Det går fram av TCM DAs styredokumenter at aminanlegget har fanget CO₂ siden oktober 2012 og har hatt nær 100 prosent driftsregularitet. ACC eier testresultatene, men partnerne i TCM DA skal ha tilgang til disse.

Bygging og første testfase av karbonatanlegget

Det går fram av styredokumenter til TCM DA sommeren 2011 og Gassnova sommeren 2011 og 2012 at byggingen av karbonatanlegget bød på en rekke utfordringer, vesentlig økte kostnader og forsinkelser. I forbindelse med revidert nasjonalbudsjett for 2012 tilskrives 81 mill. kroner mangelfull prosjekthåndtering og produktivitet fra Alstom.⁷⁰ Fra Gassnovas styredokumenter fra 2011 går det fram at hovedårsakene til dårlig framdrift var sen ferdigstilling av underlag for bygging, behov for utbedringer av gjennomført arbeid og utskifting av installert materiell. Behovet for en tettere oppfølging av leverandøren økte også kostnadene til prosjektledelse. Sluttkostnaden for karbonatanlegget ble om lag en dobling sammenlignet med kontraktsverdien.

69) Statoil (2012) *TCM technologies*. Learning report.

70) Prop. 111 S (2011–2012) *Tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet 2012*.

Alstom opplyser at selskapet overførte erfaringer fra andre pilotanlegg til TCM i byggefasen. Selskapet forsto ikke fullt ut kostnadene knyttet til Statoils meget høye krav til prosjektstyring og tekniske spesifikasjoner da FEED-studien ble laget.

Gassnova opplyser at karbonatanlegget bare måtte oppfylle funksjonalitetskrav, og at overleveringen av anlegget ble utsatt på grunn av et par vesentlige mangler. En test-avtale for 12–18 måneder ble inngått med Alstom i april 2012. Det går fram av TCM DAs styredokumenter 2012/2013 at testperioden startet i oktober 2012, og at anlegget har vært i drift siden november 2012. Anlegget har imidlertid vært ute av drift i begynnelsen av 2013 for en planlagt ombygging. Ifølge TCM DA (ledelsen) gir avtalene med teknologileverandørene TCMs eiere god innsikt i testresultatene.

Tilkobling av TCM til kraftvarmeverket

Både energikonsesjonen fra NVE og utslippstillatelsen fra Miljøverndepartementet stilte krav til Statoil om tilrettelegging for CO₂-fangst og bygging av nødvendige tilknytningspunkter ved bygging av kraftvarmeverket, se kapittel 5. Det kommer fram av konsekvensutredningen for bygging av kraftvarmeverket at plasseringen av kraftvarmeverket var gitt og ikke kunne endres uten at det ble gjort fundamentale design- endringer i prosjektet som lå til grunn for Statoils søknader om godkjenning hos myndighetene.

Det går fram av Gassnovas styredokumenter fra 2009 at kraftvarmeverket etter Gassnovas vurdering i begrenset grad var tilpasset CO₂-fangst. Det bekreftes gjennom intervjuer med Statoil (utbyggingsledelsen) og TCM DAs ledelse at kraftvarmeverket ble bygget for sitt formål og i liten grad ble tilrettelagt for CO₂-fangst:

- Tilknytningspunktet for røykgass ble montert i feil retning og i uhensiktsmessig høyde. De økonomiske konsekvensene av manglende tilpasning vurderes som begrensede (Statoil ved utbyggingsledelsen).
- Hjelpesystemer ved kraftvarmeverket ble ikke dimensjonert for å kunne brukes av TCM (Statoil ved utbyggingsledelsen).
- TCM får tilgang til røykgass og damp og er koblet til raffineriets strømfordelings-sentral, vannforsyning og avløpssystem. TCM har bygget et eget kjølevannssystem fordi dette var mest hensiktsmessig (ledelsen ved TCM DA).

TCM DA (ledelsen) uttaler at det i utgangspunktet var planlagt å koble TCM bare til den ene skorsteinen ved kraftvarmeverket. Etter investeringsbeslutningen ble det klart at kraftvarmeverket i lange perioder bare vil operere for halv kapasitet fordi det er lav etterspørsel etter varme fra raffineriet. Derfor var det behov for å koble seg til begge skorsteinene for å være sikret tilstrekkelig og kontinuerlig tilgang til røykgass. Det går fram av TCM DAs styredokumenter våren 2010 at endringene med hensyn til tilkobling ville kunne medføre forsinkelser og økte kostnader.



Det bød på utfordringer da teknologisenteret skulle kobles til kraftvarmeverket på Mongstad. Foto: TCM DA

Det går fram av Gassnovas styredokumenter i 2011 at eksisterende avtalepartnere, dvs. eierne av kraftvarmeverket og Mongstad-raffineriet, har liten egeninteresse av å modifisere tidligere inngåtte kommersielle avtaler for å legge til rette for TCM og fullskalaprojektet. Det går videre fram at tilrettelegging for CO₂-håndtering for enkelte av de eksisterende avtalepartnerne vil kunne medføre økte kostnader og økt risiko. Det har derfor vært en stor utfordring å finne tekniske og kommersielle løsninger som alle parter ser seg tjent med.

Siden DONG Generation Norge AS, som eier og driver kraftvarmeverket på Mongstad, ikke er part i Gjennomføringsavtalen, har det ifølge intervju med TCM DAs ledelse og Gassnovas styredokumenter vært flere utfordringer:⁷¹

- DONG har ikke insentiver for aktiv støtte til prosjektet.
- Det er ikke inngått egne avtaler mellom TCM DA og kraftvarmeverket om tilknytning. Avtalen om tilknytning er inngått mellom Statoil som eier av raffineriet og DONG. Dette er tidkrevende og kontraktmessig kompliserende for TCM DA.
- TCM DA har en avtale med Statoil om å levere røykgass fra kraftvarmeverket. Her er det imidlertid ingen krav om regularitet. Kraftvarmeverket er bare forpliktet til å levere når det produserer røykgass.

Olje- og energidepartementet opplyser at siden Statoil er motpart i Gjennomføringsavtalen, er det Statoils ansvar å håndtere eventuelle utfordringer knyttet til DONG Generation Norge AS sin rolle som eier og driftsansvarlig for kraftvarmeverket.

6.7.4 Driften av TCM DA

Ansvarsfordeling

Ifølge TCM DA (ledelsen) består TCM DAs organisasjon av en drifts-, en teknologi- og en administrasjonsavdeling med til sammen ca. 70 medarbeidere som er utlånt fra

⁷¹ DONG Energy opplyste i en pressemelding 4. juli 2013 at selskapet har signert en avtale om salg av kraftvarmeverket på Mongstad til Statoil.

eiernes eller er del av Statoils driftsorganisasjon. TCM DA ved administrerende direktør har det overordnede ansvaret for anlegget i testfasen.

I henhold til Deltakeravtalens punkt 6.4 skal det etableres en driftsorganisasjon og utpekes en driftsansvarlig for TCM som rapporterer til administrerende direktør i TCM DA. Denne oppgaven ivaretas av Statoil. TCM DA (ledelsen) opplyser at Statoil er ansvarlig for å bistå med tekniske tjenester ved driften av teknologianlegget. Statoils driftsorganisasjon består av ca. 50 medarbeidere og skal operere i henhold til Statoils styrende dokumenter for prosessanlegg på land, men skal rapportere til TCM DAs administrerende direktør.

Det går fram av TCM DAs styredokumenter høsten 2011 at tolkningen av Deltakeravtalen med hensyn til rollefordeling mellom TCM DAs administrasjon og Statoil som ansvarlig for driften av testanlegget har vært uklar. Statoil tolker oppgaven som driftsansvarlig i tråd med praksis i petroleumsvirksomheten, der driftsansvarlig operatør fungerer relativt selvstendig og rapporterer direkte til partnerskapets (lisensens) styre. TCM DA ved administrerende direktør har uttrykt at det er uklart hva Statoil skal levere som ansvarlig for driften. Gassnova og administrerende direktør i TCM DA har ønsket å konkretisere innholdet i oppgaven og presenterte et utkast til avtale høsten 2011. Denne ble avvist av Statoil.

Driftskostnader

Det går fram av TCM DAs styredokumenter høsten 2011 at selskapsmøtet på bakgrunn av økningen i budsjetterte driftskostnader, se punkt 6.4.4, i oktober 2011 vedtok å nedsette en arbeidsgruppe som skulle komme med forslag til hvordan driftskostnadene kunne reduseres. Arbeidsgruppen ble ledet av TCM DAs administrerende direktør med representanter fra Statoils driftsorganisasjon og fra partnerne. Arbeidsgruppen la fram en rapport for selskapsmøtet i februar 2012.

Videre går det fram av TCM DAs styredokumenter fra 2012 at de største kostnadene er forbundet med driftspersonell og kjøp av elektrisitet, damp og kjemikalier. I tillegg inngår eiendomsskatt til Lindås kommune på om lag 30 mill. kroner. Ifølge Gassnovas styredokumenter fra 2012 har TCM DA inngått egne avtaler med Statoil om leie av tomt samt kjøp av tjenester, damp, elektrisitet, vann og avløp.

Det går fram av TCM DAs styredokumenter vinteren 2012 at arbeidsgruppen kom fram til at det ville være mulig å spare 150 mill. kroner i årlige driftskostnader. Gassnova opplyser at en omlegging av bruk av innleid personale fra Statoil og mindre omfang av eksterne studier i ettertid har bidratt til å redusere kostnadene noe.

Modellen som gir Statoil rett til å drifte TCM i henhold til egne styrende dokumenter, bidrar ifølge Gassnova til høye kostnader fordi Statoil leier ut personell basert på selskapets interne timerater inkludert indirekte kostnader, og fordi selskapet stiller særskilte krav til bemanning. Gassnovas styre viser til at de høye driftskostnadene er et hinder for å få inn nye eiere. Styret er derfor opptatt av å få på plass en ny kostnadsmodell.

Olje- og energidepartementet viser til at det er kjent med at driftskostnadene har økt sammenlignet med estimatene som ble lagt til grunn ved investeringsbeslutningen. Departementet viser samtidig til at det er selskapsmøtet (der Gassnova er representert) og TCM DA som har ansvar for å følge opp dette. Departementet har hatt møter med Gassnova om driftskostnadene.

Langsiktige planer for TCM

Det går fram av Gassnovas styredokumenter våren 2012 at foretaket i 2012 trakk fram langsiktig bruk av TCM som en ny risikofaktor. TCM kan risikere å bli stående ubrukt etter den første testperioden. Gassnova opplyser at selskapsmøtet kontinuerlig arbeider med en strategi som definerer eiermodell, kapitalstruktur og tidsperspektivet for den videre utnyttelsen av teknologianleggene og den tredje tomten.

Det går fram av Gassnovas styredokumenter at aminanlegget er anlagt fleksibelt, slik at det også kan brukes av andre teknologileverandører. Gassnova opplyser at fire aktører har meldt interesse for videre bruk av aminanlegget etter ACCs avtalte testperiode.

TCM DA (ledelsen) uttaler at det er større usikkerhet knyttet til levetiden for karbonatanlegget på grunn av Alstoms patentrettigheter og færre aktuelle alternative brukere av anlegget.

Den tredje tomten som er avsatt for testing, skal i første omgang brukes til å prøve flere teknologier i mindre skala. Flere aktører har vist interesse for aktivitet på den ledige tomten. Det går fram av Gassnovas styredokumenter våren 2012 at i tillegg er norske forskningsinstitusjoner positive.

7 Fullskala CO₂-fangst på Mongstad

7.1 Avtaler og organisering

Gjennomføringsavtalen er utdypet med flere avtaler mellom staten og Statoil om fullskalafangst av CO₂ på Mongstad.

Olje- og energidepartementet uttaler at for å kunne starte planleggingsarbeidet av fullskalaanlegget før en endelig avtale var på plass, ble staten og Statoil høsten 2009 enige om å regulere det innledende planleggingsarbeidet i sidebrev nr. 3 til Gjennomføringsavtalen.

Sidebrevet inneholder to viktige organisatoriske elementer:

- en styringskomité ledet av Gassnova med to medlemmer fra henholdsvis Gassnova og Statoil. Styringskomiteen skulle fatte beslutninger ved enstemmighet.
- en prosjektorganisasjon ledet av Gassnova som rapporterte til styringskomiteen. Statoil deltok i ledelsen av interimfasen. Gassnova skulle være kontraktspart og ansvarlig for å sette ut tredjepartskontrakter.

Meld. St. 9 (2010–2011) redegjør for arbeidet med forhandlinger av avtaler om planlegging, utbygging og drift av fullskalaanlegget og hvordan planleggingsarbeidet tentativt skal gjennomføres. I april 2011, kort tid etter at meldingen ble lagt fram, signerte staten og Statoil Steg 2 Utviklingsavtalen, som regulerer samarbeidet om å etablere et fullskala fangstanlegg på Mongstad fram til investeringsbeslutningen. Avtalen trådte i kraft ved ESAs vedtak av 15. mars 2012. Partene skal i en senere Steg 2 Utbyggings- og driftsavtale bli enige om en detaljert regulering av bygge- og driftsfasen, jf. Artikkel 21.1. Ifølge Prop. 120 S (2010–2011) *Tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet 2011* har Staten og Statoil en felles målsetting om å inngå denne avtalen innen utgangen av 2013.

I Meld. St. 9 (2010–2011) blir det opplyst at det legges opp til at Gassnova skal representere staten ved oppfyllelse av Steg 2 Utviklingsavtalen. I foretaksmøtet i juni 2011 ble det bestemt at Gassnova skal ivareta statens interesser i planleggingen av fullskalaprojektet. I avtalen ble partene enige om at de har et felles ansvar for å realisere fangstanlegget. Statoil skal stå for den daglige ledelsen av prosjektet og utviklingsarbeidet, mens staten skal dekke kostnadene.

Avtalen etablerer en styringskomité ledet av Statoil som skal utøve styring og kontroll av prosjektet. Styringskomiteens medlemmer er utpekt av Gassnova og Statoil og skal ha fullmakt til å forplikte partene.⁷² Styringskomiteen fatter vedtak ved konsensus. Statoil har ansvar for saksforberedelsen, men Gassnova kan kreve at andre saker føres opp på saklisten for møtet. Det kommer fram av protokoll fra styremøte i Gassnova fra 2011 at avtalen innebærer at foretakets arbeid vil bli dreid mot oppfølging av leverandører og kvalitetskontroll av prosjektets arbeid og leveranser, samt forberedelse til og gjennomføring av kommersielle forhandlinger i henhold til bestemmelsene i Steg 2 Utviklingsavtalen.

72) Ifølge Innst. S. nr. 420 S (2010–2011) "... fremmes [det] derfor forslag om at Olje- og energidepartementet kan gi Gassnova en særskilt fullmakt til å pådra seg forpliktelser i den utstrekning det er strengt nødvendig for ikke å forsinke arbeidet med fullskala CO₂-håndtering på Mongstad, jf. forslag til romertallsvedtak".

Olje- og energidepartementet uttaler at det på bakgrunn av partenes forpliktelser og roller, der Statoil står for den daglige ledelsen i prosjektet, er naturlig at Statoil leder styringskomiteen. Gassnova opplyser at dette var utfall av forhandlinger, og at foretaket argumenterte med at lederen for styringskomiteen har en viktig definisjonsmakt og anledning til å sette agenda for møter. Enstemmighet som beslutningsprinsipp innebærer at staten har fått begrenset ensidig styringsrett uten mulighet til for eksempel å instruere Statoil. Gassnovas styre uttaler i intervju at det er uheldig at Statoil har denne rollen i tillegg til å være prosjektleder, og at konsekvensen er at Gassnovas styringsmuligheter er svekket.

Avtalen forplikter Statoil til å organisere og utføre arbeidet slik at statens midler brukes forsvarlig og formåls- og kostnadseffektivt. Statoil skal sørge for et effektivt system for kvalitetssikring og prosjektkontroll i tråd med Statoils gjeldende praksis for store og komplekse prosjekter.

Avtalen (punkt 7) inneholder detaljerte bestemmelser for statens prosjektoppfølgning. Gassnova har rett til, jf. også Meld. St. 9 (2010–2011):

- tilgang til og innsyn i alle dokumenter i prosjektets dokumentdatabaser som har vært igjennom kvalitetskontroll og oppnådd et akseptabelt nivå
- å kommentere dokumenter før de endelig ferdigstilles
- å delta i kvalitetssikringsprosessene som Statoil gjennomfører. Dette innebærer imidlertid ikke en rett til å delta når Statoils prosjektorganisasjon eller øvrig organisasjon treffer beslutninger.
- å delta i arbeidsmøter med leverandørene i forbindelse med at disse legger fram tekniske løsninger, konseptanbefalinger og teknologikvalifiseringsresultater som er relevante for beslutninger i styringskomiteen. Eventuelle kommentarer og innspill i forbindelse med disse møtene skal framsettes gjennom Statoil.
- å nominere maksimum sju personer til posisjoner i Statoils prosjektorganisasjon. Statoil skal vurdere Gassnova-personell opp mot stillingsbeskrivelser og kvalifikasjonskrav. Alt Gassnova-personell i Statoils organisasjon skal være underlagt Statoils instruksjon og ledelse ved utførelse av arbeid i Statoils prosjektorganisasjon. Statoil kan kreve fjernet personell som etter Statoils oppfatning viser seg uegnet for oppgaven.

I tillegg har staten rett til å foreta revisjon og verifikasjon av arbeidet og resultater av dette. Statoil skal føre et prosjektrengskap, slik at staten og Gassnova kan kontrollere Statoils arbeid. Avtalen gir også staten rett til å revidere regnskaper og dokumenter som har tilknytning til arbeidet.

Olje- og energidepartementet opplyser at sentrale spørsmål i avtaleforhandlingene er kostnadsfordelingen mellom partene, utarbeidelse av investeringsestimatet, risikofordeling og organisering av prosjektet. Forhandlingene om Steg 2-avtalen omtales i Gassnovas styredokumenter fra 2011 som kompliserte. Ettersom Statoil bærer ansvaret for eventuelle budsjettoverskridelser (se faktaboks 1), vil selskapet, ifølge Gassnovas styredokumenter, kunne være tjent med estimater og tidsfrister som inneholder reservemarginer samt en styringsmodell som gir Statoil stor grad av egenkontroll over prosjektet.

7.2 Framdrift og status

Figur 8 Tidslinje for fullskalaprojektet



I henhold til Gjennomføringsavtalen oversendte Statoil en overordnet plan for etablering av fullskala CO₂-håndtering på Mongstad (Masterplanen) til Olje- og energidepartementet og Miljøverndepartementet i februar 2009. Gassnova og Statoil gjennomførte i etterkant en kartlegging av alternative tekniske løsninger for fullskala-fangst på Mongstad, noe som resulterte i Samkjøringsrapporten. Det ble lagt fram et bredt utvalg av alternativer til hovedløsningen i Masterplanen og en omforent strategi for planleggingsarbeidet.⁷³

Ifølge Gassnova ble det våren 2010 klart i prosjektet at det ble mer komplisert å utvikle teknologien for fangst og lagring av CO₂. Regjeringen bestemte derfor i første omgang at investeringsbeslutningen skulle flyttes fra 2012 til 2014. Høsten 2010 meddelte Statoil til Olje- og energidepartementet en usikkerhet om mulige helse- og miljøaspekter ved utslipp fra amineranlegg.⁷⁴ Regjeringen fremmet våren 2011 en egen stortingsmelding om fullskala CO₂-håndtering (Meld. St. 9 (2010–2011) *Fullskala CO₂-håndtering*, jf. Innst. 295 S (2010–2011)). I meldingen er en framleggelse av et samlet beslutningsgrunnlag for Stortinget utsatt til senest 2016 for å få tid til å avklare spørsmålet om helse- og miljøaspekter ved fangst av CO₂. Ifølge meldingen har planleggingsarbeidet bidratt til en gradvis oppbygging av kunnskap og erfaring.

Prosjektet startet høsten 2011 et arbeid for å kvalifisere fangstteknologier som etter planen skal være ferdig i 2013. Fem leverandører og tre forskjellige teknologier deltar i teknologikvalifiseringsprogrammet, ifølge Gassnovas styredokumenter.

7.3 Forventede kostnader

Det går fram av Statoils konsekvensutredning i 2005 at de første kostnadsanslagene for investering i fullskalaanlegg for CO₂-fangst på Mongstad var på om lag 4,4 mrd. kroner

73) Gassnova/StatoilHydro (2009) *CO₂ fangst Mongstad. Samkjøringsfase mellom StatoilHydro og Gassnova.*

74) Statoil (2010) *Fullskala CO₂-fangst Mongstad.* Brev til Olje- og energidepartementet, 27. september 2010.

(med en usikkerhet på ± 40 prosent).⁷⁵ Estimater for årlige drifts- og vedlikeholds-kostnader ble anslått til 340–350 mill. kroner.⁷⁶ Statoil og Gassnova opplyser i intervju at kostnadsestimatene fra 2006 var grove anslag og basert på et ufullstendig grunnlag.

7.3.1 Planleggingskostnader

Med bakgrunn i arbeidet med Masterplanen fra 2009 anslo Statoil utgiftene til planlegging og forprosjektering fram til konseptvalg til 375–500 mill. kroner. I 2009 estimerte Gassnova at planleggingskostnadene fram til investeringsbeslutningen ville komme på 945 mill. kroner (CO₂-fangst bare fra kraftvarmeverket), forutsatt at Gassnova var ansvarlig for prosjektgjennomføringen, jf. Gassnovas styredokumenter.

Basert på Statoils innspill estimerte Gassnova planleggingskostnadene for perioden 2009–2011 til om lag 2 mrd. kroner.⁷⁷ Meld. St. 9 (2010–2011) *Fullskala CO₂-håndtering* angir et foreløpig og grovt kostnadsanslag for planleggingen og forberedelsen av fullskala CO₂-fangst på Mongstad fram til ferdigstillelsen av et investeringsgrunnlag på om lag 2,9 mrd. kroner. Økningen forklares med at arbeidsomfanget i prosjektet blir større ved å åpne for flere teknologier. Dette estimatet ble i september 2011 justert for prisstigning til 3 mrd. kroner.⁷⁸ Det er estimert 1 mrd. kroner til Statoils prosjektteam og 860 mill. kroner til arbeidet med teknologikvalifisering. Det er også lagt til et usikkerhetstillegg på 20 prosent, og merverdiavgift utgjør 600 mill. kroner. Ifølge Gassnova er planleggingskostnadene basert på et arbeidsprogram som Statoil anser som nødvendig for å få et riktig beslutningsgrunnlag på investeringstidspunktet. Gassnova var bekymret for kostnadene knyttet til valgt kontraktstrategi og gjennomføringsmodell og ga ifølge intervju uttrykk for dette overfor departementet. Gassnovas eieroppfølgingskostnader i perioden 2012–2015 er estimert til 199 mill. kroner.⁷⁹



Kraftvarmeverket på Mongstad.

Foto: Øyvind Hagen / Statoil

75) Anslaget inkluderte kostnader for tomteopparbeidelse, nytt kjølevannssystem, energiforsyning og hjelpesystemer og et usikkerhetstillegg på 10 prosent.

76) Statoil (2005) *Energiverk Mongstad. Kraftvarmeverk med tilhørende ombygginger i raffineriet*. Konsekvensutredning. Juni 2005.

77) St.prp.nr. 67 (2008–2009) *Tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet 2009*.

78) Prop. 1 S (2011–2012) *Olje- og energidepartementet*.

79) Prop. 1 S (2011–2012) *Olje- og energidepartementet*.

7.3.2 Kostnadsestimater for investering og drift

Statoil anslo i Masterplanen for Mongstad de totale investeringskostnadene for anlegg for CO₂-fangst for både kraftvarmeverket og raffineriet til å være i størrelsesorden 25 mrd. kroner. Kostnadsestimatet tok høyde for uforutsette kostnader med en avsetning på 30 prosent. Det ble understreket at det likevel var knyttet stor usikkerhet til dette anslaget. Kostnadsestimatet fordelte seg med om lag 50 prosent til fangstanlegget for kraftvarmeverket, 20 prosent til fangstanlegget for raffineriet og 30 prosent til felles hjelpesystemer og infrastruktur.⁸⁰

Meld. St. 9 (2010–2011) og Innst. 295 S (2010–2011) angir et foreløpig, grovt investeringsestimat i størrelsesorden 20–25 mrd. kroner. Dette beløpet inkluderer fangst, transport og lagring.

Masterplanen anslo driftskostnadene til å være i størrelsesorden 1,0–1,7 mrd. kroner årlig, avhengig av aktivitetsnivå.

7.4 Disponering av midlene

Gassnova har i perioden 2009–2012 utbetalt om lag 811 mill. kroner til planlegging og teknologitest hos de fem teknologileverandørene som deltar i teknologi-kvalifiseringsprogrammet. Tabell 6 viser fordelingen i perioden 2009–2012. Olje- og energidepartementets utbetaling i 2012 gikk i sin helhet til Statoil. Midlene som er utbetalt av Gassnova, har i hovedsak blitt brukt på konsulenter, studier, tjenesteavtaler og teamkostnader. Om lag 175 av 544 mill. kroner er utbetalt til Statoil. Gassnova har brukt om lag 25 mill. kroner i 2012 til eieroppfølging (se punkt 7.5.1). Ifølge Gassnovas styredokumenter har foretakets arbeid vært knyttet til rådgivning til Olje- og energidepartementet i forhandlingene om avtaler, forhandlinger med aktørene på Mongstad og som observatør i forhandlingene mellom Mongstad-raffineriet og eieren av kraftvarmeverket.

Tabell 6 Utbetalinger fra Olje- og energidepartementet og Gassnova for fullskalaprojektet på Mongstad i perioden 2009–2012, i mill. kroner					
	2009	2010	2011	2012	I alt
Olje- og energidepartementet				268	268
Gassnova	30	145	159	209	544
I alt	30	145	159	477	811

Kilde: Regnskapsdata fra Olje- og energidepartementet og Gassnova

7.5 Sentrale elementer i planlegging og prosjektgjennomføring

Flere av de samme faktorene som er trukket fram i intervjuene for å forklare kostnadene for å realisere TCM, er også relevante og viktige for fullskalaanlegget:

- Det er komplisert å bygge nær et raffineri i drift.
- Det er ikke tidligere bygget CO₂-fangstanlegg i denne skalaen.
- Det har vært manglende tilrettelegging for fangst og manglende avtaler med kommersielle aktører.

I tillegg har usikkerheten rundt helseeffekter ved bruk av aminteknologi og ønsket om en bredere kvalifisering av aktuelle teknologier bidratt til utsettelse og økte kostnader.

80) Statoil (2009) CO₂ Masterplan Mongstad.

Samkjøringsrapporten forklarer endret anslag for investeringskostnader på Mongstad-prosjektet fra høsten 2006 med økninger i omfang, herunder krav til fangstanleggene, og markedsutvikling i perioden. Økningen har relativt sett vært større for anleggsarbeid og hjelpesystemer enn for selve fangstanleggene. Økt erfaring og kunnskap på bakgrunn av gjennomførte studier forklarer også en del av forskjellen.⁸¹

7.5.1 Eieroppfølging

Eieroppfølging innebærer ivaretagelse av statens interesser i CO₂-håndteringsprosjektene der Gassnova ikke har en prosjektlederrolle. Gassnova opplyser at eieroppfølgingen hovedsakelig skjer gjennom deltagelse i styrende organer i CO₂-håndteringsprosjektene. Gassnova har etablert et eieroppfølgingsteam for fullskala-prosjektet som består av seks–åtte personer. Teamet har ingen instruksjonsmyndighet overfor Statoil, men er et saksbearbeidende og rådgivende organ for Gassnovas medlemmer i prosjektets styringskomité og skal bidra til oppbygging og spredning av kunnskap. Etter at prosjektlederansvaret ble overført til Statoil, skal eieroppfølgings-teamet følge opp Statoils arbeid fram til investeringsbeslutningen i 2016 gjennom følgende aktiviteter:⁸²

- gjennomgang av viktige prosjektdokumenter, inkludert budsjetter, arbeidsplaner, anskaffelser, teknisk dokumentasjon og regnskap
- deltagelse i Statoils kvalitetssikringsprosesser
- deltagelse i arbeidsmøter med leverandører og gjennomgang av rapporter fra Statoils revisjon av leverandører. I ekstraordinære tilfeller skal Gassnova også kunne kreve at det gjennomføres revisjon og verifikasjon av leverandører, og foretaket har rett til å delta i slik revisjon og verifikasjon.
- revisjon og verifikasjon av det arbeidet Statoil utfører
- gjennomføre studier for å verifisere kvaliteten i arbeidet som utføres av Statoil
- utarbeide forhandlingsstrategi, framskaffe underlag og delta i kommersielle forhandlinger med Statoil (avtaler for tilknytning til raffineri og kraftvarmeverk, dampleveranser og tomt)

Gassnova uttaler at foretaket anser styringskomiteen som særdeles viktig. Gassnovas rolle er å sikre at saksunderlaget er komplett, og at alle forhold knyttet til den enkelte sak blir belyst, slik at de riktige beslutningene blir fattet. Gassnova viser til at dette fungerer godt, men ønsker at et mer komplett saksunderlag foreligger på et tidligere tidspunkt. Det er god dialog mellom Gassnova og Statoil i denne komiteen. Gassnova benytter seg av innsynsretten og har elektronisk tilgang til mange dokumenter. Gassnova opplyser at det er krevende å få tilgang til dokumenter som Statoil definerer som konfidensielle. Prosjektet har ikke kommet til en fase hvor det er relevant å delta i kvalitetssikringsprosessene til Statoil. Gassnova deltar også i arbeids- og studiemøter med teknologileverandørene. Gassnova viser til at staten derfor har godt innsyn i Statoils arbeid og kan påvirke saker før de legges fram til beslutning. Gassnova har ikke benyttet muligheten til å nominere personer til Statoils prosjektorganisasjon, fordi det anses at utbyttet av dette ville vært lite i et eieroppfølgingsperspektiv.

Gassnova opplyser at Statoils metodikk for prosjektgjennomføring og deres standarder og erfaringsdatabaser skal legges til grunn, og at Gassnova vanskelig kan utfordre Statoil når det gjelder dette. Statoils prosjektorganisasjon for fullskalaprojektet består av 60–70 personer. Gassnova viser til at det ikke har vært en intensjon at Gassnova skal ha tilsvarende kapasitet og kompetanse. Det blir også framhevet at det er et betydelig press på Gassnova fordi foretaket er forpliktet til å sørge for framdrift i prosjektet fram mot framleggelse av samlet beslutningsgrunnlag for en investeringsbeslutning i 2016, samtidig som kostnadene skal begrenses. Gassnova viser til at det

81) Gassnova/StatoilHydro (2009) CO₂ fangst Mongstad. Samkjøringsfase mellom StatoilHydro og Gassnova.

82) Meld. St. 9 (2010–2011) Fullskala CO₂-håndtering; Prop. 120 S (2010–2011) Tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet 2011; Gassnova Styreinnkallinger 2011–2012.

skjeve styrkeforholdet og svake insentiver for Statoil til en tids- og kostnadseffektiv prosjektgjennomføring innebærer utfordringer når det gjelder å ivareta statens interesser.

7.5.2 Oppfølging og dialog med Statoil

Olje- og energidepartementet uttaler at det i tråd med Steg 2 Utviklingsavtalen skal holdes halvårslige kontaktmøter mellom den øverste ledelsen i Statoil og departementet. Etter at avtalen trådte i kraft, er det avholdt to kontaktmøter i 2012. I disse møtene har Statoil presentert prosjektet, med vekt på status, framdrift og kostnader. På denne bakgrunn har partene drøftet overordnede spørsmål. I tillegg til Olje- og energidepartementet har Gassnova vært representert på statens side.

7.5.3 Masterplanen og samkjøringsrapporten

Statoil skulle ifølge utslippstillatelsen og Gjennomføringsavtalen innen utgangen av 2008 for egen regning legge fram en overordnet plan for etablering av fullskala CO₂-håndtering for de største utslippene (kraftvarmeverket, krakker- og reformeranlegg) på Mongstad (Masterplanen).

Masterplanen, som ble levert Olje- og energidepartementet og Miljøverndepartementet i 2009, omfattet blant annet en gjennomgang av fangstanlegg og hjelpesystemer, HMS, kostnader, nødvendige avtaler, prosjektgjennomføring, risiko og behov for myndighetsbehandling. Statoil brukte ifølge Masterplanen over 30 årsverk på prosjektet, innenfor et budsjett på 60 mill. kroner.

Statoil anbefalte at kraftvarmeverket og krakkeranlegget på raffineriet skulle brukes som basis for CO₂-fangst. Aminteknologien ble vurdert som den eneste modne.

Statoil la fram én teknisk løsning med to alternative gjennomføringsstrategier:

- rask oppstart av fangst fra kraftvarmeverket, med fangst fra raffineriet (krakkeranlegget) som fase 2
- samtidig utvikling av fangst fra både kraftvarmeverket og krakkeranlegget basert på teknologiutvikling. Dette alternativet ville innebære en lengre beslutningsprosess.

For begge alternativene ble det lagt til grunn investeringsbeslutning tidligst i 2014.

Det går fram av protokoll fra styremøte i Gassnova at det utover høsten 2008 i stigende grad ble klart at Statoil og Olje- og energidepartementet hadde ulike oppfatninger om hva Masterplanen skulle inneholde. Statoil mente at Gjennomføringsavtalen definerer en rapport som skulle kartlegge aktuelle utslippskilder av CO₂ på Mongstad, og som dokumenterer at et fullskala fangstanlegg kan bygges for å fange opp disse utslippene. Fra statens side var oppfatningen at Masterplanen skulle inneholde en serie med alternative løsninger, et såkalt veikart, der staten kunne gis muligheter til å velge mellom disse. Videre står det eksplisitt i avtalen og konsesjonen at fangst fra kraftvarmeverket bør være klart innen utgangen av 2014. Ifølge Gassnovas evaluering av CO₂ Masterplan Mongstad er det videre få forklaringer av påstander og valg, og det er i liten grad gjort kost/nytte-vurderinger av de tekniske løsningene. Gassnova vurderte det derfor som usikkert om Masterplanen kunne benyttes som et fullverdig grunnlag for Steg 2-forhandlingene.

I februar 2009 ba Olje- og energidepartementet Gassnova og Statoil om å gjennomføre et samkjøringsprogram som et tillegg til Masterplanen for å belyse spørsmålene om alternative løsninger. Samkjøringsrapporten ble lagt fram i april 2009, og var omforent mellom Statoil og Gassnova. Rapporten konkluderte med at det var flere alternative tilnærminger til den løsningen som ble valgt i Masterplanen.

7.5.4 Negative helse- og miljøeffekter ved bruk av aminteknologi

Bruk av aminteknologi til CO₂-fangst kan medføre utslipp eller dannelse av forbindelser med kreftfremkallende egenskaper.⁸³ Utslippene forekommer i svært lave konsentrasjoner.

Utslipp av aminer som risikofaktor

Gassnova påpekte i 2008, i forbindelse med Kårstø-prosjektet, at det var usikkert hvilken helserisiko utslipp av aminer representerte, og hvilke tiltak som kunne iverksettes for å minske utslippet, jf. Gassnovas styredokumenter. Helse- og miljørisikoen forbundet med aminutslipp var også den største risikoen Statoil identifiserte i Masterplanen. Statoil understreket at risikoen måtte reduseres tilstrekkelig før det kunne fattes en investeringsbeslutning.

Det går fram av Gassnovas styredokumenter og Meld. St. 9 (2010–2011) at foretaket satte i verk flere aktiviteter for å redusere kunnskapshullene når det gjaldt helse- og miljørisikoen forbundet med aminteknologi. Blant annet ble det satt i gang forskningsprosjekter som ble støttet gjennom CLIMIT, og det ble ført dialog med fangstleverandørene og Klif. Det ble i august 2009 etablert et teknologikvalifiseringsprogram som hadde som formål å dokumentere at utslippene ikke ville føre til skade på omgivelser og helse. I 2010 inngikk Gassnova sju ulike kontrakter om studier om miljøeffekter av aminer.



Helse- og miljøeffekter av aminutslipp har blitt utredet.

Foto: TCM DA

I september 2010 varslet Statoil i et brev til Olje- og energidepartementet at risikoen knyttet til bruk av aminteknologi kunne anses som høyere enn tidligere antatt.⁸⁴ Statoil viste til at nye forskningsresultater både bekreftet og avkreftet teorier om negative helse- og miljøeffekter av aminutslipp. Statoils vurdering er også gjengitt i Meld. St. 9 (2010–2011). Det går fram av Gassnovas styredokumenter fra 2010 at styret mente at beslutningsgrunnlaget i notatet fra Statoil var mangelfullt fordi det ikke inneholdt klare anbefalinger om videre prosjektgjennomføring fra Statoil.

83) Statoil (2009) *CO₂ Masterplan Mongstad*.

84) Statoil (2010) *Fullskala CO₂-fangst Mongstad*. Brev til Olje- og energidepartementet, 27. september 2010.

Gassnova uttaler at foretaket på det tidspunktet Statoil reiste denne problemstillingen, ikke hadde et kunnskapsgrunnlag som ga det anledning til å vurdere saken annerledes enn det Statoil gjorde. Foretakets vurdering var at risikoen ikke var høy, men at den ikke kunne overses. Gassnovas styre vedtok på bakgrunn av dette å anbefale Olje- og energidepartementet å åpne for å vurdere flere mulige teknologier i prosjektet.

Klif påpekte i brev til Miljøverndepartementet av 4. november 2010 at det var vanskelig for direktoratet å vurdere i hvilken grad de nye opplysningene fra Statoil endret risikobildet. Klif opplyser at de, som regulerende myndighet på området, på daværende tidspunkt vurderte helse- og miljørisikoen av aminutslipp som håndterbar.⁸⁵ Det var imidlertid ikke mulig for direktoratet å gi endelige uttalelser i saken, fordi søknaden om etablering av fullskalaanlegget med mer detaljert informasjon ikke forelå. I brev til Olje- og energidepartementet av 3. november 2010 anbefalte Statoil å introdusere alternative teknologier til amin, og at teknologikvalifiseringen skulle foregå før forprosjekteringen startet. Statoil påpekte at dette ville medføre en varighet på ytterligere to år fordi den eksisterende prosjektmodellen ville være for krevende med tanke på risiko og kostnad.⁸⁶ Gassnovas styre mente ifølge intervju at prosjektet burde ha vært gjennomført etter den opprinnelige planen.

Meld. St. 9 (2010–2011) *Fullskala CO₂-håndtering* redegjør for vurderingene myndighetene og Statoil gjorde av behovet for økt kunnskap om effekter på helse og miljø. Regjeringen opplyser i meldingen at det vil bli åpnet for alternative teknologier i det videre planleggingsarbeidet for fullskala CO₂-håndtering på Mongstad. Den endrede modellen for prosjektgjennomføring innebar at regjeringen ville kunne legge fram et samlet beslutningsgrunnlag for Stortinget senest i 2016. Energi- og miljøkomiteen uttalte i Innst. 295 S (2010–2011) at den er positiv til at regjeringen nå varsler at et bredere teknologikvalifiseringsløp skal ligge til grunn for fullskalarensing av CO₂ fra Mongstad.

I mai 2011 vurderte Gassnova, på bakgrunn av ny forskning på aminteknologi og pågående aktiviteter, at risikoen var redusert, jf. styredokumenter. Klif viste i august 2011 til at nye spredningsberegninger av utslipp til luft fra TCM ga resultater med langt lavere konsentrasjoner av aminforbindelser enn tidligere antatt. Klif vurderte det videre som overveiende sannsynlig at det ville kunne stilles utslippskrav til et fullskala CO₂-fangstanlegg basert på aminteknologi uten å overskride Folkehelseinstituttets anbefalte maksimale konsentrasjoner av aminforbindelser.⁸⁷ Gassnovas styre drøftet saken og påpekte at pågående forskningsarbeid ville gi ytterligere kunnskap, og at resultatene fra disse aktivitetene ville være viktige i vurderingen av framdriften av fullskalaprojektet. Styret besluttet å kontakte statsråden for å informere om drøftingene. Olje- og energidepartementet ba Statoil vurdere om den nye dokumentasjonen kunne medføre en raskere framdrift for fullskalaanlegget.⁸⁸ Statoil uttalte til departementet at selskapet var enig i at de nye opplysningene økte sannsynligheten for at utslipp fra et fullskala aminbasert fangstanlegg ville ha en akseptabel helse- og miljørisiko, men at det var behov for å innhente ytterligere dokumentasjon gjennom teknologikvalifiseringsprogrammet.⁸⁹

85) Klif (2012) Brev til Riksrevisjonen. 30. oktober 2012.

86) Statoil (2010) *Fullskala CO₂-fangst Mongstad*. Brev til Olje- og energidepartementet, 3. november 2010.

87) Klif (2011) *Ny dokumentasjon i risikovurderingen knyttet til helse- og miljøspørsmål ved bruk av aminer i CO₂-fangst*. Brev til Miljøverndepartementet, 29. august 2011.

88) Olje- og energidepartementet (2011) *Helse- og miljørisiko knyttet til bruk av aminer i CO₂-fangst*. Brev til Statoil, 20. september 2011.

89) Statoil (2011) *Fullskala CO₂ fangst Mongstad – Teknologikvalifiseringsprogram og status helse- og miljørisiko knyttet til et fullskala aminbasert anlegg for fjerning av CO₂*. Brev til Olje- og energidepartementet, 13. oktober 2011.

7.5.5 Teknologikvalifisering

Gassnova la stor vekt på at teknologikvalifiseringsprogrammet skulle gjennomføres på en slik måte at det kunne brukes til å realisere CO₂-håndtering generelt, jf. Gassnovas styredokumenter. Gassnova fikk i oppgave å gjennomføre en bred og oppdatert kartlegging av mulighetsområder for realisering av fullskala CO₂-håndtering utover prosjektet på Mongstad, jf. Meld. St. 9 (2010–2011). Energi- og miljøkomiteen uttalte i Innst. 295 S (2010–2011) at den ser fram til dette arbeidet. Dette kan gi muligheter for et større mangfold av aktiviteter.

Formålet er å kvalifisere minst én CO₂-fangstteknologi. Statoils modell for teknologikvalifisering og teknologivalg er lagt til grunn. For å redusere risikoen for uforutsette hendelser gjennomføres teknologikvalifiseringen før prosjekteringen av anlegget. Kvalifiseringsprogrammet for aminteknologi skal gi tilstrekkelig sikkerhet for at teknologien kan tas i bruk uten uønskede helse- og miljøeffekter. Det framheves i Meld. St. 9 (2010–2011) at målsettingen med kvalifiseringen også er å oppnå tilfredsstillende CO₂-fangstgrad, energieffektivitet og teknologimodenhet.

Det går fram av Gassnovas styredokumenter at teknologikvalifiseringsprogrammet er delt i fire faser som gradvis vil snevre inn antall alternative teknologier:

- 1 prekvalifisering av aktuelle leverandører etter en åpen internasjonal konkurranse
- 2 mulighetsstudier av tilknytning til eksisterende anlegg og hjelpesystemer, framleggelse av leverandørspesifikke teknologikvalifiseringsprogrammer
- 3 gjennomføring av teknologikvalifiseringsprogrammene, pilottester og konseptstudier
- 4 konseptvalg

Utvikling og verifisering av metoder samt testing av aminer på vegne av fangstleverandørene skal i hovedsak utføres av forsknings- og universitetsmiljøer, jf. Gassnovas styredokumenter. Sommeren 2011 ble det utlyst en åpen internasjonal konkurranse. Statoil evaluerte teknologileverandørens dokumentasjon. Styringskomiteen tildelte fem leverandører rammeavtaler i oktober 2011. Disse har lagt fram mulighetsstudier for tilknytning til eksisterende anlegg og hjelpesystemer og egne teknologikvalifiseringsprogrammer. To av teknologileverandørene kjører sine testprogrammer ved TCM. Et forespørselsdokument for forprosjektering (FEED) forelå i juli 2012. Disse studiene skal inngå i beslutningsgrunnlaget som er forventet lagt fram for Stortinget senest i 2016.

8 CO₂-håndtering på Kårstø

8.1 Bakgrunn og utredninger

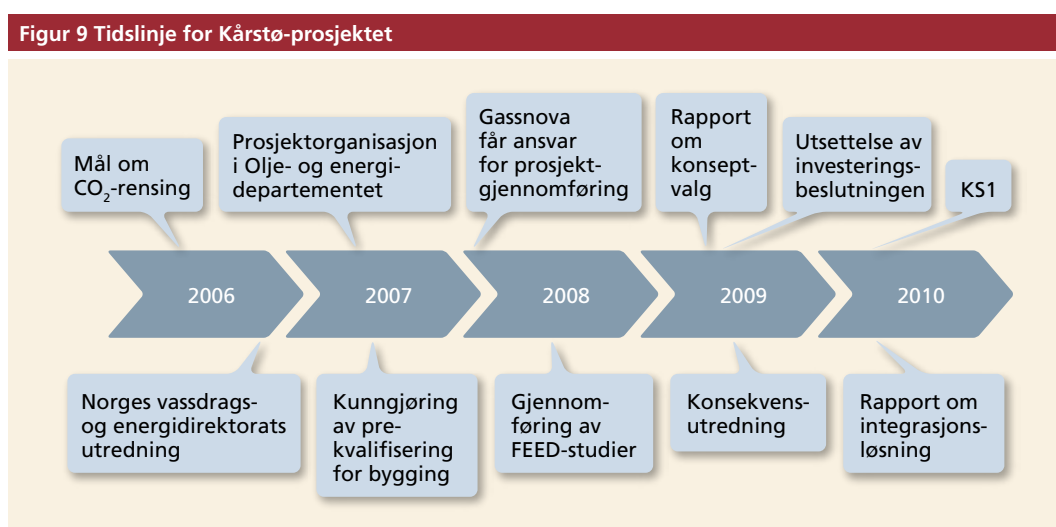
Under behandlingen av statsbudsjettet for 2006 ble det fastsatt et mål om å fange og lagre CO₂ fra gasskraftverket på Kårstø innen 2009.⁹⁰ På oppdrag fra Olje- og energidepartementet leverte Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) i desember 2006 en utredning om CO₂-håndtering på Kårstø, med mulige løsninger for fangst, transport og lagring av CO₂.⁹¹ Ifølge rapporten ville en forsvarlig og ambisiøs tidsplan tilsi oppstart i årsskiftet 2011/2012, og prosjektet ville være eksponert for betydelig risiko. Sentrale usikkerhetsfaktorer var brukstiden for gasskraftverket, energikostnader, grensesnitt mot kommersielle aktører på Kårstø, og at anlegget sannsynligvis ville bli det første i verden i sin størrelse.

I 2006 ble det klart at håndtering av CO₂ fra et gasskraftverk ikke var lønnsomt. Olje- og energidepartementet la derfor til grunn at bygging og drift av fangstanlegget og en løsning for transport og lagring av CO₂ i sin helhet måtte finansieres av staten.⁹²

8.2 Organisering

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) var opprinnelig ansvarlig myndighet for CO₂-håndteringsprosjektet. Olje- og energidepartementet etablerte en prosjektorganisasjon, jf. St.prp. nr. 1 (2007–2008). Fra 1. januar 2008 fikk Gassnova i oppdrag å forvalte statens interesser i Kårstø-prosjektet, og prosjektorganisasjonen ble overført til Gassnova jf. Gassnovas årsrapport for 2007. Gassnova skulle være prosjektleder for planlegging og senere bygging og drift av anlegget. Gassnova engasjerte et konsulent-selskap til å assistere i prosjektgjennomføringen. Dette selskapet skulle håndtere de tekniske og administrative prosessene på vegne av Gassnova. Departementet stilte krav om ekstern kvalitetssikring av prosjektet.

8.3 Framdrift og status



90) St.prp. nr. 1 *Tillegg nr. 1* (2005–2006) og Budsjett-innst. S. nr. 9 (2005–2006).

91) NVE (2006) *CO₂-håndtering på Kårstø – Fangst, transport og lagring*. Rapport 13/2006.

92) St.prp. nr. 1 (2006–2007) Olje- og energidepartementet.

Det går fram av Gassnovas styredokumenter at det skulle gjennomføres en anbudsprosess for å velge leverandør av fangstteknologi. Kun aminteknologi ble ansett som aktuell. Kriterier for prekvalifisering for bygging av CO₂-fangstanlegget ble kunngjort av Gassnova i 2007.

Det går fram av Gassnovas styredokumenter at det ble gjort et omfattende arbeid som grunnlag for en investeringsbeslutning. Gassnova gjennomførte en konsekvensutredning i 2009. Denne omfatter blant annet miljø-, helse- og samfunnsmessige konsekvenser ved å etablere fangstanlegget for CO₂ på Kårstø.

I februar 2009 leverte Gassnova en rapport om konseptvalg. Etter at gasskraftverket ble klargjort for drift i 2007, hadde det i lange perioder ikke vært i drift på grunn av manglende lønnsomhet. Gassnovas styre uttrykte ved flere anledninger at hensiktsmessigheten av CO₂-håndtering på Kårstø måtte ses i sammenheng med gasskraftverkets driftsmønster. I Gassnovas styremøte 29. januar 2009 ble det besluttet at selskapet skulle foreslå for Olje- og energidepartementet å utsette utsendelse av anbudsdokumenter inntil driftsprofilen for gasskraftverket ble mer avklart. Styret foreslo også å utrede integrasjon av gasskraftverket og gassanlegget på Kårstø.⁹³

Olje- og energidepartementet ga i brev av 15. september 2009 Gassnova i oppdrag å utføre en kartleggingsstudie av en mulig integrasjon mellom gassprosesseringsanlegget på Kårstø og Naturkrafts gasskraftverk med tilliggende fangstanlegg. Arbeidet skulle utføres i samarbeid med Gassco. Gassnova fikk i oppdrag å utrede og koordinere tekniske muligheter og implikasjoner for CO₂-fangst ved ulike scenarioer for integrasjon mellom de ulike anleggene.

Arbeidet ble oppsummert i en felles rapport til Olje- og energidepartementet (*Kårstø Integration Pre-feasibility report*) våren 2010. I rapporten blir det drøftet fem ulike hovedscenarioer for integrasjon mellom gasskraftverk, gassprosesseringsanlegg og fangstanlegg. Integrasjonsscenarioene medfører reduksjon av CO₂-utslippene på Kårstø i varierende grad, fra opprinnelige 2,5 mill. tonn per år uten integrasjon og fangstanlegg, til om lag 0,2 mill. tonn.

I april 2010 ble det levert en KS1-rapport om Kårstø-prosjektet.⁹⁴ Rapporten peker på at alternative tiltak framstår som bedre egnet enn fullskala CO₂-håndtering på Kårstø både med hensyn til å redusere CO₂-utslipp og med hensyn til å modne teknologier for CO₂-håndtering. Rapporten peker også på at dersom Gassnova skal gjennomføre tiltaket innenfor en av de aktuelle tidsambisjonene, vil det skje helt eller delvis parallelt med fullskalaprojektet på Mongstad. Å gjennomføre to prosjekter av dette omfanget innenfor samme tidsrom antas å medføre betydelige utfordringer på grunn av knappe ressurser med nødvendig kompetanse. Det blir også framhevet at gjennomføringsrisikoen er høy fordi prosjektet er stort og komplekst.

Med bakgrunn i gasskraftverkets usikre driftsmønster ble anskaffelsesprosessen stanset og framleggelse av investeringsbeslutning i mai 2009 utsatt på ubestemt tid.⁹⁵ Gassnova opplyser at det ikke foreligger en nærmere avklaring på om planen om å fange CO₂ på Kårstø skal realiseres.

93) Gassnova (2009) *Notat DG2*. Brev til Olje- og energidepartementet. 18. februar 2009.

94) Terramar og Asplan Viak (2010) *CO₂-fangst, -transport og -lagring fra gasskraftverket på Kårstø*. KS1 kvalitetssikring.

95) Prop. 1 S (2010–2011) Olje- og energidepartementet.



Naturkrafts gasskraftverk på Kårstø har vært lite i drift.

Foto: Alf Ove Hansen / Scanpix

8.4 Forventede kostnader

St.meld. nr. 34 (2006–2007) viser til NVEs rapport 13/2006 for investerings- og driftskostnader for et CO₂-fangstanlegg med transport- og lagringsløsning. Rapporten anslo planleggingskostnadene til om lag 330 mill. kroner og investeringskostnadene til om lag 5 mrd. kroner, fordelt med 3,46 mrd. kroner for fangstanlegget og 1,56 mrd. kroner for transport- og lagringsløsningen. Tabell 7 viser forventede planleggings- og investeringskostnader fra ulike rapporter.

Tabell 7 Samlede forventede planleggings-, investerings- og driftskostnader i mill. kroner

Kilde	Planleggings- kostnader for CO ₂ -fangstanlegg Kårstø	Planleggings- kostnader for integrasjon med gassterminalen	Investerings- kostnader	Driftskostnader per år
NVE-rapport 13/2006	330	-	3 460	370
St.prp. nr. 59 (2007–2008)	357	-	-	-
Prop. 1 S (2010–2011)	-	40	15 000–33 000	-

Utredningen av en integrasjonsløsning resulterte i svært grove anslag for investeringskostnader i størrelsesorden fra 15 mrd. kroner ved svært begrenset integrasjon til om lag 33 mrd. kroner ved full integrasjon.⁹⁶ Ingen av de ulike scenarioene ble ansett som kommersielt interessante uten betydelig statlig medvirkning. I tillegg kunne integrasjonen medføre at kraftleveransen til nettet ble redusert.

96) Prop. 1 S (2010–2011) Olje- og energidepartementet.

8.5 Disponering av midlene

Planleggingen av CO₂-fangst på Kårstø har i perioden 2007–2011 kostet om lag 381 mill. kroner. Tabell 8 gir en oversikt over utbetalte midler, der Gassnova står for mesteparten av utgiftene. Utgiftene i 2008 og 2009 gikk til å dekke kostnader til fore-spørrel, prekvalifisering og forprosjektering. I 2009 og 2010 påløp det utgifter til Gassnova og Gasscos arbeid med å kartlegge en mulig integrasjon av gass-prosesseringsanlegget og gasskraftverket med fangstanlegget.

Tabell 8 Påløpte utgifter for Kårstø-prosjektet i perioden 2007–2011, i mill. kroner

	2007	2008	2009	2010	2011	I alt
Olje- og energidepartementet	7	0,3	-	-	-	8
Gassnova	-	142	196	21	0,2	359
Gassco	-	-	1	9	-	10
NVE	4	-	-	-	-	4
I alt	11	142	198	30	0,2	381

Kilde: Regnskapsdata fra Olje- og energidepartementet, Gassnova og NVE

8.6 Erfaringsoverføring fra Kårstø-prosjektet

Gassnova har gjennomført en sammenligning mellom fullskalaprojektene på Kårstø og Mongstad, jf. styredokumenter. Kårstø-anlegget framstår som enklere, rimeligere og med kortere byggetid enn Mongstad. Anleggene på Mongstad er i større grad integrert med raffineriets infrastruktur, noe som kompliserer og fordyrer.

Gassnova opplyser at erfaringene fra planleggingen og utviklingen på Kårstø for fangst av CO₂ er overført til prosjektet på Mongstad, blant annet ved at flere av Gassnovas medarbeidere som arbeidet med Kårstø, har blitt med videre i prosjektet på Mongstad, samt ved en omfattende dokumentasjon fra Kårstø-prosjektet. Planleggingen av Kårstø var imidlertid enklere fordi anlegget bare produserte kraft (ikke varme), og fordi det bare var aktuelt med aminteknologi. Statoil (ved forsknings- og utviklingsenheten) opplyser at Kårstø-studien ikke uten videre er sammenlignbar med Mongstad.

Gassnovas styre uttaler at foretaket brukte erfaringene fra Kårstø-prosjektet i en dialog med Statoil for å redusere kostnadene for fullskalaprojektet på Mongstad. Dette ga imidlertid ikke resultater i form av betydelig reduserte kostnader. Gassnova lærte mye av Kårstø-prosjektet som kanskje kunne vært utnyttet enda sterkere. Blant annet var det lavere, men likevel tilstrekkelige, krav til infrastruktur og tilhørende kravspesifikasjoner.

9 Transport og lagring av CO₂

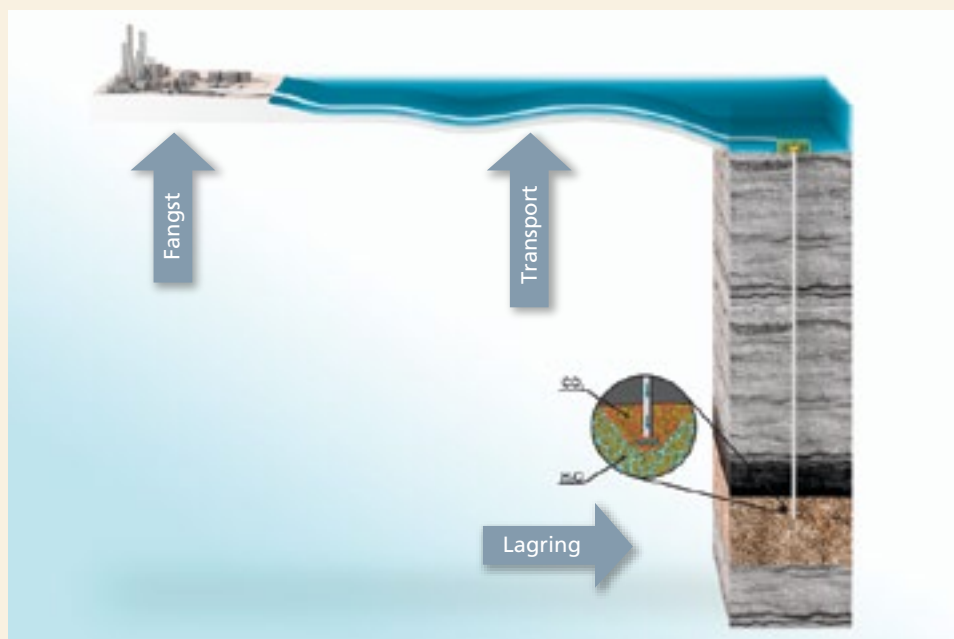
9.1 Bakgrunn og organisering

I henhold til Gjennomføringsavtalen har staten ansvar for at det ved oppstart av fangstanlegget på Mongstad er etablert transport- og lagringsløsninger for CO₂.⁹⁷ Faktaboks 3 illustrerer prinsippene for transport og lagring av CO₂.

Gassnova fikk i 2008 i oppdrag å lede arbeidet med utredning av mulige transport- og lagringsløsninger for CO₂ fra Mongstad, Kårstø og andre CO₂-kilder. Det ble lagt til grunn at arbeidet skulle koordineres best mulig med framdriften for etableringen av fangstanleggene på Kårstø og Mongstad.⁹⁸ I 2010 fikk Gassnova i oppdrag å utarbeide forslag til organisering av eierskap og gjennomføring av transport og lagring av CO₂ fra Mongstad.⁹⁹

Faktaboks 3 Transport og lagring av CO₂

Fanget CO₂ kan lagres langsiktig i bergartsformasjoner der CO₂ ikke lekker ut eller forflytter seg ukontrollert. Geologiske undersøkelser (for eksempel seismikk og prøveboring) kan kartlegge egnede lagringssteder. I Norge har petroleumindustrien bygget opp erfaring med injeksjon og lagring av CO₂ i Utsira-formasjonen og i tilknytning til Snøhvitfeltet. Fanget CO₂ komprimeres og transporteres i rør eller med skip før den injiseres i formasjonen til lagringsstedet.



Illustrasjon: Gassnova

Prosjektet ble ifølge Gassnovas årsrapporter i første fase organisert som et samarbeidsprosjekt mellom Gassnova, Gassco og Oljedirektoratet (OD). Gassco hadde ansvar for transportsystemet. Gassnova ledet prosjektet med ansvar for å rapportere og følge opp kostnader som påløp i egen organisasjon og hos Gassco og OD. Gassco

97) St.prp. nr. 49 (2006–2007) *Samarbeid om håndtering av CO₂ på Mongstad*.

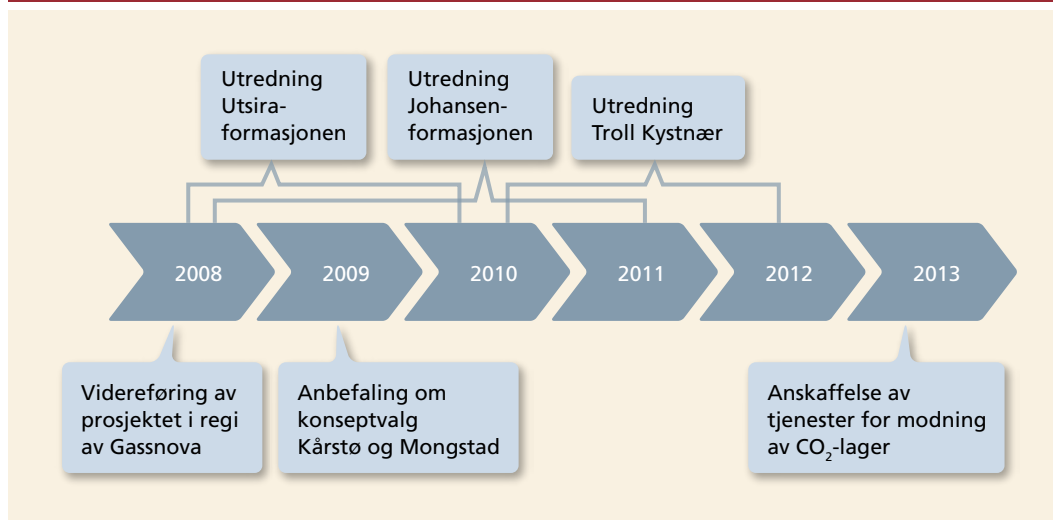
98) Olje- og energidepartementet (2008) *Tildelingsbrev til Gassnova SF for 2008*.

99) Olje- og energidepartementet (2010) *Tildelingsbrev til Gassnova SF for 2010*.

og OD mottok egne tildelingsbrev fra Olje- og energidepartementet og fakturerte departementet for egne bidrag. Etter 2009 er prosjektet organisert som et samarbeid mellom Gassnova og Gassco, der Gassnova har et overordnet gjennomføringsansvar og ansvar for arbeidet med kvalifisering av lagringssted. Gassnova er prosjektgjennomfører inntil operatørskap er avklart. Fra og med 2012 har Gassnova i større grad arbeidet med å engasjere industrielle aktører for å realisere transport og lagring, og med å forberede foretaket på en framtidig eieroppfølgingsrolle.

9.2 Framdrift og status

Figur 10 Tidslinje for transport- og lagringsprosjektet



Det går fram av Gassnovas styredokumenter at arbeidet med kvalifisering av de aktuelle CO₂-lagringsstedene, Johansen-formasjonen og Troll Kystnær, er avsluttet. Det er konkludert med at Johansen-formasjonen er godt egnet som lager. Det forutsettes at det videre tekniske arbeidet blir utført av en lageroperatør. For å sikre at nødvendig teknisk modning av lagerlokasjoner blir gjennomført i tide til investeringsbeslutningen i fullskalaprojektet har Gassnova i 2013 igangsatt en anskaffelse av dette. Formålet med anskaffelsen er å engasjere industrielle aktører til å modne aktuelle lokasjoner fram til en eventuell beslutning om verifikasjonsbrønn.

Gassnova bistår Olje- og energidepartementet i arbeidet med organiseringen av en transport- og lagerløsning av CO₂ fra Mongstad. Gassnova leverte sin anbefaling om modell for eierskap og drift til Olje- og energidepartementet sommeren 2012. I tillegg arbeider Gassnova, ifølge styredokumenter, med å forberede foretaket på en eventuell prekvalifisering som rettighetshaver og med videre modning av lager. Oljedirektoratet har utarbeidet to lagringsatlas over mulige områder som egner seg for lagring av CO₂ i den norske delen av Nordsjøen og i Norskehavet, publisert i henholdsvis 2011 og 2012.¹⁰⁰

Gassco opplyser at selskapet har utredet ulike løsninger for transport av CO₂ fra Mongstad fram til konseptvalg. Selskapet har i 2011 og 2012 arbeidet med teknologi-kvalifisering for CO₂-transport, men avventer ellers tilstrekkelig modning av fangst- og lagringsdelen for å gå videre med prosjektaktiviteter for rørtransporten fra Mongstad. Det gjenstår om lag ett år med planlegging (FEED), gitt at lagringsstedet ikke blir endret.

100) Oljedirektoratet (2013) CO₂ lagringsatlas Norskehavet.

9.3 Forventede kostnader

9.3.1 Planlegging

Gassnova og Gassco anslår kostnadene for planlegging og forberedelser av transport- og lagerløsninger for CO₂ fra Mongstad til om lag 1,6 mrd. kroner.¹⁰¹ Planleggings-estimatene har i perioden 2010–2012 økt vesentlig på grunn av høye kostnader til seismikk, prøveboring og injeksjonstesting.¹⁰² De første kostnadsestimatene var basert på erfaringer fra gjennomførte utredninger for lagring av CO₂ fra Kårstø i Utsira Sør. Det viste seg i arbeidet med utredningen av Johansen-formasjonen at færre data var tilgjengelige enn for Utsira-formasjonen. Dette medførte behov for ytterligere undersøkelser. I tillegg påløp det kostnader til utredning av Troll Kystnær som alternativ lokasjon.

9.3.2 Kostnadsestimater for investering og drift

Basert på Norges vassdrags- og energidirektorats (NVEs) forprosjektering av CO₂-håndtering på Kårstø la St.prp. nr. 49 (2006–2007) *Samarbeid om håndtering av CO₂ på Mongstad* til grunn et kostnadsanslag for utbygging av transport- og lagringsløsning for CO₂ fra Mongstad på 1,5 mrd. kroner og en årlig driftskostnad på 30 mill. kroner.

Totalkostnaden for transport og lagring fra Mongstad til Johansen-formasjonen ble i 2007 estimert til å ligge på rundt 2,6 mrd. kroner.¹⁰³ Gassco opplyser i intervju at kostnadene for rørledning fra Mongstad til Johansen-formasjonen er estimert til om lag 1,4 mrd. kroner, avhengig av hvilken rørkapasitet som legges til grunn.

I mai 2008 ble arbeidet med å utrede en midlertidig skipsløsning for transport og lagring av CO₂ fra TCM avsluttet etter at de beregnede investeringskostnadene kom på om lag 3 mrd. kroner. Det ble i stedet foreslått å kompensere for et årlig utslipp tilsvarende 100 000 tonn CO₂ gjennom kjøp av klimakvoter.¹⁰⁴

Gassnova opplyser i intervju at lagringskostnadene vil være avhengig av avstanden til Mongstad og annen infrastruktur, samt hvor dypt formasjonen ligger. I tillegg vil antall brønner og kapasitet være avgjørende for totalkostnadene. De tekniske løsningene er basert på tilgjengelig teknologi fra petroleumsindustrien, og kostnadene vil variere i takt med dette markedet.

Gassnova anslår på svært usikkert grunnlag driftskostnadene knyttet til en transport- og lagringsløsning til ca. 100 mill. kroner per år. Disse kostnadene inkluderer blant annet periodisk seismikk, overhaling av brønner, vedlikehold av rør og personal-kostnader for driftsoperatører. Dette vil være usikkert inntil lagringsstedet er bestemt og modell for eierskap og drift er på plass.

9.4 Disponering av midlene

I perioden 2007–2012 har staten brukt om lag 751 mill. kroner til arbeidet med å etablere løsninger for transport og lagring av CO₂. Tabell 9 gir en oversikt over utbetalte midler for transport- og lagringsprosjektet i perioden 2007–2012.

101) Prop. 120 S (2010–2011) Olje- og energidepartementet.

102) Gassnova (2010) *Redegjørelse for endringer i estimatene for transport- og lagringsprosjektet*. Brev til Olje- og energidepartementet 15. januar 2010.

103) Gassnova, Gassco, Norges vassdrags- og energidirektorat og Oljedirektoratet (2007) *Beslutningsgrunnlag knyttet til transport og deponering av CO₂ fra Kårstø og Mongstad. Underlag for beslutning om videreføring til konseptfasen*, september 2007.

104) St.prp. nr. 59 (2007–2008) *Tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet 2008*.

Tabell 9 Utbetalinger for transport- og lagringsprosjektet i perioden 2007–2012, i mill. kroner

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	I alt
Gassnova	2	13	77	147	106	82	427
OD	2	75	6	8	5	13	108
Gassco	21	29	59	65	23	20	215
I alt	24	117	141	220	134	115	751

Kilde: Regnskapsdata fra Olje- og energidepartementet, Gassnova og OD

Gassnovas utgifter har i hovedsak gått til konsulenttjenester, utredning av lagringssteder og innhenting av seismikk. OD har siden 2009 arbeidet med en oversikt over lagringsmuligheter på norsk sokkel. Utgiftene har gått til innkjøp av data og studier.

Gassco opplyser at arbeidet med transportløsninger i perioden 2007–2011 kostet 178 mill. kroner. Midlene ble brukt til å utrede teknisk grunnlag for en investeringsbeslutning for transportløsning fra Kårstø, transportløsninger fra TCM, utredning av ruter for transport av CO₂ fra Mongstad og teknologikvalifisering.

9.5 Sentrale elementer i planleggingen

Gassnova opplyser at de viktigste årsakene til økte planleggingskostnader og økt tidsbruk er:¹⁰⁵

- behov for kostbare geologiske undersøkelser (blant annet seismikk og prøveboring)
- behov for å utrede ulike lagringssteder grunnet endringer i tidsfrister og utslippskilde
- manglende juridisk rammeverk for lagring av CO₂
- manglende modell for eierskap og drift. Videreføring av gjenstående prosjektaktiviteter avhenger av at valgt operatør godkjenner lagringslokasjonen.

9.5.1 Identifisering av egnede lagringslokaliteter

Arbeidet med kvalifisering av et lagringssted for CO₂ innebærer å få oversikt over aktuelle bergartsformasjoner, avstand til utslippskilden, hvilke andre aktiviteter som foregår i området, og tilgjengeligheten av data. Det blir valgt ut noen få lokasjoner som blir utredet nærmere. Videre framdrift er avhengig av at en operatør modner fram en lokasjon.

Flere lagringsområder har blitt utredet (se kart 1):

- Utsira-formasjonen og Sleipner A ble ansett som de eneste løsningene som var tilstrekkelig modne for å møte tidsplanen for Kårstø-prosjektet.¹⁰⁶
- Johansen-formasjonen ble ansett å ha størst potensial for etableringen av et stort lager for CO₂ fra både Kårstø og Mongstad på lengre sikt. Fra 2009 ble utredningen av Johansen-formasjonen videreført og tilpasset tidsplanen for Mongstad-prosjektet.¹⁰⁷
- Det går fram av Gassnovas styredokumenter at det senere i 2009 ble satt i gang en utredning av alternative lagringssteder til Johansen-formasjonen på grunn av usikkerheten om egnethet og risiko for lekkasje av CO₂. Det ble bestemt å modne lagringsstedet Troll Kystnær (Johansen-formasjonen ligger under Troll-området) videre fram mot konseptvalg.

105) Gassnova (2010) *Redegjørelse for endringer i estimatene for transport- og lagringsprosjektet*. Brev til Olje- og energidepartementet 15. januar 2010 og intervju med Gassnova.

106) Gassnova (2008) *Transport og geologisk lagring av CO₂ fra Kårstø og Mongstad. Status konseptvalg*, 1. desember 2008.

107) Olje- og energidepartementet (2009) *Tillegg til tildelingsbrev til Gassnova SF 2009* (brev til Gassnova SF 2. juli 2009).



Kilde: SINTEF petroleumsforskning

Seismiske undersøkelser

I september 2008 ble det, ifølge Gassnovas styredokumenter, gjennomført seismiske undersøkelser av Johansen-formasjonen for å kartlegge hvor godt strukturen eger seg for lagring av CO₂. Operasjonen ble gjennomført av OD med Statoil som leverandør. Undersøkelsene fjernet ikke usikkerheten rundt risikoen for lekkasjer, og det var derfor behov for å innhente ny seismikk i Johansen-formasjonen og i en alternativ lagringslokasjon.¹⁰⁸ I regi av Gassnovas ble det i 2010 samlet inn seismikkdata for Johansen-formasjonen, og det ble satt i gang et arbeid med å lage en geologisk modell av strukturen. I 2011 ble det gjennomført seismiske undersøkelser av Troll Kystnær.

Boring av undersøkelsesbrønn

I 2009 ble det ifølge Gassnovas styredokumenter konkludert med at det var nødvendig å bore en undersøkelsesbrønn i Johansen-formasjonen for å redusere usikkerhet om en mulig lekkasje av CO₂ til nærliggende formasjoner med petroleumsaktivitet. Rettighetshaverne i Troll-feltet ville motsette seg bruk av Johansen-formasjonen med mindre det kunne dokumenteres at det var meget lav risiko for lekkasjer av CO₂. Gassnova påpekte at arbeidene som skulle utføres, var omfattende. Som følge av endret tidsplan for fullskalaprojektet ble den opprinnelige planen om boring av brønn utsatt.

Rørledninger

Ifølge St.prp. nr. 49 (2006–2007) tar det ett og et halvt til to år å bygge et transportrør, i tillegg til ett år med nødvendig forprosjektering. Dette bekreftes av Gassco. Gassco gjennomførte i 2009 forberedelser til etablering av en rørtransportløsning fra

108) Gassnova (2010) *Redegjørelse for endringer i estimatene for transport- og lagringsprosjektet*. Brev til Olje- og energidepartementet 15. januar 2010.

Mongstad.¹⁰⁹ I perioden 2010–2012 ble det gjennomført konseptstudier og arbeid med teknologikvalifisering, blant annet støyttesting.¹¹⁰ Rørløsningen for Mongstad er ifølge Gassco modnet fram til konseptvalg.

9.5.2 Juridisk rammeverk for CO₂-lagring

Gassnova identifiserte ifølge foretakets styredokumenter i 2008 manglende juridisk rammeverk for lagring av CO₂ som en av de største risikoene tilknyttet transport- og lagringsprosjektet. Det eksisterende lovverket som regulerer lagring av CO₂, har ikke i tilstrekkelig grad kunnet dekke alle juridiske aspekter ved fangst, transport og lagring av CO₂, verken i Norge eller i Europa. Det ble påpekt at uavklarte spørsmål knyttet til hvilket lovverk som skal legges til grunn når CO₂ skal injiseres i et område, gjør at private aktører vegrer seg for å inngå avtaler om boring, CO₂-injeksjon eller drift av installasjoner til dette formålet. Gassnova understreket igjen i april 2012 ifølge styredokumenter at en sentral forutsetning for private aktørers interesse for å delta i CO₂-lagring er at det blir etablert juridiske rammevilkår i tide.

Transport og lagring av CO₂ i undersjøiske formasjoner på kontinentalsokkelen er hjemlet i kontinentalsokkelloven.¹¹¹ Olje- og energidepartementet fikk i 2009 myndighet etter kontinentalsokkelloven til leting, utbygging og drift av undersjøiske geologiske formasjoner med henblikk på transport og lagring av CO₂ og utnyttelse av slike formasjoner for lagring av CO₂.¹¹²

Lagringsdirektivet (*Directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide*) trådte i kraft i EU i juni 2009 og etablerer et juridisk rammeverk for en miljømessig sikker lagring av CO₂ i underjordiske geologiske formasjoner. Direktivet vil bli implementert i norsk rett gjennom forskrifter, hjemlet i kontinentalsokkelloven og forurensningsloven.¹¹³ Forskriftene utarbeides av Olje- og energidepartementet (ressursforvaltning), Arbeidsdepartementet (HMS) og Miljøverndepartementet (miljø). Olje- og energidepartementet opplyser at lagringsdirektivet ikke er ferdigbehandlet i EØS-komiteen, og det har dermed ikke formelt blitt innlemmet i EØS-avtalen. Per april 2013 er status at direktivet vil bli innlemmet i EØS-avtalen 1. juni 2013.

En vesentlig utfordring i arbeidet med det juridiske rammeverket er hvem som skal være ansvarlig for eventuelle lekkasjer av CO₂ fra lageret. Lagringsdirektivet pålegger selskapene å påta seg ansvar for lekkasjer i minimum 20 år etter stenging, og å stille økonomisk sikkerhet for dette. I tillegg er selskapene forpliktet til, før ansvaret for lagret CO₂ overdras til myndighetene, å stille til rådighet et finansielt bidrag som skal dekke minst den forventede overvåkningskostnaden i et tidsrom på 30 år.

Gassnova opplyser at industrielle aktører opplever at direktivet legger opp til at industrien må ta en høyere risiko enn de ser seg tjent med. Ifølge Gassnova og Olje- og energidepartementet må rammeverket være på plass for at industrien skal kunne ta stilling til et tilbud om å delta i transport og lagring av CO₂. Gassnova uttaler at det er kritisk at det juridiske rammeverket kommer på plass før, eller i det minste samtidig med, en utlysning for etablering av lisens.

9.5.3 Modeller for eierskap og drift

Det går fram av Gassnovas styredokumenter at foretaket sommeren 2012 la fram et notat for Olje- og energidepartementet der foretaket anbefalte å utlyse en lagerlisens etter modell fra petroleumsvirksomheten. Dette innebærer at staten utlyser og tildeler

109) Gassco (2010) *Årsberetning 2009*.

110) Gassco (2011) *Årsberetning 2010 og 2011*.

111) *Lov om undersjøiske naturforekomster* av 21. juni 1963 (kontinentalsokkelloven).

112) Forskrift av 13. mars 2009 nr. 321 *Delegering til Olje- og energidepartementet og Arbeidsdepartementet*.

113) Meld. St. 9 (2010–2011) *Fullskala CO₂-håndtering*.

en lisens som gir rett til å etablere og drive et CO₂-lager. Staten og en eller flere aktører vil inngå i lisensen, og staten vil delta som rettighetshaver. Eierskapet og innflytelsen over lageret, og dermed også kostnader og risiko, er delt mellom staten og den kommersielle aktøren. Olje- og energidepartementet opplyser at notatet danner utgangspunktet for departementets arbeid med organisering av transport og lagring av CO₂ fra Mongstad.

Fordi staten ikke ønsker å ha en operativ rolle, er det nødvendig å involvere en kommersiell aktør som kan sikre teknologiutvikling, planlegging, utbygging og drift av CO₂-lageret fra Mongstad. Det går fram av Gassnovas anbefaling at foretaket vurderer at oljeselskaper vil være best egnet til å etablere og drifte et CO₂-lager, fordi disse innehar relevant teknologisk og operativ kompetanse. Ifølge Gassnova har oljeselskapene uttrykt tre krav for deltakelse:

- avklart rammeverk for CO₂-lagring med betingelser for private aktører
- begrenset risikoeksponering etter stenging av lageret
- potensiell lagringskapasitet utover volumene fra Mongstad

Gassnova uttaler at en av de største utfordringene i arbeidet med transport og lagring er etableringen av insentiver og roller som kan motivere industrien til å delta aktivt. Ressursene som oljeselskaper må sette av til deltakelse i CO₂-lagring, er i sterk konkurranse med selskapenes kjernevirksomhet. Sammenlignet med olje- og gassvirksomhet medfører ikke CO₂-lagring umiddelbare strategiske eller økonomiske fordeler. Disse utfordringene gjelder også for modeller der staten bærer kostnadene for etablering og drift av lageret.¹¹⁴

Gassnova uttaler at fordi begrenset økonomisk risiko for industrien er en forutsetning for industriell deltakelse, vil staten måtte stå for finansieringen og forsøke å legge til rette for at deltakelse innebærer strategiske og/eller økonomiske fordeler for industrielle aktører. Ifølge Gassnova er det krevende å få på plass en transport- og lagringsløsning, fordi organiseringen ikke er avklart. Gassnovas styre uttaler at manglende avklaring av organisering og Gassnovas rolle er en utfordring for etableringen av en transport- og lagringsløsning for CO₂ fra Mongstad.

114) Gassnova (2011) *Utredning av organiseringen av prosjektet CO₂ transport og lagring*. Notat til Olje- og energidepartementet, 15. april 2011.

10 Styring og oppfølging

10.1 Gassnovas styring og oppfølging av CO₂-håndteringsprosjektene

Gassnova ble opprettet som et statlig forvaltningsorgan 17. desember 2004. Forvaltningsorganet Gassnova ble omgjort til statsforetak ved kongelig resolusjon av 29. juni 2007 med utvidet mandat til å forvalte statens interesser knyttet til CO₂-håndtering. Olje- og energidepartementet viser til at omdannelsen av selskapet ga et nødvendig skille mellom statens rolle som myndighetsutøver og eier/deltaker i prosjektet.

10.1.1 Gassnovas organisasjon

Ved opprettelsen av statsforetaket Gassnova ble det lagt til grunn at foretaket skulle være begrenset i størrelse og i størst mulig grad støtte seg til kompetente fagmiljøer for prosjektledelse, prosjektering, utbygging og drift av prosjektene.¹¹⁵ Olje- og energidepartementet har lagt vekt på at Gassnova skal være organisert på en måte som sikrer ivaretagelse og oppbygging av foretakets kompetanse og erfaring fra prosjekter der Gassnova forvalter og sikrer statens interesser. Samtidig har departementet signalisert at Gassnovas organisasjon skal være liten og fleksibel for å kunne tilpasse seg endringer i oppdraget.¹¹⁶

Gassnova uttaler at grunnbevilgningen i praksis definerer organisasjonens størrelse. Foretaket har utviklet seg fra formelt én ansatt ved oppstarten i 2007 til 38 ansatte ved utgangen av 2012. Det går fram av styredokumenter våren 2012 at det er planlagt ytterligere rekruttering, noe som begrunnes med endringer i foretakets rolle. For å kunne ivareta eieroppfølgingen er organisasjonen styrket med flere medarbeidere på områdene teknisk og kommersiell kompetanse. Figur 11 viser utviklingen i antall ansatte og årsverk per avdeling i perioden 2007–2012.

Figur 11 Antall årsverk og ansatte i Gassnova i perioden 2007–2012



Kilde: Gassnova

115) St.prp. nr. 49 (2006–2007) Om samarbeid om håndtering av CO₂ på Mongstad, jf. Innst. S. nr. 205 (2006–2007).

116) Olje- og energidepartementet, *Tildelingsbrev til Gassnova SF for 2012*, punkt 3.4 Tilskudd til Gassnova SF (kapittel 1833, post 70).

10.1.2 Gassnovas ansvar og roller i CO₂-håndteringsprosjektene

Gassnova har over tid hatt ulike roller i CO₂-håndteringsprosjektene: dels en selvstendig rolle som prosjektgjennomfører i Kårstø- og transport- og lagringsprosjektet, og dels en eieroppfølgingsrolle i Teknologisenteret på Mongstad (TCM) og fullskala-prosjektet på Mongstad.

I rollen som prosjektgjennomfører følger Gassnova en egenutviklet modell for prosjektstyring, se vedlegg 2. Modellen bygger på industriell praksis og krav som følger av styrende dokumenter for Gassnova.¹¹⁷ Det skal etableres et prosjektoppdrag for hvert prosjekt som definerer Gassnovas rolle, og som danner basis for den formelle styringsdialogen mot Olje- og energidepartementet som oppdragsgiver.¹¹⁸ Prosjektoppdraget definerer ansvarsområder, milepæler, budsjett og fullmakter for hvert enkelt prosjekt etter godkjenning fra administrerende direktør.¹¹⁹

Gassnova opplyser at eieroppfølgingen av TCM og fullskalaprojektet er organisert i team som består av én engasjementsleder, én kommersiell og én teknisk ressurs. Målet er at disse skal være ansatte i Gassnova. Gassnova viser til at eieroppfølgingen primært skjer gjennom deltakelse i styringskomiteer. Som del av eieroppfølgingen blir det i tillegg gjennomført revisjoner, uavhengige studier og bearbeidelse av underlag for de beslutningene som staten skal ta. Gassnova viser videre til at det er utarbeidet et helhetlig styringssystem for eieroppfølging og det pågår et arbeid med å definere roller og utvikle prosedyrer for dette.

Eieroppfølging og prosjektgjennomføring stiller ulike krav til kompetanse. Gassnova opplyser at eieroppfølging krever forretningsforståelse, erfaring fra forhandlinger og lederkompetanse. Prosjektgjennomføring krever særlig kompetanse innen planlegging, prosjektering, tekniske disipliner og oppfølging. Gassnovas styre uttaler at det har vært vanskelig å rekruttere kompetanse på eieroppfølging, petroleumsfag og geologi. Slik kompetanse er etterspurt i petroleumsnæringen og derfor dyr å anskaffe.

10.1.3 Gassnovas bruk av eksterne tjenesteleverandører

Gassnova bruker en kombinasjon av interne ressurser og eksterne tjenesteleverandører for å ivareta statens interesser i CO₂-håndteringsprosjektene.¹²⁰ Interne ressurser belastes foretakets driftsbudsjett, mens eksterne tjenesteleverandører belastes prosjektbudsjettene. Gassnova har i tillegg adgang til å dekke reisekostnader for interne ressurser over prosjektbudsjettene.¹²¹

Figur 12 viser utbetalinger til eksterne tjenesteleverandører i CO₂-håndteringsprosjektene i perioden 2008–2012 sammenlignet med Gassnovas driftsutgifter i perioden 2007–2012.

117) Gassnova (2009) *Governing Document – Project Governing Manual*, 12. oktober 2009.

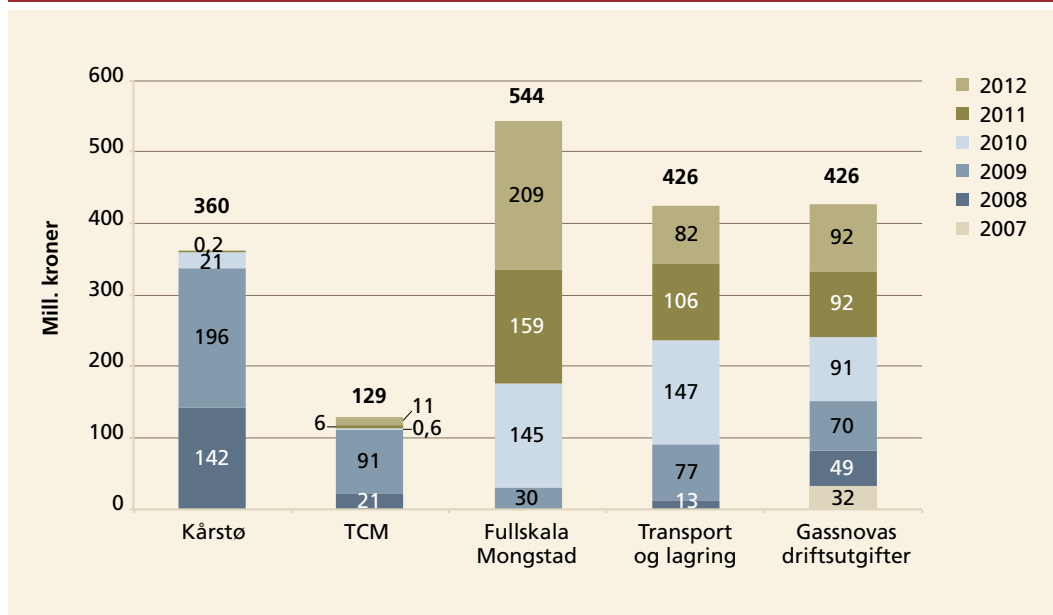
118) Gassnova (2008) *Mandat for gjennomføring av prosjekter*. (Oppdragsbrev)

119) Gassnova (2010) *Prinsippdokument myndighet og fullmakt*, gyldig fra 14. juni 2010, versjon 3.0.

120) Gassnova (2008) *Mandat for gjennomføring av prosjekter*. (Oppdragsbrev)

121) Gassnova (2009) *Plandokument 2010, Planer i henhold til vedtektenes § 9*. Oversendt Olje- og energidepartementet per brev 20. oktober 2009.

Figur 12 Utbetalinger per år og totalt til eksterne tjenesteleverandører i CO₂-håndteringsprosjektene (2008–2012) og årlige og totale utgifter til Gassnovas drift i perioden 2007–2012, i mill. kroner



Kilde: Gassnova, årsregnskap for CO₂-håndteringsprosjektene og årsregnskap for drift

Note: Figuren inkluderer ikke kjøp av forskningstjenester fra, eller investeringer i, TCM DA. Gassnovas reiseutgifter og utbetalinger for tjenester levert av andre statlige aktører inngår i grunnlagstallene. Gassnovas eieroppfølgingskostnader for TCM og fullskalaprojektet inngår i grunnlagstallene der foretaket har benyttet eksterne tjenesteleverandører i eieroppfølgingen.

Gassnova har totalt utbetalt 1,46 mrd. kroner til eksterne tjenesteleverandører i perioden 2008–2012. Gassnovas egne driftsutgifter utgjør til sammenligning 426 mill. kroner.

10.1.4 Finansieringen av Gassnovas drift og CO₂-håndteringsprosjektene

Olje- og energidepartementet legger i tildelingsbrevet til Gassnova vekt på at foretaket er organisert på en måte som sikrer ivaretagelse og oppbygging av foretakets kompetanse og erfaring fra prosjekter der Gassnova forvalter og sikrer statens interesser.

CO₂-håndteringsprosjektene representerer betydelig teknisk og kommersiell kompleksitet, og det er viktig at Gassnova skal kunne være i stand til å ivareta statens interesser og evne til styring av prosjektene og å sikre at læring tilfaller foretaket.¹²² Erfaringer fra de prosjektene Gassnova har arbeidet med, viser at det er behov for relativt tett oppfølging fra Gassnovas side, enten det gjelder arbeid som utføres av samarbeidende selskaper, eller av leverandører som arbeider direkte under kontrakt med Gassnova. Olje- og energidepartementet viser i intervju til at Gassnova anses å ha tilstrekkelig kompetanse på alle relevante områder.

Gassnova har ifølge styredokumenter og ulike budsjettinnspill til Olje- og energidepartementet pekt på begrensninger og konsekvenser som følger av foretakets finansieringsmodell:

- Prosjektrelaterte aktiviteter i selskapet kan ikke finansieres ved salg av timer til prosjektene. Dette medfører at foretaket er avhengig av betydelig innleid kompetanse, som innebærer at kompetanse opparbeides hos eksterne tjenesteleverandører og i mindre grad hos Gassnova.
- Innleie av personell fra tjenesteleverandører er i gjennomsnitt dyrere enn fast ansatt personell.

122) Prop. 1. S (2012–2013) Olje- og energidepartementet.

- Et visst antall egne ansatte er nødvendig for å skape ønsket dynamikk og erfaringsoverføring mellom CO₂-håndteringsprosjektene, mens finansieringen er bundet opp til bestemte prosjekter.
- Prosjektregnskapet gir ikke et fullverdig bilde av totale prosjektkostnader fordi Gassnovas personalkostnader ikke avregnes mot prosjektene.
- Foretakets budsjett må vurderes opp mot pålagte oppgaver. Eieroppfølgingsrollen er særlig ressurskrevende, og det er utfordrende å rekruttere ønsket kompetanse.

Gassnova opplyser at foretaket over lengre tid har ønsket å dekke en større andel av årsverkene over eget driftsbudsjett. Gassnova viser til at dette ville være mer hensiktsmessig både av hensyn til kostnadseffektivitet, ettersom bruk av konsulenter er kostbart sammenlignet med bruk av faste ansatte, men også av hensyn til kompetanseoppbygging og fleksibilitet internt i foretaket. Gassnovas styre uttaler i intervju at finansieringsmodellen er uheldig og skaper spenninger i organisasjonen og at de flere ganger har tatt opp dette med Olje- og energidepartementet.

Olje- og energidepartementet viser til at Gassnovas rolle i prosjektene over tid har endret seg, og at det derfor har vært viktig med en fleksibel organisasjon. Olje- og energidepartementet har tilført Gassnova særskilte midler til eieroppfølging knyttet til det enkelte prosjektet som kommer i tillegg til foretakets driftsbudsjett.



Kontrollrom i administrasjonsbygget – Teknologisenteret på Mongstad.

Foto: TCM DA

10.1.5 Gassnovas internkontroll

I økonomiregelverket for staten stilles krav om internkontroll som en del av god mål- og resultatstyring i virksomhetene. Olje- og energidepartementet stiller krav om etablering av forsvarlig risikostyring og internkontroll i de årlige tildelingsbrevene til foretaket. Administrerende direktør har, i henhold til *Instruks for Gassnova SFs økonomiforvaltning av Fond for CLIMIT og CO₂-håndteringsprosjekter*, ansvar for at foretaket har etablert tilfredsstillende internkontroll.

Formelle rutiner, retningslinjer, fullmakter og kontrollsystemer ble i stor grad etablert ved omdanningen til statsforetak i 2007. Foretakets internkontroll er innarbeidet i

ulike prinsippdokumenter med underliggende dokumenter.¹²³ Parallelt med oppbyggingen av interne systemer skulle foretaket rekruttere og etablere en kompetent organisasjon med evne til å gjennomføre store prosjekter med ny teknologi, høy risiko og i komplekse relasjoner til industrielle aktører.¹²⁴

Gjennomgang av Gassnovas internkontroll av eksternt revisjonsselskap

I henhold til Olje- og energidepartementets *Instruks for Gassnova SFs økonomiforvaltning i Fond for CLIMIT og i CO₂-håndteringsprosjektene* skal foretaket benytte et eksternt revisjonsselskap for å utføre revisjonsrelaterte oppgaver knyttet til selskapets internrevisjonsoppgaver. Dette skal legges til grunn ved selskapets revisors bekreftelse av Gassnovas regnskaper for CO₂-håndteringsprosjektene og rapportering til Olje- og energidepartementet.¹²⁵

I henhold til instruksens punkt 2.7 er det styrets oppgave å sørge for at CO₂-håndteringsprosjektene blir undergitt forsvarlig forvaltning, og å sikre godheten i det framlagte regnskapet. Bruken av selskapets revisor for å utføre revisjonsrelaterte oppgaver knyttet til selskapets internrevisjonsoppgaver ble diskutert i et av Gassnovas styremøter høsten 2008. Det går fram av styredokumentene at selskapets revisor påpekte at formuleringen "internrevisjonsoppgaver" ikke dekker godt nok det arbeidet som var planlagt utført, og at det gir rom for en tolkning om at selskapets revisor skulle utføre eksterntrevisjon og internrevisjon i samme selskap. Dette ville kunne oppfattes å være uheldig og ikke i samsvar med god revisjonsskikk. På bakgrunn av dette anbefalte styret overfor departementet at formuleringene i instruksens punkt 2.7 skulle omformuleres for å få fram intensjonen og unngå mistolkninger.

Olje- og energidepartementet viser til at Gassnova selv bestemmer hva selskapets revisor skal utføre av revisjon knyttet til internkontroll. Gassnovas styre viser til at det er inngått en rammeavtale med et eksternt revisjonsselskap. Ved utførelsen av dette oppdraget har selskapets revisor stått fritt til å utføre de kontrollhandlingene som har vært ansett som nødvendige. Styret viser videre til at selskapets revisor har utført eksterntrevisjon i henhold til lovpålagt revisjon og internrevisjon av CO₂-håndteringsprosjekter og Fond for CLIMIT etter angitt revisjonsstandard.¹²⁶

Internkontroll knyttet til anskaffelser og habilitet

Gassnova er omfattet av lov om offentlige anskaffelser og tilhørende forskrifter. Anskaffelsesfunksjonen i Gassnova er betydelig på grunn av behovet for anskaffelse av kompetanse gjennom innleie av konsulenter eller kjøp av studier og eksternt ekspertise. Gassnova har utarbeidet et prinsippdokument for anskaffelser som viser til en rekke relaterte prinsippdokumenter og interne prosedyrer.¹²⁷

Gassnova ba høsten 2011 selskapets revisor om å gå igjennom foretakets anskaffelser og prosedyrer. Rapporten fra denne gjennomgangen påviste flere svakheter i deler av Gassnovas innkjøpsprosesser og hadde kritiske synspunkter på Gassnovas organisering, omfang og kvalitet når det gjaldt rutiner og retningslinjer, konkurransegjennomføring, kontraktsoppfølging og fakturakontroll.¹²⁸ Rapporten peker blant annet på utfordringer knyttet til habilitet, blant annet hvor innleide konsulenter har vært involvert i anskaffelsesprosesser. Gassnovas styredokumenter fra vinteren 2010 viser imidlertid at foretaket innhentet en habilitetsvurdering da de skulle tilsette en innleid ressurs i posisjon

123) Gassnova (2009) *Prinsippdokument økonomi*, 2. januar 2009.

124) Gassnova (2009) *Plandokument Gassnova SF 2009 – Planer i henhold til selskapets vedtekter § 9*. Vedlegg til brev til Olje- og energidepartementet 20. oktober 2008.

125) Deloitte AS AS (2010) *Engasjementsbrev for Gassnova SF*. Vedlegg til brev fra Deloitte AS AS til Gassnova 18. oktober 2010.

126) Tilsvarende revisors oppgaver i en serviceorganisasjon, regulert i revisjonsstandard RS 402.

127) Gassnova (2010) *Prinsippdokument anskaffelser*, 29. juni 2010.

128) Deloitte AS AS (2011) *Gjennomgang av innkjøpsprosesser i CO₂-prosjektene i forretningsengasjementer*, Gassnova. 30. november 2011.

som direktør for forretningsutvikling i 2010, og at de i dette tilfellet nedfelte forholdsregler ved eventuelle rollekonflikter.

Revisjonsrapporten fra Deloitte AS viser også til at noen direkteanskaffelser, der de samlede utbetalingene etter hvert oversteg terskelverdien, ikke var i tråd med anskaffelsesreglementet, og at det har vært mangelfull kontraktsoppfølging og kontroll av fakturaer. Sentrale ressurser i basisorganisasjonen har vært for lite involvert ved avrop på rammeavtaler og kjøp.

Styredokumenter fra Gassnova i 2012 viser at ledelsen arbeider med å forbedre foretakets anskaffelsesprosesser og har iverksatt en rekke tiltak basert på anbefalingene i rapporten. Gassnovas styre viser til at vurderingene av anskaffelser skal følges opp i en ny undersøkelse i 2013. Denne undersøkelsen vil blant annet vektlegge problemstillinger knyttet til habilitet og innleie av konsulenter.

10.1.6 Gassnovas risikostyring

Olje- og energidepartementet stiller krav om etablering og videreføring av forsvarlig risikostyring i det årlige tildelingsbrevet til Gassnova. Gassnova skal redegjøre for eventuelle vesentlige endringer i risikobildet gjennom året, og risikovurderingene bør være relatert til de målene som er satt for foretakets virksomhet.¹²⁹ Forutsetninger og krav om risikostyring er endret av Olje- og energidepartementet i tildelingsbrevet til Gassnova for 2013. Risikovurderingene skal fra 2013 i større grad være knyttet til resultatmål som det er knyttet høy risiko til, og det skal rapporteres om iverksatte risikoreducerende tiltak.¹³⁰

Gassnova har årlig oversendt risikovurderinger på et overordnet nivå til Olje- og energidepartementet. De overordnede risikovurderingene er utledet fra et mer detaljert og helhetlig system for risikostyring i Gassnova. Rapporteringen inneholder status og utfordringer for foretaket, samt en redegjørelse for risikoreducerende tiltak.¹³¹ Fram til 2011 bygget rapporteringen på foretaksledelsens risikovurderinger, som ble godkjent av styret før de ble oversendt til departementet.

Det går fram av Gassnovas styredokumenter at Gassnovas administrerende direktør presenterer en detaljert statusrapport for risikostyring i CO₂-håndteringsprosjektene på hvert styremøte. Det er først og fremst risikoer som anses som de viktigste for prosjektgjennomføring og måloppnåelse, som framheves og redegjøres for. Gassnova opplyser at risikoer som kan påvirkes, blir identifisert og aggregert opp til avdelings- og selskapsnivå. Gassnova viser videre til at de store prosjektene blir realisert utenfor foretakets organisasjon, men er sentrale for realiseringen av statens ambisjoner innen CO₂-håndtering. Risikoer knyttet til disse engasjementene vurderes dermed som svært viktige.

Samlet sett har det vært en endring i identifiserte overordnede risikoer for årene 2007–2012 fra i stor grad å være knyttet til foretaket i perioden 2007–2008 til i større grad å være konsentrert rundt fullskalaprojektet fra 2010.

Gassnovas styre viser til at hva risikovurderingene har vært rettet mot, har endret seg. I begynnelsen var det oppmerksomhet rundt risiko i foretaket. Styret viser til at det var viktig med oppmerksomhet om prosjekt- og prosessrisiko fordi selskapet forvalter store økonomiske midler. Dette har ført til en dreining mot prosjekt- og hendelsesrisikoer. Risikovurderingene er også endret, og bygges per 2012 i større grad nedenfra og opp, i motsetning til tidligere, da ledelsen identifiserte risiko. Etter endringen har

¹²⁹ Olje- og energidepartementet (2012) *Tildelingsbrev til Gassnova SF for 2012*.

¹³⁰ Olje- og energidepartementet (2013) *Tildelingsbrev til Gassnova SF for 2013*.

¹³¹ Gassnova (2012) *Risikovurderinger på overordnet nivå*. Brev til Olje- og energidepartementet 20. april 2012.

lederne for hovedfunksjonsområdene utarbeidet egne risikolister for sine områder. Rapporteringen tar utgangspunkt i Gassnovas tre funksjonsområder (CO₂-håndteringsprosjekter, CLIMIT/teknologiutvikling og rådgivning) samt i driften av Gassnova. Risikofaktorene er i tillegg formulert på et mer overordnet nivå.¹³²

Olje- og energidepartementet viser i intervju til at risikostyring overfor Gassnova følges opp gjennom den ordinære styringsdialogen (foretaksmøter, kontaktmøter, tildelingsbrev) og gjennom løpende dialog og møter. Departementet viser til at Gassnovas overordnede risikovurderinger behandles på foretaksmøter. Olje- og energidepartementet viser videre til at det har vært en tett oppfølging av prosjektene, og at viktige forhold er blitt tatt opp fortløpende. I hovedsak iverksetter departementet tiltak på bakgrunn av de forholdene som Gassnova tar opp. Departementet vurderer fortløpende innholdet i resultat- og risikorapporteringen fra Gassnova med hensyn til videre rapportering til Stortinget.

Gassnovas rapportering til Olje- og energidepartementet inneholder foretakets redegjørelse for risikoreduserende tiltak på et overordnet nivå. Tabell 10 viser innretningen på tiltakene i perioden 2007–2012.

Tabell 10 Risikoreduserende tiltak rapportert til Olje- og energidepartementet i perioden 2007–2012

Foretaket	2007–2008: Etablere interne retningslinjer, instruksjer, rutiner, styrende dokumenter og utvikle organisasjonens kapasitet og kompetanse. 2009–2012: Tiltak er i mindre grad rettet mot interne systemer og i større grad mot organisasjonsutvikling, strategisk arbeid, styrking av styringsområder og støttefunksjoner i foretaket.
TCM	I tidlig fase (2007–2009): Etablere selskapet og rekruttere ansatte med teknisk og kommersiell kompetanse for å ivareta prosjektet internt i Gassnova. Etter 2009: Håndtere teknisk og kommersiell kompleksitet på Mongstad. 2012: Sikre langsiktig bruk av TCM ved å utarbeide en ny eierskapsmodell og redusere driftskostnadene.
Fullskalaprojektet på Mongstad	Redusere risikoer knyttet til helseeffekter av aminutslipp, teknologisk/kommersiell kompleksitet, avtaler og samarbeid med Statoil, valg av fangstteknologi og insentivstruktur for private selskaper som enten er involvert eller har ønske om å delta. Risiko håndteres i hovedsak gjennom Steg 2 Utviklingsavtalen og tiltak iverksatt av Gassnova.
Transport og lagring	2009: Innhente kompetanse og kapasitet for å håndtere prosjektet. 2010 og 2011: Kvalifisering av lager. 2012: Utrede kommersielle modeller og gi innspill til utlysingsprosessen, som håndteres av Olje- og energidepartementet.

Kilde: Gassnovas årlige overordnede risikovurderinger oversendt Olje- og energidepartementet

Fra 2012 er risikoreduserende tiltak gjengitt med en lavere detaljeringsgrad enn tidligere i rapporteringen til Olje- og energidepartementet.¹³³ Gassnova har fra samme år lagt vekt på å etablere en dynamisk og tidsbestemt tiltaksliste. Gassnova viser til at risikoer med tilhørende tiltak blir gjennomgått på alle nivåer i foretaket. Ledelsens månedlige gjennomgang av risikoer og tiltak blir lagt fram for styrets revisjonskomité som har møter fire ganger i året. I Olje- og energidepartementets tildelingsbrev for Gassnova for 2013 er forutsetninger og krav til rapportering og innretning av risikoreduserende tiltak endret. Endringen innebærer at Gassnova skal identifisere risikoreduserende tiltak innenfor en akseptabel ressursramme og etter en vurdering av kostnad og nytte for å sikre en fornuftig ressursallokering.

132) Gassnova (2012) *Risikovurderinger på overordnet nivå*. Brev til Olje- og energidepartementet 20. april 2012.

133) Gassnova (2012) *Risikovurderinger på overordnet nivå*. Brev til Olje- og energidepartementet 20. april 2012.

10.1.7 Gassnovas arbeid med kostnadskontroll

Olje- og energidepartementet viser til at kostnadskontroll er en generell utfordring ved risikofylte teknologiprojekter, blant annet fordi det er vanskelig å finne et sammenligningsgrunnlag. Gassnova er gjennom tildelingsbrev gitt i oppgave å sikre hensynet til forsvarlig kostnadskontroll av CO₂-håndteringsprosjektene på vegne av staten. En gjennomgang av tildelingsbrev viser at krav om kostnadskontroll er stilt i tildelingsbrevene for 2011, 2012 og 2013. For foregående år er det lagt føringer om effektiv ressursbruk og etterlevelse av anskaffelsesreglementet. Departementet viser videre til at kostnadskontroll blir diskutert i foretaksmøtene, i kontaktmøter og ved behandling av langtidsplaner for Gassnova, og følges opp gjennom dialog med Gassnovas administrasjon.

Olje- og energidepartementet uttaler at Gassnova for TCM DA utøver kostnadskontroll gjennom statens eierandel i selskapet og gjennom formannskapet i selskapsmøtet. Departementet viser til at det for de andre eierne av TCM DA er naturlig å være opptatt av tett kostnadsoppfølging og -kontroll. Gassnovas adgang til kostnadskontroll i fullskalaprojektet ivaretas gjennom Steg 2 Utviklingsavtalen.

Internt i Gassnova er føringer om kostnadskontroll nedfelt i Gassnovas prinsippdokument for prosjektstyring. Her går det fram at prosjekter skal gjennomføres kostnadseffektivt med høy kvalitet i henhold til foretakets verdier og styrende dokumentasjon. Prosjektene skal gjennomføres med respekt for at det er offentlige midler som forvaltes. Det skal derfor utvises stor grad av ansvarlighet og integritet i alle faser av prosjektgjennomføringen.¹³⁴

Gassnova viser til at foretakets rolle med hensyn til kostnadskontroll er viktigst i den tidlige fasen av prosjektene, før avtaler underskrives. Det er i denne fasen beslutninger knyttet til endelig konsept tas. Gassnova har hatt større mulighet til å påvirke kostnadene i prosjektene der foretaket har hatt en mer selvstendig rolle (ansvar for planlegging av transport- og lagringsprosjektet og Kårstø).

Ifølge Gassnovas administrasjon og Gassnovas styre bidrar begrensninger i avtalene og det skjeve styrkeforholdet mellom Gassnova og Statoil når det gjelder kapasitet og kompetanse, til at foretaket har begrenset handlingsrom for å utøve kostnadskontroll. Styret viser videre til at det er krevende ikke å ha full styring med mange av de viktige rammebetingelsene for et selskap som forvalter betydelige statlige midler.

10.2 Olje- og energidepartementets styring og oppfølging av Gassnova og CO₂-håndteringsprosjektene

10.2.1 Eierstyring av Gassnova

Olje- og energidepartementets styring av Gassnova bygger på lov om statsforetak, generelle regler for forvaltning av statlige eierinteresser, selskapets vedtekter og stiftelsesdokumentet for omdanningen av Gassnova til statsforetak.¹³⁵ Olje- og energidepartementet utøver gjennom foretaksmøtet den øverste myndighet i foretaket.

Departementet konkretiserer Gassnovas oppgaver gjennom statsbudsjettet, tildelingsbrev og foretaks- og kontaktmøter. Videre setter Olje- og energidepartementets *Instruks for Gassnova SFs økonomiforvaltning* rammer for foretaket.¹³⁶ Gassnovas styre er ansvarlig for at instruksene etterleves, og delegerer myndighet og fullmakt til

¹³⁴ Gassnova (2012) *Prinsippdokument prosjektstyring*, versjon 2, gyldig fra 1. mars 2012.

¹³⁵ St.prp. nr. 49 (2006–2007) *Om samarbeid om håndtering av CO₂ på Mongstad*, jf. Innst. S. nr. 205 (2006–2007).

¹³⁶ Olje- og energidepartementet (2008) *Instruks for Gassnova SFs økonomiforvaltning av Fond for CLIMIT og CO₂-håndteringsprosjekter*, 21. februar 2008.

administrerende direktør. I tillegg til å ivareta statens eierinteresser i CO₂-håndteringsprosjekter skal Gassnova være statens rådgiver i spørsmål knyttet til CO₂-håndtering. Olje- og energidepartementet viser til at dette innebærer en kontinuerlig dialog mellom departementet og statsforetaket.

Gassnovas styre viser til at Olje- og energidepartementet er særlig opptatt av

- å få på plass et beslutningsgrunnlag for fullskala fangst og lagring innen 2016
- å få inn flere teknologier og flere eiere i TCM for å redusere statens eierandel og sikre langsiktig bruk av anlegget

Styret opplever å ha god kommunikasjon med Olje- og energidepartementet om utfordringer og har i all hovedsak fått gjennomslag for sine synspunkter.

Foretaksmøter

En gjennomgang av protokoller fra foretaksmøtene viser at det årlig normalt avholdes to eiermøter med foretakets styre der også administrerende direktør deltar.

Protokollene fra de årlige foretaksmøtene i perioden 2007–2012 viser at sakene som tas opp, i hovedsak omfatter planer og budsjett for kommende år og styrets årsberetning. Foretaksmøtet har ikke blitt forelagt saker av prinsipiell, politisk, samfunnsøkonomisk eller samfunnsmessig betydning, jf. Gassnovas vedtekter § 9.

Tildelingsbrev

Olje- og energidepartementets tildelingsbrev presiserer Gassnovas formål og hovedoppgaver, og angir resultat- og rapporteringskrav. Det angis også mål- og resultatkrav for CO₂-håndteringsprosjektene. I tillegg er det angitt krav til internkontroll, risikostyring, etiske retningslinjer og samfunnsansvar. Gassnovas styre uttaler at Olje- og energidepartementets tildelingsbrev til foretaket utdypes styringen i større detalj enn i andre statsforetak. Styret opplever likevel at det ikke er detaljstyring, men en betryggende avstand til departementet.

I tildelingsbrevene gjengis overordnede målsettinger, som er å bidra til utvikling av framtidsrettede og effektive teknologier for CO₂-håndtering og å oppnå kostnadsreduksjoner knyttet til CO₂-håndtering. Gassnova skal legge til rette for at statens deltakelse i CO₂-håndteringsprosjekter kan nyttiggjøres best mulig, blant annet gjennom kunnskapsspredning, ivaretagelse av hensynet til forsvarlig kostnadskontroll og ved å sikre at anskaffelser knyttet til de oppdragene der Gassnova har prosjektansvar, følger regler om offentlige anskaffelser. Gassnova skal også påse at oppdragene og prosjektene gjennomføres med høyeste krav til renommé, integritet og etisk standard.

I tildelingsbrevet angis også krav til Gassnovas rapportering til Olje- og energidepartementet. Gassnova skal årlig oversende budsjettforslag for kommende år og årsrapporter for CO₂-håndteringsprosjektene. I henhold til vedtektene § 9 utarbeider Gassnova i tillegg et årlig plandokument som oversendes Olje- og energidepartementet for behandling i foretaksmøtet. Plandokumentet inneholder planer og hovedtrekk i budsjetter for kommende år og perspektiver på mellomlang sikt. Dokumentet fungerer som styrets retningslinjer og føringer for administrasjonen i Gassnova.¹³⁷

10.2.2 Olje- og energidepartementets risikostyring

Olje- og energidepartementet uttaler at departementets risikovurderinger på området CO₂-håndtering tar utgangspunkt i Gassnovas overordnede risikovurderinger. De

¹³⁷ Gassnova (2010) *Plandokument 2011 – Planer i henhold til selskapets vedtekter § 9*, oversendt Olje- og energidepartementet som vedlegg til brev av 20. oktober 2010.

overordnede risikovurderingene fra Gassnova følges opp dersom sakens natur tilsier det, og behandles blant annet på foretaksmøter og kontaktmøter. I hovedsak handler departementet på bakgrunn av de forholdene som Gassnova tar opp. Oppfølgingen av Gassnova preges generelt av at departementet er opptatt av kritiske faktorer som kan påvirke overordnede målsettinger. Departementet er blant annet spesielt opptatt av forhold med relevans for budsjett og regnskap.

Olje- og energidepartementet viser til at risikostyringen er basert på vesentlighet og det til enhver tid gjeldende risikobildet. Departementets risikovurderinger gjenspeiles i hovedsak i departementets årlige virksomhetsplaner. Departementet viser til at det arbeides med helheten i risikostyringen i departementet for å foreslå forbedringstiltak. En gjennomgang av Olje- og energidepartementets virksomhetsplaner for 2010, 2011 og 2012 viser at disse i hovedsak inneholder beskrivelser av ansvar, mål og arbeidsoppgaver for arbeidet med CO₂-håndtering. Virksomhetsplanene inneholder i liten grad dokumenterte risikovurderinger.

Olje- og energidepartementet viser til at sentrale elementer i risikohåndteringen i departementet er opprettelsen av Gassnova som statsforetak og en egen seksjon i departementet med ansvar for arbeidet med CO₂-håndtering fra 2009. Utover dette vektlegges identifikasjon og oppfølging av risiko generelt. Det vises til at departementets løpende arbeid er innrettet mot måloppnåelse. Risikoreduserende tiltak er dermed en integrert del av alt arbeid departementet gjør på dette området.

Gassnova opplever at dialogen med Olje- og energidepartementet er løpende knyttet til dagsaktuelle utfordringer/saker og i mindre grad til de skriftlige risikovurderingene foretaket oversender årlig. Gassnovas styre opplyser at Olje- og energidepartementet er opptatt av risiko på generelt nivå for prosjektene, for å kunne gjennomføre korrektive tiltak så tidlig som mulig.

10.2.3 Oppfølging av Gassnovas internkontroll

Olje- og energidepartementet viser til at oppfølging av departementets *Instruks for Gassnova SFs økonomiforvaltning av Fond for CLIMIT og CO₂-håndteringsprosjekter*, oppfølging av Gassnovas styre og pålegget om bruk av eksternt revisjonsselskap står sentralt i departementets oppfølging av foretakets internkontroll og risikostyring. Olje- og energidepartementet stiller for øvrig krav gjennom tildelingsbrevene, herunder krav til rapportering, som er relevante for internkontroll og risikostyring. Olje- og energidepartementet viser videre til at internkontroll og risikostyring i utgangspunktet er styrets ansvar, og at departementets oppfølging og kontroll derfor vil være rettet mot rapportering fra styret og eventuelle avvik som rapporteres.

10.3 Gassnovas styre

Gassnovas styre utnevnes av foretaksmøtet og skal påse at virksomheten drives i samsvar med foretakets formål, vedtekter og retningslinjer fastsatt av foretaksmøtet, samt at foretaket har en tilfredsstillende organisering og internkontroll. Styret tilsetter administrerende direktør.

Gassnovas styre har fra 2007 til 2010 bestått av fem styremedlemmer. Fra 2010 ble styret utvidet med en ansattrepresentant. Gassnovas styre viser til at CO₂-håndtering er krevende, og at styresammensetningen har vært hensiktsmessig til tross for manglende kompetanse om CO₂-håndtering.

Gassnovas styreleder orienterer Olje- og energidepartementet om innholdet i styrets årlige egevalueringer. Orienteringene blir benyttet i departementets arbeid med å vurdere styresammensetningen. Olje- og energidepartementet fører samtaler med styreleder og administrerende direktør etter behov om hvordan styret fungerer, og om behov for endret kompetanse. Departementet har foreløpig ikke benyttet seg av ekstern konsulent for evaluering av styret.¹³⁸ Olje- og energidepartementet, Gassnova og styret gir uttrykk for at styret har fungert tilfredsstillende. Gassnova opplever å ha en tett og konkret løpende oppfølging av sin virksomhet.

Det går fram av styrets årsberetninger at styret har vært særlig opptatt av oppbyggingen av foretaket, foretakets arbeidsmiljø og styrking av foretakets kompetanse, slik at denne samsvarer med roller og ansvar.¹³⁹ Fra 2009 har styret i særlig grad vært opptatt av gjennomføringen av CO₂-håndteringsprosjektene. Styret har framhevet at arbeidet med TCM og fullskalaprojektet har vært krevende både faglig og tidsmessig.

Gassnovas styre viser til at styret har en større avstand til styringen av arbeidet med TCM og fullskalaprojektet enn det som er vanlig i større industriprosjekter. Dette følger av betingelser i avtalene som ligger til grunn for arbeidet.

Styrets kontrollfunksjon (risikostyring og internkontroll)

Styret har ansvar for å påse at foretaket har tilfredsstillende risikostyring og internkontroll.¹⁴⁰ Internkontrollen skal være tilpasset arbeidsdelingen mellom Gassnova og ekstern tjenesteyter (av for eksempel økonomi- eller ikt-tjenester). Styret skal påse at lover, regler og retningslinjer blir fulgt, herunder vurdere etiske retningslinjer, og om foretaket har en effektiv ressursallokering samt en tilfredsstillende kompetanseoppbygging.¹⁴¹



Fra byggingen av Teknologisenteret på Mongstad.

Foto: TCM DA

138) Olje- og energidepartementet (2011) *Svar vedrørende eierstyring av Gassnova til selskapskontrollens undersøkelse av styrenes kompetanse, kapasitet og honorarer*. 1. februar 2012.

139) Styrets årsberetning inngår i foretakets offisielle årsrapport, som publiseres på Gassnovas nettsider.

140) Gassnova (2009) *Instruks for styret i Gassnova SF*, vedtatt 15. november 2007, endret 29. januar 2009.

141) Jf. *Reglement for økonomistyring i staten. Bestemmelser om økonomistyring i staten*, pkt. 2.4 Intern kontroll og pkt. 4.5 *Organisering av økonomioppgaver*.

Gassnovas overordnede risikovurderinger legges fram for styret en gang i året før de oversendes til Olje- og energidepartementet. I tillegg har foretaket en risikoliste som legges fram på hvert styremøte. Denne risikolisten er på et lavere nivå og noe mer detaljert enn de overordnede risikovurderingene. Risikolisten endres før hvert styremøte med hensyn til sannsynlighet og konsekvens og plasseres i et risikokart. Gassnovas styre viser til at det blir forelagt en gjennomgang av selskapet to ganger årlig, i tillegg til gjennomgang i den månedlige statusrapporten fra administrerende direktør til styret.

Det går fram av styredokumenter fra 2008 at det ble opprettet en revisjonskomité for å styrke styrets oppfølging av foretakets økonomi- og risikostyring.¹⁴² Revisjonskomiteen skal blant annet vurdere administrasjonens vektlegging av risikofaktorer og om det er etablert handlingsplaner for å håndtere risikoer. Den skal også se etter at selskapets interne kontroll, herunder intern revisjon og risikostyringssystemer, fungerer effektivt.

Gassnovas styre viser til at det ikke er krav om revisjonskomité i statsforetak, men at dette er vanlig i allmennaksjeselskaper med mange aksjeeiere (ASA).¹⁴³ Revisjonskomiteen består av to av styrets medlemmer og har hatt fire møter i året. Den har behandlet regnskap og budsjetter for Gassnova og CO₂-håndteringsprosjektene. Komiteen har ikke beslutningsmyndighet, men er et saksforberedende arbeidsutvalg for styret. Den mottar det samme underlagsmaterialet som styret, men kan etterspørre mer informasjon og gå mer i dybden på enkelte problemstillinger.

Av styredokumenter fra Gassnova går det fram at revisjonskomiteen har gitt innspill til rapportering fra Gassnovas administrasjon. I 2010 ble det spesielt påpekt behov for utfyllende beskrivelse av risikofaktorene og en mer utførlig redegjørelse for risiko-reducerende tiltak. Innenfor økonomiområdet ble det påpekt behov for en mer standardisert framdrifts- og kostnadsrapportering av prosjektene basert på en industriell modell. Dette innebar blant annet større vekt på virkelig kostnadspådrag og framdrift i forhold til budsjett/plan. Styret drøftet revisjonskomiteens framlegg og ba administrasjonen om å gjennomføre de anbefalte forbedringene. Styret drøftet videre risikolisten og understreket viktigheten av at foretaket, for risikoer der det selv ikke råder over styringsmidler, må fortsette å være proaktivt overfor Olje- og energidepartementet med hensyn til rådgivning om nødvendige tiltak. I tilknytning til administrerende direktørs gjennomgang av foretakets anskaffelsesprosesser i 2012 ba styret om en nærmere gjennomgang av forbedringstiltak i styrets revisjonskomité.

142) Gassnova (2009) *Instruks for styrets revisjonskomité*, forslag datert 18. mars 2009.

143) Lov om allmennaksjeselskaper, kapittel V *Revisjonsutvalg*.

11 Vurderinger

11.1 Betydelige kostnadsøkninger og flere utsettelse

Det er et hovedmål å utvikle framtidrettede og effektive teknologier for CO₂-håndtering for å møte klimautfordringene.¹⁴⁴ Miljøverndepartementets utslippstillatelse og Gjennomføringsavtalen mellom staten og Statoil danner grunnlaget for planlegging, bygging og drift av fullskalaanlegg for CO₂-håndtering på Mongstad.¹⁴⁵ Ved behandlingen av Meld. St. 9 (2010–2011), jf. Innst. 295 S (2010–2011), understreket energi- og miljøkomiteen behovet for sterk kostnadskontroll i arbeidet med CO₂-håndtering på Mongstad.

I perioden 2007–2012 har staten samlet brukt 7,4 mrd. kroner til CO₂-håndteringsprosjektene på Kårstø og Mongstad. Staten har brukt om lag 5 mrd. kroner på planlegging og gjennomføring av Teknologisenteret på Mongstad (TCM). Planlegging av fullskala CO₂-fangst på Mongstad og Kårstø med løsninger for transport og lagring har til sammen kostet 1,9 mrd. kroner.

TCM startet driften sommeren 2012, om lag ett og et halvt år senere enn det som var lagt til grunn i utslippstillatelsen fra 2006, og om lag ett halvt år senere enn det som var antatt i 2009, jf. St.prp. nr. 38 (2008–2009) *Investering i teknologisenter for CO₂-håndtering på Mongstad* og Innst. S. nr. 206 (2008–2009). De totale byggekostnadene for TCM ble 5,9 mrd. kroner. Av dette er 38 prosent knyttet til teknologianleggene. Byggekostnadene er 1,7 mrd. kroner høyere enn estimatet som ble presentert ved Stortingets behandling av St.prp. nr. 38 (2008–2009).

De årlige driftskostnadene for TCM er om lag 65 mill. kroner høyere enn det som var forutsatt i St.prp. nr. 38 (2008–2009). Driftskostnadene er estimert til 373 mill. kroner for 2013 og i størrelsesorden 315 mill. kroner per år i perioden 2014–2017.

For fullskalaprojektet på Mongstad og transport- og lagringsprosjektet har både planleggingskostnadene og anslag for byggekostnader vist seg å være betydelig høyere enn foreløpige og svært grove anslag på tidspunktet for undertegning av Gjennomføringsavtalen. Fullskalaprojektet med løsning for transport og lagring av fanget CO₂ er utsatt med flere år, sammenlignet med tidsrammen angitt i Gjennomføringsavtalen.

Høye investerings- og driftskostnader kan innebære en risiko for at utbyttet av satsingen på CO₂-håndtering på Mongstad ikke vil stå i forhold til den økonomiske innsatsen. Energi- og miljøkomiteen har lagt vekt på at arbeidet med CO₂-håndtering på Mongstad må vektlegge kommersiell gjennomslagskraft som et svært viktig suksesskriterium.¹⁴⁶ Høye kostnader kan øke risikoen for at CO₂-håndtering for kull- og gasskraftverk ikke vinner fram som klimatiltak. Samtidig har satsingen på CO₂-håndtering bidratt til kompetansebygging hos statlige og industrielle aktører og kan bidra til reduserte kostnader på sikt.

144) Prop. 1 S (2011–2012) Olje- og energidepartementet, jf. Innst. 9 S (2011–2012).

145) Innst. 350 S (2009–2010).

146) Innst. 295 S (2010–2011).

11.2 Flere årsaker til økte kostnader og utsettelse

Det er begrenset erfaring med gjennomføring av CO₂-håndtering i stor skala. Undersøkelsen viser at det er flere og sammensatte årsaker til økte kostnader og utsettelse. Komplexiteten ved CO₂-håndtering på Mongstad ble undervurdert da Gjennomføringsavtalen mellom Olje- og energidepartementet og Statoil ble undertegnet i 2006. På dette tidspunkt forelå ikke kvalitetssikrede kostnadsestimater for TCM, for fullskalafangst på Mongstad eller for transport og lagring. I etterkant har det blant annet vist seg at det er svært komplisert å bygge fangstanlegg i stor skala nær et raffineri og kraftvarmeverk i drift. Flere forhold ved organiseringen og gjennomføringen av prosjektene på Mongstad har økt kompleksiteten ytterligere.

11.2.1 Inngåtte avtaler begrenser statens styringsmuligheter på Mongstad

Miljøverndepartementets utslippstillatelse og Gjennomføringsavtalen danner utgangspunktet for etableringen av anlegg for fangst og lagring av CO₂ fra Mongstad, jf. Innst. 295 S (2010–2011). Undersøkelsen viser at de etterfølgende avtalene fastsetter viktige prinsipper for hvordan prosjektene skal gjennomføres, noe som har stor betydning for kostnadene. Forhandlingene om avtalene med Statoil har vært krevende for Olje- og energidepartementet og Gassnova. Dette skyldes blant annet at Gjennomføringsavtalen var overordnet formulert. Det har vært vanskelig å bli enig om risiko- og kostnadsdeling, organisering, roller og ansvar.

Gassnovas handlingsrom for å ivareta statens interesser i CO₂-håndteringsprosjektene følger i stor grad av disse avtalene. Undersøkelsen viser at Gassnovas muligheter til å styre CO₂-håndteringsprosjektene på Mongstad gjennom deltakelse i styrende organer har blitt svekket, blant annet gjennom at det i de senere avtalene er innført bestemmelser om at beslutninger krever enighet mellom Gassnova og Statoil under utbygging og drift av TCM og for planlegging av fullskalaprojektet. Når Statoil i tillegg både er prosjektleder og leder styringskomiteen i planleggingen av fullskalafangst på Mongstad, har staten som dekker alle kostnadene, færre styringsmuligheter. Statens rett til innsyn og verifikasjon er til gjengjeld styrket i den siste avtalen om planlegging av fullskalafangst på Mongstad.

Gjennomføringsavtalen er inngått med Statoil, som er konsesjonshaver for raffineriet og kraftvarmeverket på Mongstad. Det er imidlertid DONG Generation Norge AS som eier og driver kraftvarmeverket.¹⁴⁷ Undersøkelsen viser at dette selskapet verken gjennom konsesjonskrav, utslippstillatelse eller avtaler med staten har direkte insentiver til å bidra til gjennomføringen av fangstprosjektene. Dette innebærer at planlegging og realiseringen av CO₂-håndtering på Mongstad kan bli vanskeligere.

11.2.2 Investeringsbudsjettet til partnerne i TCM DA var betydelig høyere enn det som ble presentert ved Stortingets behandling

Formålet med utredningsinstruksen er å sikre god forståelse av og styring med offentlige reformer, regelendringer og andre tiltak. Bestemmelsene tar særlig sikte på at økonomiske, administrative og andre vesentlige konsekvenser av reformer og tiltak blir kartlagt. Dersom det foreligger vesentlig usikkerhet ved elementer som inngår i beregningen, må det vurderes hvordan virkningene av tiltaket antas å avhenge av de usikre faktorene.

Investeringsestimater for TCM ble lagt fram i St.prp. nr. 38 (2008–2009) som ble oversendt Stortinget 30. januar 2009 og behandlet 7. mai 2009, og anga en forventet

¹⁴⁷ DONG Energy opplyste i en pressemelding 4. juli 2013 at selskapet har signert en avtale om salg av kraftvarmeverket på Mongstad til Statoil.

byggekostnad på 4,2 mrd. kroner¹⁴⁸ inkludert usikkerhetstillegg. Det ble ikke lagt opp til en prosjektreserve for å håndtere eventuelle endringer i prosjektets omfang og uventede kostnadsøkninger. 17. juni 2009 besluttet Olje- og energidepartementet og de andre eierne i TCM DA å bygge TCM på grunnlag av et kostnadsestimat på 4,64 mrd. kroner. I tillegg ble det avsatt en prosjektreserve på 1,3 mrd. kroner slik at det totale investeringsbudsjettet var 5,9 mrd. kroner. Olje- og energidepartementet og Gassnova har forholdt seg til investeringsbudsjettet på 5,9 mrd. kroner i prosjektgjennomføringen. St.prp. nr. 1 (2009–2010) for Olje- og energidepartementet inneholdt ikke opplysninger om prosjektreserven. Stortinget har blitt orientert om oppdaterte kostnadsestimater underveis i byggeprosessen gjennom de årlige budsjettforslagene.

11.2.3 Insentiver for kostnadsstyring i TCM er svake

I Gjennomføringsavtalen ble det avtalt at eventuelle overskridelser utover budsjettet ved investeringsbeslutningen skulle dekkes proporsjonalt av de industrielle deltakerne (ikke staten). Olje- og energidepartementet inngikk etter framleggelsen av St.prp. nr. 38 (2008–2009) en avtale med Statoil der staten påtar seg et større ansvar for kostnadsoverskridelser for hjelpesystemer og infrastruktur. Avtalen om kostnadsoverskridelser har i liten grad bidratt til å begrense kostnadene i prosjektgjennomføringen fordi den tok utgangspunkt i investeringsbudsjettet på 5,9 mrd. kroner, som inkluderte prosjektreserven. Det forelå heller ikke et system for fordeling av kostnader på teknologi respektive hjelpesystemer og infrastruktur, slik at Gassnova kunne følge opp avtalen på en god nok måte.

TCM DAs finansieringsmodell innebærer at de industrielle partnerne med skatteposisjon i Norge kan få redusert skatt på grunn av fradragmulighet i inntekt ved kjøp av forskningstjenester som skal dekke investeringskostnadene i TCM. Dette gir de industrielle partnerne lavere finansiell risiko. Finansieringsmodellen har dermed gitt de industrielle partnerne svakere insentiver til å begrense kostnadene.

11.2.4 Manglende uavhengig kvalitetssikring

Siden 2000 har det i staten vært et system for uavhengig kvalitetssikring av beslutninger om store statlige investeringsprosjekter. A/S Norske Shell, som er partner i TCM DA og deleier i raffineriet på Mongstad, gjennomførte en kvalitetssikring av kostnadsestimatet for TCM før investeringsbeslutningen. Det ble imidlertid ikke gjennomført en uavhengig kvalitetssikring. En uavhengig kvalitetssikring tilsvarende den statlige ordningen kunne ha bidratt til å etterprøve valg av gjennomføringsmodell, styringsunderlag og kostnadsoverslag før investeringsbeslutningen og i større grad sikret at de organisatoriske løsningene som er valgt, er hensiktsmessige. En ekstern revisjon av Statoils praktisering av avtalen om kostnadsoverskridelser gjennomført av Scandpower Risk Management på oppdrag fra Gassnova, konkluderte blant annet med at et ufullstendig kostnadsestimat ved avtaletidspunktet gjorde det utfordrende å utføre en revisjon av om overskridelsesgarantien ble overholdt. Et mer robust grunnlag for investeringsbeslutningen kunne derfor ha styrket Gassnovas muligheter for oppfølging og styring av kostnadene som påløp underveis i prosjektgjennomføringen.

11.2.5 TCM er realisert med høyt ambisjonsnivå og høy standard

Teknologiserets (TCM DAs) formål er å kvalifisere og teste teknologier, høste erfaringer og bidra til spredning av løsninger for CO₂-håndtering.¹⁴⁹ Undersøkelsen viser at ambisjonsnivået for realiseringen av TCM har vært høyt. Det er bygd for å teste to ulike teknologier, med muligheter for å utvide til flere. Anlegget kan teste røykgass med ulikt CO₂-innhold som tilsvarer utslipp fra raffinerier, kull- og gasskraftverk.

148) Investeringsestimatet vises her eksklusiv merverdiavgift (mva.). For eierne i TCM DA innebærer finansieringsmodellen at betaling av mva. forskyves fra investerings- til driftsfasen.

149) St.prp. nr. 49 (2006–2007) *Samarbeid om CO₂-håndtering på Mongstad*, jf. Innst. S. nr. 205 (2006–2007).

Testing av konkurrerende teknologier har bidratt til økt behov for planlegging, infrastruktur, hjelpesystemer og driftspersonell.

Det kommer fram av undersøkelsen at avtalene som er inngått mellom Olje- og energidepartementet og Statoil, legger opp til standarder og rutiner for bygging og drift som gir høy sikkerhet og kvalitet. Dette innebærer imidlertid høye investerings- og driftskostnader.

Både utslippstillatelsen og konsesjonen fra energimyndighetene stilte krav om tilrettelegging for CO₂-håndtering ved bygging av kraftvarmeverket på Mongstad. Undersøkelsen viser at det ikke i tilstrekkelig grad ble tilrettelagt for CO₂-håndtering. I tillegg er driftsmønsteret ved raffineriet endret, og som følge av det er behovet for varme fra kraftvarmeverket i perioder redusert. For å være sikret tilstrekkelig og kontinuerlig røykgass til testaktivitetene ved TCM var det derfor uansett behov for å bygge flere tilkoblingspunkter.

Kostnadene økte underveis i byggeprosessen sammenlignet med investeringsestimater som ble lagt fram for Stortinget, jf. St.prp. nr. 38 (2008–2009). Teknologianleggene ble vesentlig dyrere enn hva som var lagt til grunn i proposisjonen, til tross for at det var lagt til et høyere usikkerhetstillegg enn det som er vanlig. Ifølge proposisjonen var det fremlagte beslutningsgrunnlaget for karbonatanlegget ennå ikke helt fullstendig. Det var også kostnadsøkninger for infrastruktur og hjelpesystemer, blant annet på grunn av manglende kunnskap ved investeringsbeslutningen om behovet for infrastruktur og grunnforhold på Mongstad og driftsmønsteret ved raffineriet og kraftvarmeverket.

11.2.6 Høye kostnader kan redusere interessen for videre deltakelse i TCM

Det har vært et mål for regjeringen å etablere et samarbeid mellom staten og selskaper med betydelig faglig kompetanse og erfaring med utvikling av CO₂-fangstteknologier for å bringe konkrete prosjekter fra planlegging til gjennomføring.¹⁵⁰ I tillegg til statlige bidrag er det helt avgjørende å få ledende kraftprodusenter, oljeselskaper og industriforetak til å utnytte sine ressurser og sin kompetanse til å realisere teknologier som reduserer utslippene av CO₂. Undersøkelsen viser at staten sammen med industrielle partnere fra kraft- og petroleumsbransjen har deltatt med kompetanse og kapital i planleggingen og byggingen av TCM. Industrien har uttrykt interesse for å bruke anleggene, men Olje- og energidepartementet og Gassnova har bare i begrenset grad lyktes med å få inn flere partnere på eiersiden. Sasol kom inn som partner i 2010.

To utenlandske kraftselskaper valgte ikke å videreføre samarbeidet etter planleggingsfasen. Konsekvensene kan ha vært tap av kompetanse og alternative faglige vurderinger.

Det har vært viktig å bygge et testanlegg som skal ha en langsiktig horisont for utprøving og justering av teknologier. Gassnova har iverksatt arbeid for å sikre videre bruk av anlegget når Deltakeravtalen utløper i 2017. TCM DAs gjeld og driftskostnader kan imidlertid redusere kommersielle aktørers interesse for å gå inn med finansiering.

11.2.7 Svake insentiver for en tids- og kostnadseffektiv utvikling av fullskala-prosjektet på Mongstad

Nye konsesjoner for gasskraftverk skal basere seg på CO₂-rensing. Regjeringen uttaler i Meld. St. 9 (2010–2011) at et samlet beslutningsgrunnlag om bygging av fullskala-anlegget på Mongstad vil kunne legges fram for Stortinget senest i 2016. Det opplyses i revidert nasjonalbudsjett for 2010 at planleggings- og forberedelsesarbeidet følger normal industripraksis for store og kompliserte prosjekter.¹⁵¹ Dette innebærer at

150) St.prp. nr. 49 (2006–2007) *Samarbeid om CO₂-håndtering på Mongstad*, jf. Innst. S. nr. 205 (2006–2007).

151) Prop. 125 S (2009–2010).

prosjektet skal ha god framdrift, samtidig som hensyn til kvalitetssikring og kostnads-kontroll blir ivaretatt. Det skal legges til rette for å utnytte læring fra utbyggings- og driftsfasen ved TCM i prosjektplanleggingen og i utarbeidelsen og kvalitetssikringen av investeringsgrunnlaget for fullskalaanlegget.

Statoil skulle ifølge utslippstillatelsen og Gjennomføringsavtalen innen utgangen av 2008 legge fram en overordnet plan for etablering av fullskala CO₂-håndtering for de største utslippskildene (kraftvarmeverket, krakker- og reformeranlegg) på Mongstad (Masterplanen). Statoil overleverte Masterplanen til Olje- og energidepartementet og Miljøverndepartementet i 2009. Det var ikke enighet mellom Olje- og energidepartementet og Statoil om hva planen skulle inneholde. Masterplanen utgjorde derfor et utilstrekkelig utgangspunkt for videre planlegging av fullskalaanlegget. Etterfølgende arbeid som ble utført av Statoil og Gassnova, kunne peke på flere alternative løsninger. Svakheterne i Masterplanen medførte forsinkelser i planleggingsprosessen.

Usikkerhet rundt helse- og miljøeffekter ved bruk av aminteknologi har bidratt til ytterlige utsettelse. Det har vært ulike oppfatninger mellom Gassnova og Klif på den ene siden og Statoil på den andre siden om denne risikoen kunne håndteres underveis, eller om den burde resultere i at investeringsbeslutningen ble utsatt. Stortinget sluttet seg til Olje- og energidepartementets anbefalinger om videre utredning, jf. Innst. 295 S (2010–2011). Dette vil sannsynligvis bidra til et bedre grunnlag for investeringen og økte muligheter til erfaringsoverføring fra TCM, men også økte planleggingskostnader.

Staten skal bruke om lag 3 mrd. kroner på planlegging av fullskalafangst på Mongstad. Etersom Statoil ifølge Gjennomføringsavtalen er ansvarlig for budsjettoverskridelser i gjennomføringsfasen, mens staten dekker alle planleggingskostnadene, kan en omfattende planleggingsprosess bidra til å begrense Statoils risiko for senere kostnads-økninger. Statoil har derfor få insentiver til å gjennomføre prosjektet raskt og til å bidra til et lavest mulig investeringsestimert. Det er derfor viktig at Gassnova gjennom sin deltakelse i styringskomiteen styrker arbeidet med å bidra til å realisere prosjektet til lavest mulig kostnad.

11.2.8 Juridisk og organisatorisk rammeverk for transport og lagring av fanget CO₂ er ikke avklart

Målet med planleggingsarbeidet knyttet til transport og lagring av CO₂ fra Mongstad er at en løsning skal kunne stå klar ved oppstart av det planlagte fullskalaanlegget for CO₂-fangst, jf. Meld. St. 9 (2010–2011) og Innst. 295 S (2010–2011). Undersøkelsen viser at Gassnova i samarbeid med blant andre Gassco har bidratt til en effektiv planlegging av løsninger for transport og lagring av CO₂ fra Kårstø og Mongstad.

Transport og lagring har vært planlagt fra Kårstø, fra Mongstad og fra begge anleggene samlet. Utredningene innebærer kostbare geologiske undersøkelser. Endringer i tidsfrister og oppdrag underveis sammen med større behov for tekniske undersøkelser har derfor medført betydelig økte planleggingskostnader.

Industrielle aktører har få kommersielle insentiver til å delta i transport og lagring av CO₂. EUs lagringsdirektiv gir dessuten industrien et ansvar for å overvåke og garantere for eventuelle lekkasjer av CO₂ i framtiden. Direktivet er våren 2013 ikke tatt inn i EØS-avtalen. Det er derfor ikke etablert noen endelig modell for utbygging og drift av transport- og lagringssystemet

Avklaring av juridisk og organisatorisk rammeverk er en forutsetning for slutføringen av sentrale prosjektaktiviteter fram mot investeringsbeslutning. Det kan stilles spørsmål ved om Olje- og energidepartementet i tilstrekkelig grad har vært pådriver for å få

på plass juridiske rammer for transport og lagring av CO₂ og kommersielle modeller. Manglende avklaring av rammeverk medfører risiko for at en transport- og lagringsløsning ikke vil foreligge ved tidspunktet for realiseringen av fullskalaanlegget.

11.2.9 Det er utfordrende for Gassnova å ivareta statens interesser

Gassnova har som formål å forvalte statens interesser i CO₂-håndteringsprosjektene, og arbeidet skal resultere i kostnadsreduksjoner knyttet til CO₂-håndtering.¹⁵²

Gassnovas organisasjon er bygd opp fra formelt én ansatt i 2007 til 38 ansatte ved utgangen av 2012. Foretakets oppgaver har i denne perioden vært skiftende, og foretaket har hatt forskjellige roller i prosjektene. Undersøkelsen viser at foretaket har vært, og fortsatt er, svært avhengig av innleid kompetanse for å kunne ivareta sine oppgaver. Gassnova opplever den betydelige konsulentbruken som en utfordring for å kunne bygge opp intern kompetanse. Tatt i betraktning omfanget og kompleksiteten i CO₂-håndteringsprosjektene har Olje- og energidepartementet gitt Gassnova et betydelig ansvar sammenlignet med foretakets størrelse og egen kompetanse.

Energi- og miljøkomiteen har sterkt understreket viktigheten av streng budsjettkontroll og kostnadsstyring i tilknytning til investeringen i TCM og ved planleggingen av fullskala CO₂-håndtering på Mongstad.¹⁵³ Budsjettbehovet for CO₂-håndteringsprosjektene bygger i stor grad på tekniske vurderinger gjennomført av Statoil. Undersøkelsen viser at Gassnova i TCM og fullskalaprojektet på Mongstad først og fremst har mulighet til å bidra til kostnadskontroll gjennom deltakelse og rådgivning i forhandlinger av avtalene med Statoil, deltakelse i styrende organer og verifikasjon av Statoils arbeid. Gassnova framhever at det er krevende å ivareta eierstyringsrollen på en god nok måte. Dette forutsetter at Gassnova har svært god kompetanse, og at arbeidet er hensiktsmessig organisert. Samlet sett innebærer dette at det kan reises spørsmål om statens interesser er ivaretatt på en god nok måte med hensyn til tilstrekkelig kostnadsstyring.

11.2.10 Svakheter i internkontroll og risikostyring

Olje- og energidepartementet skal gjennom å utøve overordnet styring og kontroll av Gassnova bidra til at selskapet på en effektiv måte oppfyller sitt formål.¹⁵⁴ Eierstyringen skal vektlegge at målene som er fastsatt for selskapet, oppnås, og at styret fungerer tilfredsstillende. Undersøkelsen viser at Olje- og energidepartementet har hatt en tett oppfølging av Gassnova gjennom en egen seksjon som ivaretar arbeidet med CO₂-håndtering.

Det har vært svakheter i Gassnovas internkontroll, spesielt knyttet til anskaffelser. Det har vært mangler i blant annet kvalitet på rutiner og retningslinjer, konkurransegjennomføring, kontraktsoppfølging og fakturakontroll. Det har videre vært utfordringer knyttet til habilitet fordi innleide konsulenter har vært involvert i anskaffelsesprosesser. Dette gir risiko for at statens midler ikke brukes effektivt.

Olje- og energidepartementets risikostyring er i all hovedsak basert på Gassnovas årlige rapportering av overordnede risikoer. Departementet gjør i liten grad selvstendige og systematiske risikovurderinger på et tilstrekkelig tidlig tidspunkt. Dessuten dokumenterer departementet i liten grad sine risikovurderinger i samsvar med krav i statens økonomireglement. Dette kan medføre at departementet ikke iverksetter hensiktsmessige forebyggende og korrigerende tiltak i tide.

152) Prop. 1 S (2011–2012) Olje- og energidepartementet, jf. Innst. 9 S (2011–2012).

153) Innst. S. nr. 206 (2008–2009) og Innst. 295 S (2010–2011).

154) Meld. St. 13 (2010–2011) *Aktivt eierskap*, jf. Innst. 392 S (2010–2011).

12 Referanser

Stortingsdokumenter

- Stortinget (2009) *Referat fra møte 7. mai 2009*, sak nr. 6

Stortingsproposisjoner

- Budsjettproposisjon nr. 1 for Olje- og energidepartementet for årene (2004–2005) til (2012–2013)
- St.prp. nr. 1 Tillegg nr. 1 (2005–2006) *Om endring av St.prp. nr. 1 om statsbudsjettet 2006.*
- St.prp. nr. 49 (2006–2007) *Samarbeid om håndtering av CO₂ på Mongstad.*
- St.prp. nr. 59 (2007–2008) *Tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet 2008.*
- St.prp. nr. 26 (2008–2009) *Endringer i statsbudsjettet for 2008 m.m. under Olje- og energidepartementet.*
- St.prp. nr. 38 (2008–2009) *Investering i teknologisenter for CO₂-håndtering på Mongstad.*
- St.prp. nr. 67 (2008–2009) *Tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet 2009.*
- Prop. 125 S (2009–2010) *Tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet 2010.*
- Prop. 120 S (2010–2011) *Tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet 2011.*
- Prop. 111 S (2011–2012) *Tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet 2012.*

Stortingsmeldinger

- St.meld. nr. 9 (2002–2003) *om innenlands bruk av naturgass mv.*
- St.meld. nr. 34 (2006–2007) *Norsk klimapolitikk.*
- Meld. St. 9 (2010–2011) *Fullskala CO₂-håndtering.*
- Meld. St. 13 (2010–2011) *Aktivt eierskap.*

Innstillinger til Stortinget

- Innst. S. nr. 136 (2003–2004) *Innstilling fra kontroll- og konstitusjonskomiteen om lov om Riksrevisjonen.*
- Innst. S. nr. 205 (2006–2007) *om samarbeid om håndtering av CO₂ på Mongstad.*
- Innst. S. nr. 145 (2007–2008) *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om norsk klimapolitikk.*
- Innst. S. nr. 355 (2008–2009) *om tilleggsføring og omprioriteringer i statsbudsjettet 2009.*
- Innst. S. nr. 206 (2008–2009) *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om investering i teknologisenter for CO₂-håndtering på Mongstad.*
- Innst. 350 S (2009–2010) *Innstilling fra finanskomiteen om revidert nasjonalbudsjett for 2010, tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet for 2010 og endringer i skatte- og avgiftsreglene mv.*
- Innst. 295 S (2010–2011) *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om fullskala CO₂-håndtering.*
- Innst. 392 S (2010–2011) *Innstilling fra næringskomiteen om aktivt eierskap – norsk statlig eierskap i en global økonomi.*
- Innst. 420 S (2010–2011) *Innstilling fra finanskomiteen om revidert nasjonalbudsjett for 2011, tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet for 2011 og endringer i avgiftsvedtak.*

- Innst. 9 S (2011–2012) *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om bevilgninger på statsbudsjettet for 2012 vedkommende Olje- og energidepartementet og Miljøverndepartementet.*

Lover

- *Lov om undersjøiske naturforekomster* av 21. juni 1963 (kontinentalsokkelloven).
- *Lov om vern mot forurensninger og om avfall* av 13. mars 1981 nr. 6 (forurensningsloven).
- *Lov om ansvarlige selskaper og kommandittselskaper* av 21. juni 1985 (selskapsloven).
- *Lov om statsforetak* av 30. august 1991 nr. 71 (statsforetaksloven).
- *Lov om allmennaksjeselskaper* av 13. juni 1997 nr. 45 (allmennaksjeloven).
- *Lov om Riksrevisjonen* av 7. mai 2004 nr. 21 (riksrevisjonsloven).

Forskrifter, reglement, instruks, veiledere, EU-direktiv

- *Reglement for økonomistyring i staten. Bestemmelser om økonomistyring i staten.* Fastsatt 12. desember 2003 med endringer, senest 8. juni 2010.
- *Instruks 11. mars 2004 nr. 700 om Riksrevisjonens virksomhet.*
- *Instruks om utredning av konsekvenser, foreleggelse og høring ved arbeidet med offentlige utredninger, forskrifter, proposisjoner og meldinger til Stortinget* (Utredningsinstruksen), fastsatt ved kongelig resolusjon av 18. februar 2000 og revidert ved kongelig resolusjon av 24. juni 2005.
- Senter for statlig økonomistyring (2005) *Risikostyring i staten. Håndtering av risiko i mål- og resultatstyring.*
- *Bevilgningsreglementet* av 26. mai 2005.
- OECD (2005) *Guidelines on Corporate Governance of Stated-Owned Enterprises.*
- Finansdepartementet (2008) *Veileder nr. 6. Kvalitetssikring av konseptvalg, samt styringsunderlag og kostnadsoverslag for valgt prosjektalternativ. Kostnadsestimering.*
- Finansdepartementet (2008) *Veileder nr. 7 Kvalitetssikring av konseptvalg, samt styringsunderlag og kostnadsoverslag for valgt prosjektalternativ. Kontraktstrategi.*
- Forskrift av 13. mars 2009 nr. 321 *Delegering av myndighet til Olje- og energidepartementet og Arbeids- og inkluderingsdepartementet etter lov om vitenskapelig utforskning og undersøkelse etter og utnyttelse av andre undersjøiske naturforekomster enn petroleumsforekomster § 2 annet ledd og § 3 vedrørende undersøkelse etter og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster for lagring av CO₂.*
- *Directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide* (lagringsdirektivet).
- NUES (2012) *Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse*, 23. oktober 2012.

Gassnova SF

- Styredokumenter (innkallinger/protokoller med saksunderlag) i perioden september 2007–februar 2013.
- Årsrapporter 2007–2012.
- Gassnova, Gassco, Norges vassdrags- og energidirektorat og Oljedirektoratet (2007) *Beslutningsgrunnlag knyttet til transport og deponering av CO₂ fra Kårstø og Mongstad. Underlag for beslutning om videreføring til konseptfasen*, september 2007.
- Gassnova (2008) *Mandat for gjennomføring av prosjekter.* (Oppdragsbrev).
- Gassnova (2008) *Plandokument Gassnova SF 2009 – Planer i henhold til selskapets vedtekter § 9.* Vedlegg til brev til Olje- og energidepartementet 20. oktober 2008.
- Gassnova (2008) *Strategi for fremtidig TCM-partnerskap.* Brev til Olje- og energidepartementet 2. juli 2008.
- Gassnova (2008) *Transport og geologisk lagring av CO₂ fra Kårstø og Mongstad. Status konseptvalg*, 1. desember 2008.
- Gassnova (2009) *Governing Document – Project Governing Manual*, 12. oktober 2009.

- Gassnova (2009) *Prinsippdokument økonomi*, 2. januar 2009.
- Gassnova (2009) *Notat DG 2*. Brev til Olje- og energidepartementet. 18. februar 2009.
- Gassnova (2009) *Instruks for styrets revisjonskomite*, forslag datert 18. mars 2009.
- Gassnova (2009) *Instruks for styret i Gassnova SF*, vedtatt 15. november 2007, endret 29. januar 2009.
- Gassnova (2009) *Gassnova SFs evaluering av Masterplan Mongstad*. Oppsummering. 28. januar 2009.
- Gassnova/Statoil (2009) *CO₂fangst Mongstad. Samkjøringsfase mellom StatoilHydro og Gassnova*. Sluttrapport 15. april 2009.
- Gassnova (2009) *TCM DA, Resultat og erfaringer*. Brev til Olje- og energidepartementet 26. juni 2009.
- Gassnova/Gassco (2010) *Kårstø Integration Pre-feasability Study Report*.
- Gassnova (2010) *Prinsippdokument anskaffelser*, 29. juni 2010.
- Gassnova (2010) *Prinsippdokument myndighet og fullmakt*, gyldig fra 14. juni 2010, versjon 3.0.
- Gassnova (2010) *Redegjørelse for endringer i estimatene for transport- og lagringsprosjektet*. Brev til Olje- og energidepartementet 15. januar 2010.
- Gassnova (2010) *Langtidsplan Gassnova SF 2011–2014*. Brev til Olje- og energidepartementet 27. januar 2010.
- Gassnova (2010) *Fullskala Mongstad*. E-post til Olje- og energidepartementet, 7. oktober 2010.
- Gassnova (2010) *Plandokument 2011 – Planer i henhold til selskapets vedtekter § 9*, oversendt departementet som vedlegg til brev av 20. oktober 2010.
- Gassnova (2011) *Vedrørende revisjon av Statoils TCM-prosjekt – svar på brev av 1. juli 2011*. Brev til Statoil ASA 17. august 2011.
- Gassnova (2011) *Notat CO₂-håndtering i Norge*. Innspill til klimameldingen.
- Gassnova (2011) *Utredning av organiseringen av prosjektet CO₂ transport og lagring*. Notat til Olje- og energidepartementet, 15. april 2011.
- Gassnova (2011) Svar på henvendelse fra Olje- og energidepartementet av 12. august 2011, e-post datert 18. august 2011.
- Gassnova (2011) *Budsjettforslag Gassnova SF 2012 inklusiv risikovurderinger og planer*, oversendt Olje- og energidepartementet 20. april 2011.
- Gassnova (2012) *Budsjettforslag for CO₂-prosjektene og Gassnova SF for 2013*, oversendt Olje- og energidepartementet henholdsvis 26. april 2012 og 31. mai 2012.
- Gassnova (2012) *Prinsippdokument prosjektstyring*, versjon 2
- Gassnova (2012) *Risikovurderinger på overordnet nivå*, brev til Olje- og energidepartementet 20. april 2012.
- Gassnova (2012) *Mulighetsområdet for realisering av fullskala CO₂-håndtering i Norge*. Statusrapport 20. desember 2012.
- Gassnova (2012) E-post til Riksrevisjonen, 29. august 2012.

Gassco AS

- Årsberetning 2009–2011.

Olje- og energidepartementet

- Tildelingsbrev og tillegg til tildelingsbrev Gassnova SF i perioden 2007–2013.
- Olje- og energidepartementet (2007) *Styring av underliggende virksomheter*, 26. oktober 2007.
- Olje- og energidepartementet (2008) *Instruks for Gassnova SFs økonomiforvaltning av Fond for CLIMIT og CO₂-håndteringsprosjekter*, 21. februar 2008.
- Olje- og energidepartementet (2009) *Underliggende virksomheters rapportering om risikovurderinger – Gassnova SF*, notat fra CCS-seksjonen til Budsjett- og økonomiseksjonen av 17. november 2009.
- Olje- og energidepartementet (2010) *Retningslinjer for Olje- og energidepartementets forvaltning av eierinteressene i statsforetak*, 1. oktober 2010.

- Olje- og energidepartementet (2011) *Svar vedrørende eierstyring av Gassnova til selskapskontrollens undersøkelse av styrenes kompetanse, kapasitet og honorarer*. 1. februar 2012.
- Olje- og energidepartementet (2011) *Helse- og miljørisiko knyttet til bruk av aminer i CO₂-fangst*. Brev til Statoil, 20. september 2011.

Miljøverndepartementet

- Miljøverndepartementet (2010a) *Omgjøring av vilkår i utslippstillatelsen for CO₂ for Statoils kraftvarmeverk på Mongstad*. Brev til Statoil ASA av 13. januar 2010.
- Miljøverndepartementet (2010b) *Omgjøring av vilkår i utslippstillatelsen for CO₂ for Statoils kraftvarmeverk på Mongstad*. Brev til Statoil ASA av 21. desember 2010.

Klima- og forurensningsdirektoratet (Klif)

- Klif (2012) Brev til Riksrevisjonen. 30. oktober 2012.
- Klif (2011) *Ny dokumentasjon i risikovurderingen knyttet til helse- og miljøspørsmål ved bruk av aminer i CO₂-fangst*. Brev til Miljøverndepartementet, 29. august 2011

TCM under Samarbeidsavtalen

- Protokoll styringskomitémøter i perioden juli 2007–juni 2009.

TCM DA

- Selskapsmøtedokumenter (møteagenda/protokoller med saksunderlag) i perioden juni 2007–februar 2013.

Statoil ASA

- Statoil (2005) *Energiverk Mongstad. Kraftvarmeverk med tilhørende ombygginger i raffineriet*. Konsekvensutredning, juni 2005.
- Statoil (2009) *CO₂ Masterplan Mongstad*.
- Statoil (2009) *Project Execution and Overall Procurement Strategy*, sist revidert 17. juni 2009.
- Statoil (2010) *Fullskala CO₂fangst Mongstad*. Brev til Olje- og energidepartementet, 27. september 2010.
- Statoil (2010) *Fullskala CO₂fangst Mongstad*. Brev til Olje- og energidepartementet, 3. november 2010.
- Statoil (2011) *Fullskala CO₂fangst Mongstad – Teknologikvalifiseringsprogram og status helse- og miljørisiko knyttet til et fullskala aminbasert anlegg for fjerning av CO₂*. Brev til Olje- og energidepartementet, 13. oktober 2011.
- Statoil (2012) *TCM technologies*. Learning report.
- Statoil (2012) E-post til Riksrevisjonen, 8. oktober 2012.

Rapporter, utredninger og andre kilder

- Deloitte AS (2010) *Engasjementsbrev for Gassnova SF*. 18. oktober 2010.
- Deloitte AS (2011) *Gjennomgang av innkjøpsprosesser i CO₂ prosjektene i forretningsengasjementer*, Gassnova. 30. november 2011.
- Fluor (2005) *CO₂ Capture Study at Mongstad*, June 2005.
- The Global CCS Institute (2012) *The Global Status of CCS*.
- Klimakur 2020 (2010) *Fangst, transport og lagring av CO₂*, Oljedirektoratet, Klima- og forurensningsdirektoratet, Norges vassdrags- og energidirektorat, Petroleumstilsynet. 17. februar 2010.
- NVE (2006) *Anleggskonsesjon i medhold av energiloven – lov av 29. juni 1990 nr. 50*.
- NVE (2006) *CO₂-håndtering på Kårstø – Fangst, transport og lagring*. Rapport 13/2006.

- Oljedirektoratet (2013) *CO₂ lagringsatlas Norskehavet*.
- Scandpower Risk Management (2011) *Revisjon av Statoils TCM-prosjekt mht. praktisering av Gjennomføringsavtalens Sidebrev nr. 2 med vedlegg 1. Rapport 101229/R1, 27. mai 2011.*
- Statens forurensningstilsyn (2006) *Etablering av gasskraftverk på Mongstad – Statens forurensningstilsyns anbefaling til Miljøverndepartementet, 18. august 2006.*
- Terramar og Asplan Viak (2010) *CO₂-fangst, transport og -lagring fra gasskraftverket på Kårstø. KS1 kvalitetssikring.*
- www.norskeutslipp.no

Vedlegg 1 Oversikt over sentrale avtaler

	Undertegnet	Parter	Formål
Gjennomføringsavtalen	12. oktober 2006	Olje- og energidepartementet og Statoil ASA	Etablere rettigheter og plikter som skal danne grunnlaget for bygging av fangst-anlegget for CO ₂ på Mongstad
Sidebrev nr. 1	19. juni 2007	Olje- og energidepartementet og Statoil ASA	Regulere forholdet mellom Gjennomføringsavtalen og Samarbeidsavtalen. Der det er motstrid, skal Gjennomføringsavtalen ha forrang mellom partene
Sidebrev nr. 2	17. juni 2009	Olje- og energidepartementet og Statoil ASA	Regulere Statoils dekning av den andel av eventuelle overskridelser for Steg 1 som faller på statens deltakerandel
Sidebrev nr. 3	27. oktober 2009	Olje- og energidepartementet, Gassnova og Statoil ASA	Regulere den innledende første delen av planleggings- og prosjekteringsfasen i påvente av en Steg 2- avtale (med bakgrunn i at det tok lengre tid å få på plass denne enn forutsatt i Gjennomføringsavtalen)
Samarbeidsavtalen (Cooperation Agreement)	21. juni 2007	Olje- og energidepartementet, Statoil ASA, Vattenfall AB, Norsk Hydro Produksjon AS, A/S Norske Shell, DONG Energy Generation A/S	Regulere første fase av etablering av testanlegg for CO ₂ -fangst på Mongstad
Amendment no. 1	18. desember 2007	Gassnova, Statoil ASA, Vattenfall AB, Norsk Hydro Produksjon AS, A/S Norske Shell, DONG Energy Generation A/S	Tilleggsregulering med bakgrunn i at statens ansvar for avtalen er overført til Gassnova, og at kostnadene for å gjennomføre denne fasen av prosjektet overskrider det som var antatt i avtalen
Deltakeravtalen TCM (Participant Agreement)	17. juni 2009	Olje- og energidepartementet, StatoilHydro ASA og A/S Norske Shell (tilleggsavtale med Sasol)	Forpliktelse om deltakelse i TCM DA, herunder plikter, rettigheter og organisering
Låneavtaler TCM (Subordinated Loan Agreements)	18. desember 2009	Individuelle avtaler mellom TCM DA og hver av de industrielle partnerne	Forpliktelse om lån av midler for å dekke kapital- og driftskostnader TCM DA
Forskningsavtalen (Research Agreement)	18. desember 2009	TCM DA, Gassnova, A/S Shell Technology Norway AS og Statoil Petroleum AS (tilleggsavtale med Sasol)	Forpliktelse om kjøp av forskningstjenester fra TCM DA
Fullskala CO ₂ -fangst Mongstad mellomfase	16. mars 2009	Gassnova og Statoil-Hydro ASA	Avtale konseptvurderinger for et fullskalaanlegg for CO ₂ -fangst på Mongstad, beskrive organisatoriske, finansielle og prosjektmessige forutsetninger for arbeidene og ansvaret til Gassnova som kunde og Statoil som utførende
Steg 2 Utviklingsavtale for fullskala CO ₂ -fangst på Mongstad	5. april 2011	Olje- og energidepartementet og Statoil ASA	Regulere utviklings- og planarbeidet for fullskalarensing på Mongstad som må utføres for at partene skal kunne fatte en beslutning om bygging og drift av fangst-anlegget

Vedlegg 2 Gassnovas prosjektgjennomføringsmodell med faser og milepæler for CO₂-håndteringsprosjektene

Gassnova har en prosjektgjennomføringsmodell med faser og milepæler for CO₂-håndteringsprosjektene. Planlegging og utbygging av TCM har fulgt Statoils prosjektgjennomføringsmodell.

Prosjekter går gjennom ulike faser fra igangsetting, konseptutvikling, planlegging/prosjektering til gjennomføring og drift. Den første fasen fra igangsetting, gjennom konseptutvikling og definisjon av prosjektet, handler om å velge riktig prosjekt, herunder utvikling av prosjektet fram mot investeringsbeslutning. Når prosjektet er besluttet gjennomført av Stortinget, realiseres prosjektet før anlegget overlates til en driftsorganisasjon. I de ulike fasene i prosjektet tas det beslutninger som i stor grad påvirker kostnadsutviklingen.



Beslutning om igangsetting blir formidlet gjennom foretaksmøte og tildelingsbrev til Gassnova. I de neste fasene, forretnings- og konseptutvikling utredes og utvikles prosjektet fram mot et konseptvalg. Et konsept i denne sammenhengen kan defineres som den prinsipielle løsningen som til slutt legges til grunn for investeringsbeslutningen og er styrende for det som til slutt blir realisert gjennom prosjektet. Når beslutningen er tatt på basis av en konseptvalgutredning, igangsettes ytterligere planlegging (definisjon) av prosjektet (forprosjektering). I denne fasen utvikles prosjektet fram mot investeringsbeslutningen.

Viktige elementer som inngår i CO₂-håndteringsprosjektene, er utvikling av sentrale styringsdokumenter (blant annet prosjektoppdrag og framdriftsplan), kostnadsestimater, usikkerhetsanalyse, kontraktstrategi og kontraktsinngåelse med leverandører for gjennomføring av FEED-studier.

Etter investeringsbeslutningen gjennomføres prosjektet. Målsettingen med denne fasen er å etablere byggeledelse og kontrollsystemer for gjennomføringen, mer detaljert planlegging og spesifisering (herunder kostnadsberegning), anskaffelser, mekanisk ferdigstilling og overlevering av anlegget til en driftsorganisasjon. Oppstart av drift markeres med et beslutningspunkt.

Kilde: Gassnova (2012) Prinsippdokument prosjektstyring, versjon 2, gyldig fra 1. mars 2012 og Gassnova (2009) Project Governing Manual, versjon 1.0, datert 12. oktober 2009.




1 577 2 285 18 4 588 3 6 554 735 394 216 2 577 634 492



241 344

Trykk: 07 Media 2013



Riksrevisjonen
Pilestredet 42
Postboks 8130 Dep
0032 Oslo

Sentralbord 22 24 10 00
Telefaks 22 24 10 01
postmottak@riksrevisjonen.no

www.riksrevisjonen.no



23 257 -3 918 240 1 255 712 474 320 120 3 924 22 781 329 781 528