

HVA KOSTER EGENTLIG CO₂-HÅNDTERING?



NILS HENRIK ELDRUP underviser i kostnadsestimering og investeringsanalyse på Høgskolen i Telemark på deltid. Han er også ansatt i forskningsstiftelsen Tel-tek, hvor han arbeider med kostnadsestimering, blant annet av CO₂ fangst og transport av CO₂. Har vært hovedestimator i CCP prosjektene, er med i ZEPs ekspertutvalg (kostnader).



NILS A. RØKKE (Dr.Ing.) er klimateknologidirektør i SINTEF. Han har erfaring fra næringsliv og forskning og jobber strategisk og faglig innenfor klimateknologiområdet, og har spesielt arbeidet mye med CO₂ håndteringsteknologier. Han er rådsmedlem i den Europeiske CCS plattformen (ZEP), leder av verdenskonferansen for CCS (IEA GHGT-8) i 2006, styremedlem i det Nordiske Toppforskningsinitiativet og i CLIMIT og har utstrakt internasjonalt nettverk innen området.

INNLEDNING

Kostnadsbildet for CO₂-fangst er et mye debattert tema. Koster det 150–200 kroner per tonn CO₂ fanget eller 1 500 kroner? Spriket i anslagene er faktisk så store på global basis, og de oppviser stor variasjon geografisk og etter type teknologi og om det er anlegg basert på brun-kull (lignitt), steinkull- eller naturgass. Et annet trekk er at dette spriket ikke har blitt mindre over årene – det har faktisk tiltatt. I perioden 1990–2005 var det en slags konsensus om at det kostet om lag 300–600 kroner/tonn, men dette var før man realitetsvurderte å bygge slike anlegg, det vil si før man hadde gjennomført detaljert planlegging av et slikt anlegg. I denne artikkelen vil underlaget for disse anslagene vurderes og fremstilles

i et forsøk på å gjøre dette mer forståelig fra et tekno-økonomisk synspunkt.

KORT HISTORIKK

Det har siden Bondevik I-regjeringens avgang på gasskraftsaken i år 2000 vært et uttrykt ønske om å kunne realisere fossil kraftproduksjon i Norge med CO₂-håndtering. Motivene for dette har vært grunn-gitt i våre internasjonale forpliktelser (Kyoto-avta-len), vårt moralske ansvar som stor eksportør av CO₂ utslipp gjennom salg av olje og gass, en forretnings-mulighet i teknologiutvikling samt mulige inntekter i å lagre CO₂ på kontinentalsokkelen. Stoltenberg II-regjeringen er bygd på Soria Moria-erklæringene som

SAMMENDRAG

Kostnadsoverslagene for CO₂-håndtering varierer sterkt i den offentlige debatten. Ettersom det kostet 5,3 milliarder kroner på Kårstø i 2006, hvorfor skal det da koste 25 milliarder på Mongstad i 2018? Denne artikkelen peker på kostnadsdrivende elementer i norsk realisering av CO₂-fangst og hva det kan komme til å koste i fremtiden. En analyse av kostnadsbildet for et generisk CO₂-fangstanlegg og et anlegg i Norge er gjennomført som ledd i en diskusjon av hvorfor kostnadene blir høye i Norge. Likeledes er det analysert hvordan prisen kan endre seg i et mer modent marked og ved mer effektive beslutningsprosesser, prosjektgjennomføringer og en mer normal industriell tilnærming til utviklingen av slike prosjekter. Sammenligningene er gjort for fangstanlegget og er basert på et anlegg for etterrensing (*post combustion*) for et gasskraftverk med de mest moderne gassturbinetypene.

Konklusjonen er at kostnaden for selve CO₂-fangsten er relativt lik for et anlegg uavhengig av om det er plassert i Norge eller et annet sted i Europa. De høye kostnadene som preger debatten i Norge, gjelder primært tilleggskostnader for infrastruktur, kontraktsmodeller og at hvert anlegg må bære alle kostnadene med tilførselssystemer

selv. Analogien til bilkjøp er slående. Bilens kostnad levert på kaia er omtrent den samme overalt i verden. Men det er stor forskjell på kostnadene om du velger å plusse på bilprisen med kostnaden for bygging av veier, etablering av et servicenett og bygge ut bensinstasjoner. I Norge er situasjonen sammenlignbar med dette for CO₂-håndtering. Det er mulig å gjennomføre CO₂-fangst i Norge til en lavere kostnad enn det som er kommet fram så langt. Dette krever at man har en helhetlig tilnærming til prosessen som tar hensyn til særlig kostnadsdrivende valg. Teknologien for å rense ut CO₂ fra røykgasser er ikke spesielt kostbar. Det vil være mulig å fange CO₂ fra gasskraftverk til en kostnad ned mot 500 kr/tonn CO₂ (ca. 60 €/tCO₂) i fremtiden. Det tilsvarer et påslag i gasskraftprisen på 15 til 20 øre/kWh for fangstdelen av CO₂-kjeden, for hele kjeden kan dette utgjøre rundt 30 øre/kWh. De første anleggene vil være dyrere. Med dagens kvotepris på rundt 15 €/tCO₂ er CO₂-fangst ikke lønnsomt, men det er grunn til å tro at kvoteprisen vil nærme seg rensekostnaden fra 2020. Dette er tidspunktet EU har satt for full auksjonering av alle kvoter for blant annet kraftproduksjon. Kvoteprisen kan da komme i leiet 40–60 €/tonn, som vil gjøre CO₂-håndtering mer attraktivt.

knesatte et prinsipp om ingen nye gasskraftverk uten rensing. Videre skulle staten «bidra økonomisk» ved investering og drift av slike anlegg spesielt knyttet til de gasskraftkonsesjonene som da var gitt. Målsettingen var rensing på både Kårstø og Mongstad. NVE's studie (NVE 2006) av kostnader for CO₂-rensing på Kårstø estimerte investeringene til 5,3 milliarder kroner med en CO₂-håndteringskostnad på 700 kr/tonn. Det er verd å merke seg at denne prisen inkluderte transport og lagring, og at dette tallet er dobbelt så høyt som anslaget i lavutslippsutvalgets rapport (Lavutslippsutvalget

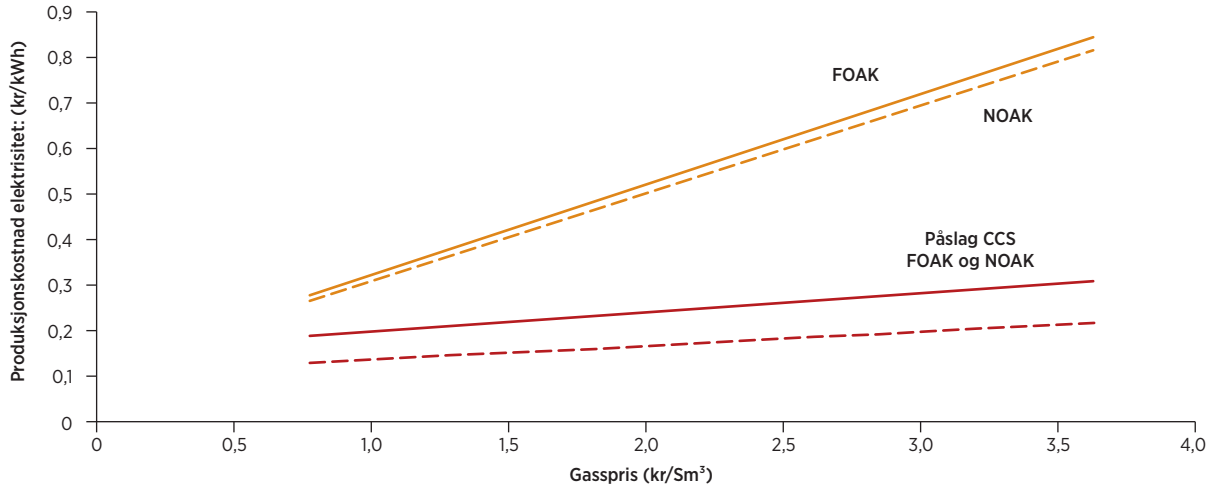
2006) som kom noen måneder tidligere, og som var basert på samtaler med Fluor og Mitsubishi.

Statoil la frem sin masterplan Mongstad i februar 2009 (StatoilHydro 2009), dette var en forstudie på rensing av det nye gasskraftverket på Mongstad samt rensing av avgassen fra oljeraffineriet på Mongstad. Totalt kunne man her fange om lag 2 millioner tonn CO₂/år – kostnaden for det totale anlegget var estimert til 25 milliarder kroner med en fangstkostnad rundt 1 300 til 1 800 kroner/tonn CO₂. Kostnaden innbefattet ikke transport- og lagringskostnader. Prosessen for rensing av Kårstø ble i praksis stoppet våren 2009 ved fremleggelsen av Soria Moria 2-erklæringen. Begrunnelsen var at Kårstø-anlegget ville være et topplastanlegg med

.....

1 NVE - Norges Vassdrags- og Energidirektorat

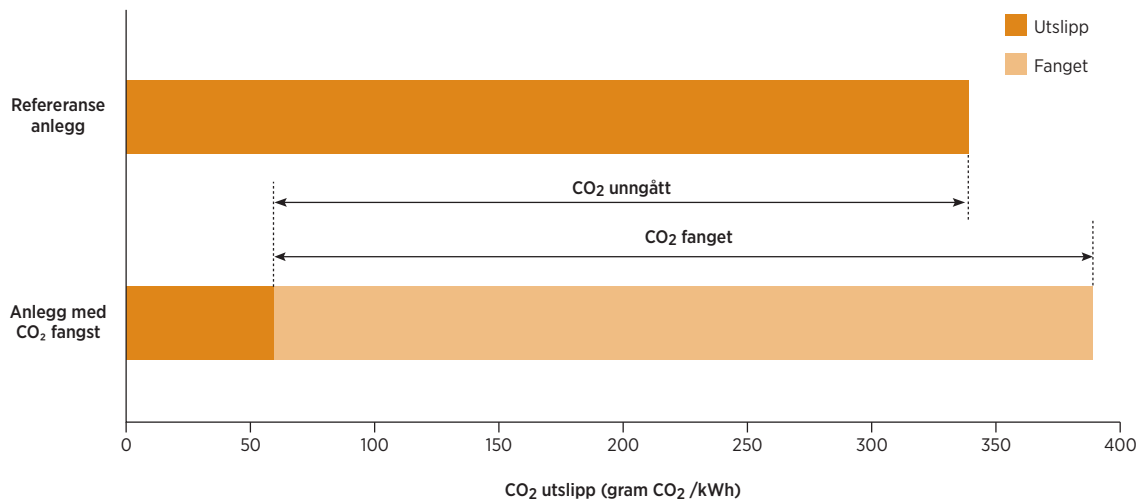
FIGUR 1 Produksjonskost for elektrisitet for gasskraft som funksjon av gasspris og påslag for CO₂-fangst, summen av produksjonskost og påslag utgjør total produksjonskost for anlegg med CCS



FOAK = First Of A Kind, NOAK = N'th Of A Kind

Sm³ = Standardkubikkmeter, dvs tilstand ved 15 grader Celsius og 1 atmosfære

FIGUR 2 Forskjellen mellom fanget og unngått CO₂



irregulær og liten driftstid. Interessant nok finnes det her data for statens KS1²-gjennomgang av prosjektet som gir gode anslag for kostnader for den komplette kjeden (Terramar 2010).

Norge har for tiden tre gassfyrte kraftverk i drift

2 KS1 – Kvalitetssikring for statlige investeringer som overskrider 500 millioner kroner.

uten rensing (Kårstø, Melkøya og Mongstad) som totalt slipper ut om lag 2-2,3 millioner tonn CO₂/år og produserer 5-6 TWh el/år samt varmeproduksjon. Vi har også to lagringsprosjekter i drift ved Sleipner-plattformen og i tilknytning til Snøhvit/Melkøya-anlegget i Hammerfest. Disse lagrer om lag 1,7 millioner tonn CO₂/år som er skilt ut fra naturgassproduksjonen (Sleipner) og LNG-prosessen (Melkøya).

TABELL 1 Faktorer som påvirker investeringer i Norge og Europa forøvrig

| INVESTERING | EUROPA | NORGE |
|---------------------|--------------|------------|
| Administrasjonsbygg | Eksisterende | Bygge nytt |
| Kontrollrom | Eksisterende | Bygge nytt |
| Velferdsanlegg | Eksisterende | Bygge nytt |
| Verksteder | Eksisterende | Bygge nytt |
| Kjølevannsanlegg | Eksisterende | Bygge nytt |
| Fabrikkluft | Eksisterende | Bygge nytt |
| Prosessvann | Eksisterende | Bygge nytt |

TABELL 2 Faktorer som påvirker driftskostnader i Norge og Europa forøvrig

| DRIFTSKOSTNADER | EUROPA | NORGE |
|---------------------|----------------------------|-----------------|
| Operatører | Utvidelse med en skiftpost | Tre skiftposter |
| Personal etc. | Bruke eksisterende, utvide | Egen ny enhet |
| Ledelse | Bruke eksisterende, utvide | Egen ny enhet |
| Vedlikeholdsledelse | Bruke eksisterende, utvide | Egen ny enhet |

SENTRALE BEGREP INNEN CCS, FANGET OG UNNGÅTT CO₂

Det er vesentlig å skille mellom fanget og unngått CO₂ som følge av CO₂-håndteringen. For et gasskraftverk vil typisk tap i virkningsgrad ved CCS³ være i området 8–9 prosentpoeng. Dette skyldes energibruken i det å skille ut CO₂ fra røykgassen i form av oppvarming av absorpsjonskjemikaliet og pumper og vifter som bruker elektrisitet. For et gasskraftverk på 400 MW ytelse vil man på grunn av disse tapene bare kunne levere ca. 340 MW ytelse, de resterende 60 går til å drive fangstanlegget. Det betyr at disse 60 MW er «ekstra tilført» og medfører et større utslipp før rensingen finner sted. Dette er vist grafisk i figur 2 i enheten gCO₂/kWh. Et lignende resonnement kan gjøres for tonn/år. For moderne naturgassfyrte gasskraftverk er denne faktoren typisk 1,21, det vil si at fanget CO₂ er om lag 1,21 gang større enn unngått CO₂-mengde. Det er for kraftverk mest hensiktsmessig å diskutere kostnadene i øre/kWh, men man bør også ha med seg kr/tonn-perspektivet, da man i anlegg som ikke har kraftproduksjon for øyet, må operere i kr/tonn. Dette gjelder for eksempel sementproduksjon og smelteverk.

DET EUROPEISKE PERSPEKTIVET

I Europa har det vært stor utvikling innenfor CO₂-håndteringsområdet. Den europeiske teknologi-

plattformen ZEP (Zero Emission Fossil Fuel Power Plants) har vært instrumentell i å fremme rammeverk og finansieringsmekanismer for CCS³ i Europa. Flere studier har vært gjennomført av gjennomføringstid og kostnader for CCS, blant annet gjennom ZEP (ZEP WG2 2006), (ZEP Capture Cost Working Group 2011) og McKinsey (McKinsey 2008). Typisk peker disse studiene på et nivå rundt 300 kroner/tonn CO₂ unngått for fangst delen basert på kullkraft for de første anleggene, med et modningsnivå på 250 kr/tonn CO₂ unngått. For gasskraft er nivået omtrent det doble (ca. 750 kr/tonn CO₂ unngått og 500 kr/tonn CO₂ unngått). Kostnaden per kWh elektrisitet produsert er om lag det samme for kull og gasskraft ved en pris på henholdsvis 4,5 €/GJ for gass og 2,4 €/GJ for steinkull. Dette tilsvarer en gasspris på ca. 1,3 kr/Sm³ og en kullpris på ca. 550 kr/tonn.

Påslaget for selve CO₂-fangsten er temmelig insensitiv for brenselkostnaden for gasskraftverk, den er typisk i området 15–20 øre/kWh i en modnet tidsfase. Figur 1 viser prissensitiviteten for elektrisitetsproduksjon som funksjon av gasspris og påslagskostnaden for CO₂-fangsten for de første anleggene (First Of A Kind –

3 CCS – Carbon Dioxide Capture and Storage, dvs. CO₂-fangst og -lagring.

TABELL 3 Tomt og hjelpesystemkostnader i Norge og Europa forøvrig

| AKTIVITET/INVESTERING | EUROPA | NORGE |
|--|---|---|
| Innkjøp av tomt | Leies av en industripark | Må kjøpes |
| Opparbeiding av tomt | Er opparbeidet av utleier | Må opparbeides fra grunnen av |
| Bygging av vei fram til området | Eksisterende vei kan benyttes | Må bygges ny vei samt oppgradere fylkesvei etc. |
| Bygging av ferskvannforsyning med renseanlegg | Ferskvannsanlegg eksisterer Vann betales etter forbruk | Ferskvannsforsyning må etableres Vannrenseanlegg for drikkevann |
| Bygging av kloakkanlegg | Bruker eksisterende anlegg | Bygge rørledning til kommunalt anlegg eller bygge eget anlegg |
| Bygging av kjølevannsforsyning | Kjøpe kjølevann fra utleier eller andre leietakere | Bygge eget anlegg for både inntak og utslipp |
| Bygging av kraftledninger med transformatorer | Elektrisk kraft er normalt lagt frem til tomtegrense | Utbygger må betale for fremleggelse av kraft |
| Bygging av «hotell» (brakkerigger) for anleggsperioden | Anleggspersonellet kan bo hjemme | Det må bygges «hoteller» (brakkerigger) for bygging av anlegget og revisjonsstanser |

FOAK) og for det n'te anlegget (N'th Of A Kind – NOAK). Påslaget for CCS og reduksjonen fra FOAK og NOAK er dominert av forbedringen på CCS-anleggene, og ikke kraftverksteknologien, som følger en marginal forbedringsprosess.

HVORFOR VI FÅR HØYE CO₂-RENSEKOSTNADER I NORGE

De følgende variablene er analysert for å belyse dette:

1. valg av driftsfilosofi og krav til fangstanlegget
2. grensesnittavklaringer – hva er med og hva er ikke med i anleggskostnaden
3. kontraktsfilosofi ved etablering av slike anlegg
4. pionerkostnad og umodenhet i markedet
5. valg av røykgasskilder og industrisektor
6. plassering av anlegget – i industriklynger eller enkeltstående

1. DRIFTSFILOSOFI

Ved anleggene som er planlagt i Norge, er det forutsatt at CO₂-fangstanlegget skal bygges og drives som et eget anlegg og som et slags «CO₂-fangst AS». I andre kjente prosjekter man sammenligner seg med, er det forutsatt at CO₂-fangstanlegget er å betrakte som et hvilket som helst annet renseanlegg, og at det er forutsatt som en utvidelse av den opprinnelige driften. Det betyr at anlegget får alle hjelpstoffer og energiformer fra bedriften selv, og at det ikke er behov for å lage egne anlegg for dette. Videre er det forutsatt at driften av anleggene

krever en ekstra skiftpost (seks personer) og en ingeniør. Driftovervåkingen skjer fra eksisterende kontrollrom. En kvalitativ oversikt er vist i tabell 1 og tabell 2.

Dette betyr i praksis at man lempet over ganske store kostnader på CCS-anlegget.

2. GRENSESNITTAVKLARINGER

I forbindelse med kostnadsestimering av anlegg internasjonalt er det vanlig å forutsette at alle tilførsler som er nødvendig for drift av anlegget, er ført fram til tomtegrensen, og at tomteforberedelser er gjort. I Norge har tendensen vært at alle forberedelser og tilførsel av hjelpstoffer og energityper skal betales av «prosjektet». Dette skyldes blant annet at nye anlegg i Norge har blitt lagt i jomfruelige områder hvor all infrastruktur mangler. Dette medfører at de norske prosjektene må inkludere investeringskostnader for infrastruktur, som synliggjort i tabell 3.

På grunn av disse vesentlige forskjellene mellom Norge og et europeisk referansested som for eksempel Rotterdam⁴ blir investeringsbeløpene typisk høyere i Norge.

3. KONTRAKTSFILOSOFI VED ETABLERING AV NYE ANLEGG

I Norge har det utviklet seg en praksis med å inngå slike kontrakter som store fastpriskontrakter, såkalte total-

.....
4 Rotterdam brukes som referansested i Europa for kostnader knyttete til arbeid og investeringer i industrianlegg, på tilsvarende måte benyttes golfkysten som referansested for beregninger i USA.

entrepriser. I mange tilfeller kan dette være formålstjenlig, men det bør ikke være noen automatikk i dette. Ofte er valget av en totalentreprise begrunnet av noen underliggende faktorer slik som:

- Oppdragsgiver har ikke kompetanse eller kan ikke få leid inn kompetanse til prosjektledelse.
- Det er mange aktuelle leverandører.
- Leverandørene har erfaring med samme teknologi.
- Man har god tid (innkjøpsarbeidet er komplekst og kan ta lang tid).

Dette kan i stor grad sammenlignes med kjøp av en ny bolig, dersom entreprenøren har bygd mange slike hus før i det samme området og man ikke føler man kan styre dette selv, velger man nøkkelferdige løsninger. Ulempene ved totalentrepriser er typisk:

- Betalingen vil garantert ikke være under kontraktssummen.
- Alle endringer underveis vil være meget kostbare (prøv f.eks. å endre kjøkkeninnredning i et nøkkelferdig hus) og brudd på forutsetninger vil medføre ekstrakostnader.

Dette betyr at en totalentreprise ikke nødvendigvis er velegnet når:

- Anlegget skal bygges inne på et område hvor det er drift fra før med mange ukjente begrensninger.
- Teknologien er ny og ukjent, og det er få kvalifiserte tilbydere.

For å unngå et man får problemer med oppstart, regularitet og produksjonsmengder, settes det ofte krav til garantier i kontrakten. For å gi disse garantiene krever totalleverandørene ekstra betaling for å dekke denne risikoen. Størrelsen på denne ekstrabetalingen/for-sikringspolisen er avhengig av teknologiens modenhet, og i dette tilfellet med ny og umoden teknologi vil den være høy fordi:

- Det har aldri vært bygd så store fangstanlegg i verden.
- Aminteknologien er utviklet som produksjonsanlegg for *food grade* CO₂, ikke som et renseanlegg.
- Det er meget kostbart å forlange prosessgarantier fordi det er ingen som har driftserfaringer fra slike

anlegg. Anlegget må overdimensjoneres.

- Regularitetskrav på for eksempel 95 prosent oppetid ved oppstart av anlegget er kostbart. Oppetiden vil normalt øke til 95 prosent etter hvert som man får driftserfaring fra anlegget.
- Fangstgraden vil normalt bedres over tid, og et krav om 85 prosent eller mer ved oppstart er kostbart.

Fra disse resonnementene fremgår det at bruk av totalentrepriser bør utsettes til teknologien blir mer moden og man har høstet driftserfaringer i flere anlegg.

4. PIONERKOSTNADEN OG UMODENHET I MARKEDET, POLSTRING OG LÆRING

Anlegg på den størrelsen vi ønsker i Norge – det vil si rundt 1 million tonn CO₂/år – vil være blant de første i sitt slag i verden. Aminteknologien er kjent og brukes i utstrakt grad på global skala for å produsere ren CO₂ til matvareindustrien (for eksempel til mineralvann) og til teknisk bruk. CO₂ til matvareindustrien er et godt betalt produkt og har derfor ikke medført press på kostnadssiden.

For å sikre seg at anleggene virker, vil leverandørene bygge inn tekniske sikkerhetsmarginer utover det som er vanlig for moden teknologi. Dette gjenspeiler seg i økt kapasitet i de forskjellige delene av anlegget og kostbare materialer. Dette gjøres for å sikre seg at anlegget i sum tilfredsstiller krav til kapasitet og regularitet. Polstring kan være et begrep vi kan benytte.

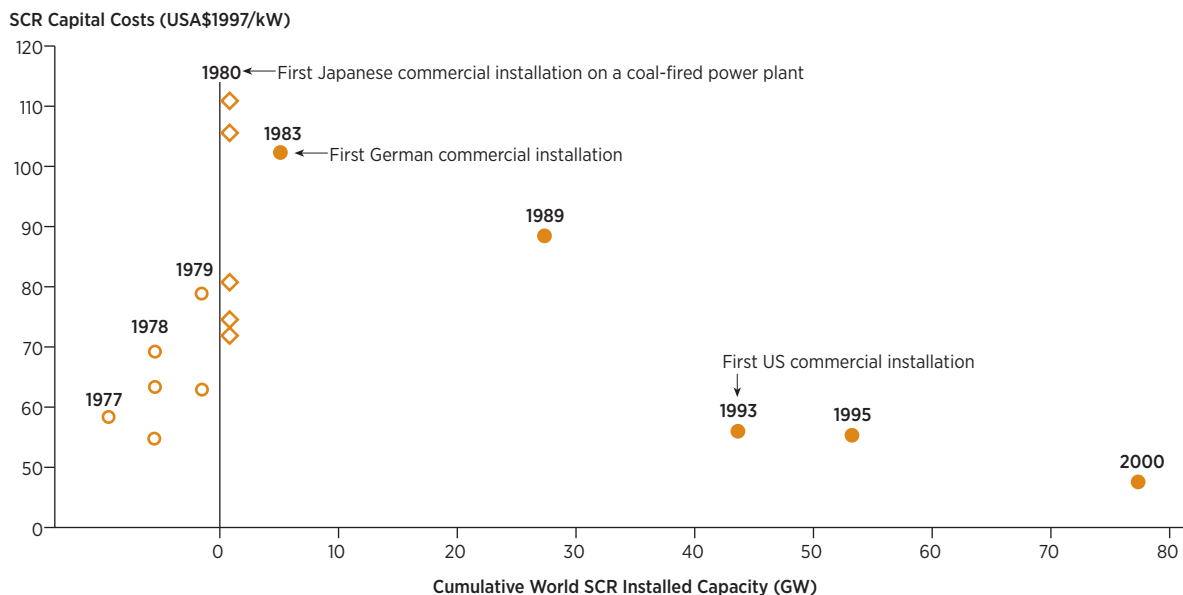
Senere vil man, etter som man får erfaring fra drift, kunne finne nødvendig minimumstørrelse på de enkelte komponenter og tilstrekkelig materialkvalitet. Denne reduksjonen av fysiske størrelser og kunnskapsoppbygging kalles læring og læringskurven.

I en studie fra USA (Rubin 2007) har man samlet informasjon om hvordan forskjellige teknologier har utviklet seg over tid mht. kostnader, og etablert noen lærekurver. Figur 3 viser en slik utvikling for nitrogenoksidrensing, NO_x, ved hjelp av SCR⁵. Etter justering av kostnadstallene til samme referanseår fremkommer det noen interessante observasjoner:

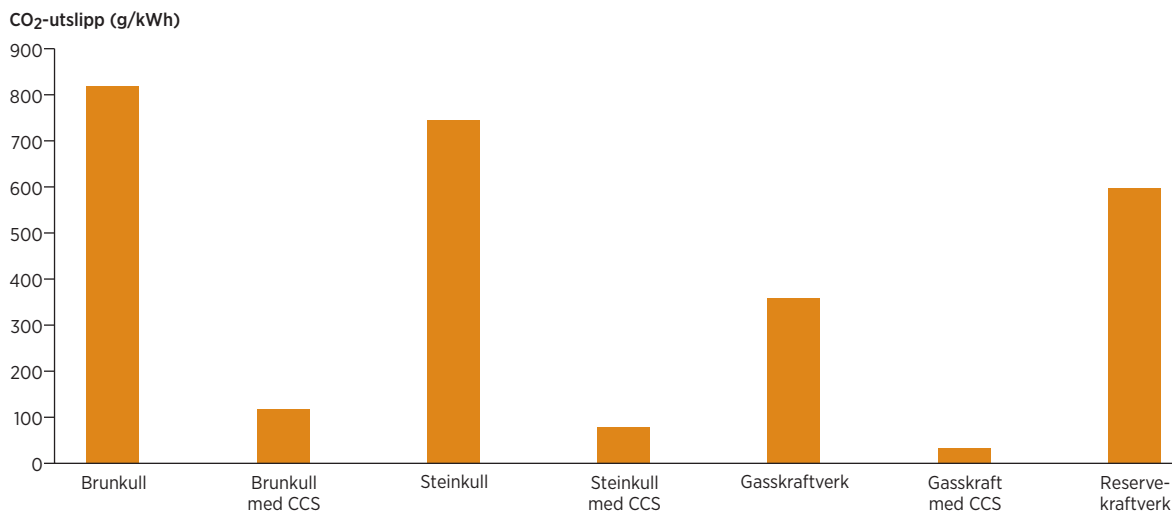
- De første estimatene (før noen anlegg blir bygget - i dette tilfellet før 1980) faller sammen med kostna-

.....

5 SCR, *Selective Catalytic Reduction*.

FIGUR 3 Lærekurver for NO_x-rensning (Rubin 2007)

FIGUR 4 Typiske utslipp fra moderne kraftverk med og uten CCS



dene man oppnår etter noen år, det vil si i et modnet og erfarent marked.

- Kostnadsestimatene øker fram til det første anlegget blir bygget.
- Det første anlegget er aller dyrest.
- Kostnadene går nedover for hvert anlegg som bygges, inntil man når et balansert nivå som er på om-

lag 40 prosent eller mindre enn kostnadene ved de første anleggene.

5. VALG AV RØYKGASSKILDER OG TYPE INDUSTRI

Olje- og gassindustrien har en del kjennetegn som gjør at den ikke er optimal for CO₂-fangst. Undersøkelser har vist at det er enklest og billigst å fange CO₂ fra stål-

TABELL 4 Typiske CO₂-konsentrasjoner fra ulike prosesser.

| PROSESS | TYPISK CO ₂ -KONSENTRASJON (VOLUMPROSENT) OG TRYKK (BAR) |
|-------------------------|---|
| Gasskraftverk | 3–4 %, atmosfærisk |
| Kullkraftverk | 13–14 %, atmosfærisk |
| Petrokjemiske raffineri | 8–9 %, atmosfærisk |
| Sementovner | 15–33 %, atmosfærisk |
| Stålproduksjon (masovn) | 20–27 %, atmosfærisk til trykksatt |
| Ammoniakkproduksjon | 18–19 %, 25–30 bar |

verk, kullkraftverk og sementfabrikker (SINTEF 2008, Tel-Tek 2009).

Dette henger blant annet sammen med økt CO₂-innhold i røykgassen samt tilgangen på damp i slike anlegg. Gasskraftverk er et alternativ til kullkraftverk, og fangstkostnadene fra et gasskraftverk er høyere per tonn CO₂ fanget. Imidlertid er utslippet av CO₂ fra kullkraftverk på ca. 0,8 kg CO₂ per kWh, mens det fra et gasskraftverk er på ca. 0,35 kg per kWh. Dette gjør at kostnaden per kWh blir mer balansert og er om lag den samme for en gasspris på 1,3 kr/Sm³ og en kullpris på 550 kr/tonn kull. Figur 4 viser typiske utslippskoeffisienter for ulike industrielle prosesser.

Gasskraftverk er blant de mest utfordrende utslippskildene man kan tenke seg for CO₂-håndtering. Kullkraftverk har mye høyere konsentrasjoner av CO₂ enn gasskraftverk (13–14 volumprosent CO₂ mot 3–4 prosent i gasskraftverk). Sementovner og stålovner kan ha konsentrasjoner som er opp mot 33 prosent. Prosesser som opererer ved trykk, har også en fordel, da kompresjonsarbeidet reduseres for transport, og partialtrykket til CO₂ øker i en atmosfærisk prosess. Dette er gunstig for fangstprosessen.

Restutslippet fra et gasskraftverk vil være lavere enn for andre kilder ved tilnærmet lik rensegrad, som det fremgår av figur 4.

OLJE- OG GASSINDUSTRIEN SETTER EKSTREME KRAV TIL ANLEGG INNENFOR «GJERDET»

Olje- og gassindustrien er en ekstremt viktig industri-sektor i Norge. Følgende kjennetegner olje- og gassanleggene:

- Utbygningskostnadene er høye, mens driftskostnadene er relativt lave.

- Det er liten lagerkapasitet for produktene, og effektene ved driftsavbrudd er store.
- Overskuddene er store og utgjør en stor del av Norges inntekter.

Dette medfører at en stans i disse anleggene er uønsket, og inntektene er så store at man har anledning til å betale nærmest hva som helst for å unngå en stans. Dette medfører at man bygger anlegg som har de følgende karakteristikkene:

- Det er meget høy kvalitet på anleggene (soliditet, materialer, komponenter, metoder og finish).
- Det legges stor vekt på teknisk sikkerhet fordi uhell som regel medfører stans i anleggene.
- Det legges stor vekt på systemer som kan være skadebegrensede dersom uhellet skulle være ute.
- Ufarlige hjelpesystemer som vanntilførsel underlegges de samme kravene.
- Strengt krav til soliditet på anleggene slik at de ikke blir ødelagt av en eventuell eksplosjon, og derved raskt kan settes i drift igjen.
- Kostnadsoverskridelser har ingen praktisk betydning, men er ubehagelige.
- For å opprettholde sikkerheten settes det strenge krav til all aktivitet innenfor området.
- Ex-krav gjelder over hele området (ex = eksplosjons-sikringskrav).

Dersom det skal bygges et CO₂-fangstanlegg inne på eller i nærheten av et olje- og gassanlegg, vil dette anlegget bli underlagt mange av de samme kravene som resten av anleggene på områdene. CO₂-fangstanlegget vil måtte bygges som om det var et eksplosjonsfarlig anlegg (noe det ikke er), eller slik at det

må kunne tåle eksplosjonsfarlige laster fra olje- og gassanlegget. Dessuten kan driften av CO₂-anlegget bli underlagt de samme kravene til regularitet som resten av anlegget. Dette medfører:

- Man må ha mer omfattende sikkerhetssystemer (utvidete brannvannsystemer osv.).
- Utstyret må være ex-sikkert (dyrere utstyr) og/eller kunne tåle uvanlige påkjenninger fra hendelser på olje-/gassanlegget.
- Hele eller deler av utbyggingen må utføres mens olje- og gassanlegget er i drift, noe som vil sette strenge krav til sikkerhet og tilgjengelighet.
- Doble systemer er vanlig i olje- og gassindustrien, men er lite brukt andre steder. Et eksempel på doble systemer er at det bygges opp to pumper i parallell, hver med 100 prosent kapasitet.

6. PLASSERING AV ANLEGGET – I INDUSTRIKLYNGER ELLER SOM STAND-ALONE

Norge blir i utlandet regnet som et kostbart land å bygge i. Internasjonale referansestatistikker slik som Compass⁶ utgir byggeindekser for flere land. For Norge angir man her at lokaliseringskostnadene er 17 prosent høyere enn referansestedet for et generisk anlegg. Et generisk CO₂-anlegg kjennetegnes ved at:

- Anlegget er bygd på det billigste stedet:
 - Europa: Rotterdam
 - USA: US Gulf Coast
- Alt av hjelpesystemer er brakt fram til tomten.
- Hjelpesoffer som selges til dette anlegget, utgjør en liten del av den totale produksjonen av hjelpesoffer.
- Anlegget er ikke bygd i et ex-område
- Driftsmessig inngår renseanlegget i hovedanlegget.
- Anlegget er et anlegg som det er bygd mange av tidligere.
- Maksimalt innkjøp av utstyr (dvs. minimering av CAPEX).
- Det er delte entrepriser, det vil si ingen totalgarantier.

Lokaliseringsfaktoren omfatter Norge som helhet (gjennomsnitt), men den varierer innenfor Norge. I

.....

⁶ Se <http://www.compassinternational.net/>

Tel-Teks rapport (Tel-Tek 2009) er det utført en beregning av lokaliseringsfaktorer (stedsspesifikke faktorer) for flere steder i Norge. Det ble tatt hensyn til både økt kostnadsnivå og effektivitetsfall.

STEDSSPESIFIKK FAKTOR

Den stedsspesifikke faktoren består av følgende komponenter:

- Anleggs karakteristikk
 - antall montørtimer og ingeniørtimer
 - totale kostnader før implementering av stedsspesifikk faktor
 - byggetid og hvorvidt det er krav til eksplosjons-sikring (ex-krav) i byggeperioden
- Lokale forhold
 - befolkningsmengde innenfor en times reisevei fra anlegget og andel montører og ingeniører i befolkningen
 - transporttid for mobilkran (tur/retur) og for deler fra sentralt lager
 - antall dager med nedbør per år og antall dager per år med lavere temperatur enn –5 °C

Hvorvidt det er ex-krav eller ikke i byggeperioden, har størst betydning for den stedsspesifikke faktoren. Ex-krav i byggeperioden fører til at timeantallet øker på grunn av vakthold og arbeidstillatelsessystemet. Effektiviteten synker grunnet arbeidstillatelsessystemet og stopp i anleggsarbeidet på grunn av problemer knyttet til driften av industrianlegget. En annen viktig faktor er andel montører i befolkningen. Timeprisen vil øke dersom eksterne montører må hentes inn, siden disse må ha dekket reise og opphold. Faktoren består av et kostnadspåslag og en effektivitetsreduksjon. Elementene som er listet over, kan inngå i begge disse. Stedsspesifikkfaktoren er beregnet etter formelen nedenfor.

$$\text{Stedsspesifikkfaktor} = \frac{1,0^* \text{ Kostnadspåslag (1,0 eller mer)}}{\text{Effektivitetsreduksjon (1,0 eller mindre)}}$$

Resultatet kan sees i tabell 5.

INVESTERINGS- OG DRIFTSKOSTNADER

I diskusjonen rundt CO₂-fangst har det vært ensidig søkelys på investeringskostnadene. Disse kostnadene utgjør en mindre del av tiltakskostnadene enn

TABELL 5 Stedsspesifikke faktorer (Tel-Tek 2009)

| | EX-KRAV | IKKE EX-KRAV |
|--------------------------|---------|--------------|
| Statoil, Tjeldbergodden | 1,46 | |
| Hydro Aluminium, Sunndal | | 1,19 |
| Esso, Slagentangen | 1,36 | |
| Yara, Porsgrunn | 1,33 | 1,09 |
| Ineos, Rafnes | 1,32 | |
| Norcem, Brevik | | 1,09 |
| Elkem, Thamshamn | | 1,15 |
| Norske Skog, Halden | | 1,08 |
| Norfrakalk, Verdal | | 1,18 |

TABELL 6 Driftskostnader Kårstø (Terramar 2010)

| | ÅRLIGE DRIFTSKOSTNADER (MNOK) |
|-----------------------------|-------------------------------|
| Elektrisk kraft | 125 |
| Damp | 121 |
| Andre variable utgifter | 22 |
| Bemanning | 17 |
| Vedlikehold | 68 |
| Tjenestekontrakter | 18 |
| Andre faste driftskostnader | 32 |
| Ekstrakostnader | 60 |
| SUM | 463 |

driftskostnadene for gasskraftverk. I et riktig priset anlegg vil driftskostnadene utgjøre 60 til 70 prosent av tiltakskostnadene. Av dette utgjør energikostnadene den største andelen. I tabell 6 er driftskostnadene for fangstanlegget for gasskraftverket på Kårstø vist.

Disse driftskostnadene legger til grunn at det skal være en selvstendig driftsorganisasjon for å drifte fangstanlegget. Poster som bemanning, tjenestekontrakter, andre faste driftskostnader og ekstrakostnader vil normalt kunne senkes betraktelig dersom anlegget hadde vært driftet som en del av gasskraftverket.

HVORDAN KAN KOSTNADENE REDUSERES, OG NED TIL HVILKET NIVÅ?

Kostnadene kan reduseres ved at man tar riktige valg i planleggingen av CCS-anlegg, og her kommer den

politiske faktoren inn. I Norge har kritiske beslutninger vært fattet mer på et politisk nivå enn ut fra ingeniørmessige betraktninger. Her er det listet opp noen beslutninger som vil kunne senke kostnadene.

- bygge anlegget for den riktige kapasiteten
- bygge anlegget ved en mindre synlig industriaktør
- bygge anlegget ved en kostnadspresset produsent
- unngå ex-anlegg og unngå å plassere anlegget i tilknytning til olje- og gassanlegg
- senke garantikravet til fangstgrad (den kommer opp etter hvert)
- bygge anlegget i områder med god tilgang til arbeidskraft og ved en produksjon som går hele tiden
- unngå EPC-kontrakter (totalentrepriser)

TABELL 7 Fordeling av kostnader fra tre ulike studier

| | % AV KOSTNAD KÅRSTØ (TERRAMAR 2010) | % AV KOSTNAD (MCKINSEY 2008) | % AV KOSTNAD KÅRSTØ (NVE 2006) |
|-----------|--|---------------------------------|-----------------------------------|
| Fangst | 58 | 64 | 68 |
| Transport | 25 | 12 | 26 |
| Lagring | 17 | 24 | 5 |

FIGUR 5 Kostnadsfordeling (investering) CCS-anlegg Kårstø (Terramar 2010)**TABELL 8** Investeringskostnadene for fangstanlegget på Kårstø, KS1 (Terramar 2010)

| | INVESTERING (MNOK) |
|--|--------------------|
| Fangstanlegget som EPCI ⁵ | 3 900 |
| Tilkoblinger mot gasskraftverket | 480 |
| Tomt og kjølevann | 340 |
| Tjenester under bygging (betalt av eier) | 300 |
| Eiers kostnader (for oppfølging og adm.) | 600 |
| Uspesifisert | 980 |
| SUM | 6 600 |

TABELL 9 Investeringskostnadene oppdelt (Eldrup 2011)

| | INVESTERING (MNOK) |
|--|--------------------|
| Basisestimat (generisk) | 1 600 |
| 1 - Økning av omfang (<i>self contained</i>) | 100 |
| 2 - Krav fra olje- og gassindustri | 200 |
| 3 - Ex-krav til utstyr | 100 |
| 4 - Polstring (for senere læring) | 600 |
| 5 - Bygging i ex-område | 400 |
| 6 - Bygging i gravgrendt strøk | 600 |
| 7 - EPCI-kontrakt, garantier | 300 |
| Fangstanlegget EPCI (Sum) | 3 900 |

TABELL 10 Driftskostnader (OPEX) med forslag til optimalisering

| | KÅRSTØ | OPTIMALISERT | KÅRSTØ | OPTIMALISERT |
|-----------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------|--------------|
| | ÅRLIGE DRIFTS- KOSTNADER (MNOK) | ÅRLIGE DRIFTS- KOSTNADER (MNOK) | ØRE/kWh | ØRE/kWh |
| Elektrisk kraft | 125 | 125 | 4,25 | 4,25 |
| Damp | 121 | 121 | 4,114 | 4,114 |
| Andre variable utgifter | 22 | 15 | 0,748 | 0,51 |
| Bemannning | 17 | 2 | 0,578 | 0,068 |
| Vedlikehold | 68 | 22 | 2,312 | 0,748 |
| Tjenestekontrakter | 18 | 6 | 0,612 | 0,204 |
| Andre faste driftskostnader | 32 | 10 | 1,088 | 0,34 |
| Contingency | 60 | 0 | 2,04 | 0 |
| SUM | 463 | 301 | 15,74 | 10,23 |

Alle disse beslutningene vil senke kostnadene, men noen av dem medfører at man tar en økt risiko. For Norges del vil man ved inspeksjon av disse faktorene se at man har nær full score på det man ikke skal gjøre, for de anleggene som har vært aktuelle.

For å beskrive mulighetene man har til å redusere kostnadene, er det tatt utgangspunkt i kostnadsestimatet (investering) for fangstanlegget til gasskraftverket på Kårstø.

Det er verd å merke seg at transportkostnadens andel er større for Kårstø enn estimert i McKinsey-studien. Noe av forklaringen på dette er valget av en rørdimensjon som ville kunne transportere rundt to ganger den mengden man trenger å transportere fra Kårstø alene. Dette er forøvrig et prisverdig tankesett fordi man absolutt må gjøre bruk av storskala-infrastruktur for flere fangstanlegg for å kunne få ned kostnadene i fremtiden. Men det gjør at ovenstående kostnadsestimat er for høyt.

Denne artikkelen omhandler fangstkostnadene, og vi tar derfor utgangspunkt i kostnadsreduksjonene man kan oppnå på fangstanlegget i den videre diskusjon. I tabell 8 er fangstanlegget behandlet for å finne ut hva som kan være lagt til grunn for et generisk estimat.

Fangstanlegget som EPCI⁵ med en kostnad på 3,9 milliarder kroner kan deles opp i mindre poster for å

forstå årsakene til de høye investeringskostnadene. De andre kostnadselementene i CCS kjeden kan også deles opp på samme måte, men disse er ikke behandlet her.

I tabell 9 er det tatt utgangspunkt i Kårstø-anlegget (Terramar 2010) og sett nærmere på én post, nemlig EPCI⁷-kontrakten på 3 900 millioner kroner. Et tilsvarende anlegg ville ved de fradragene som er estimert, ha kostet ca. 1 600 millioner kroner i Rotterdam-området (generisk). Det er ut ifra dette gjort et forsøk på å forstå hvilke påslag en leverandør legger på dette beløpet for å tilfredstille oppdragsgiverens krav og ønsker.

- 1) I det generiske anlegget er det forutsatt at alle hjelpestoffer etc. bringes fram til anlegget. I Norge derimot er det vanlig at «anlegget» må hente hjelpestoffene selv.
- 2) Krav på grunn av olje- og gassindustrien: Industriområdet (her Kårstø) setter strenge krav til utførelse av anlegget, dette kan være:
 - a. økt styrke for å kunne motstå eksplosjoner i området og høyere materialkrav
 - b. strengere krav til adkomst og økt instrumentering på grunn av sikkerhet

7 EPCI = *Engineering, Procurement, Construction and Installation*, dvs. engineering, innkjøp, bygging og installasjon.

- c. brannvannsystemer og standardisering av utstyr
- 3) Instrumenter og elektrisk utstyr må være i ex-utførelse og er derfor mer kostbart.
- 4) Fordi man ikke har driftserfaring fra denne type anlegg, vil det være:
 - a. for stor kapasitet i store deler av anlegget og for høye krav til materialkvalitet
 - b. for mye instrumentering
- 5) Bygging i ex-område er svært kostnadsdrivende, jf. tidligere diskusjon.
- 6) Bygging i grisgrendte strøk vil øke timekostnadene og senke effektiviteten (se tabell 5).
- 7) For å kunne gi garantier må leverandøren ha ekstra betalt slik at det er midler til å dekke eventuelle kostnader. Det kan være flere karakteristikk man må garantere:
 - a. fangstgrad og regularitet for anlegget, hvor stor og hvor raskt etter oppstart
 - b. levetid på anlegget

Beløpene som er satt opp, er vurdert ut fra erfaringer fra industrielle landbaserte anlegg i Norge og beregnet der det har vært mulig. I den senere tid har det og kommet frem kostnadsestimater for et anlegg plassert på Møre i forbindelse med Industrikraft Møres anstrenninger for å få etablert et gasskraftverk i denne regionen, som har en svak kraftsituasjon. Siemens har estimert at kostnaden for et fangstanlegg vil ligge i området 2,5 milliarder kroner. I lys av de tallene som kommer frem ovenfor, med en generisk kostnad på 1,6 milliarder kroner, virker dette realistisk selv om vi snakker om et FOAK-anlegg. Med en stedsspesifikk faktor på 1,2 (jf. tabell 5) er det generiske anlegget priset til om lag 1,92 milliarder norske kroner. De øvrige påslagene har vi ikke grunnlag for å gå inn på, men 2,5 milliarder kroner virker ikke usannsynlig.

For Mongstad er fangstkostnaden på gasskraftverket alene estimert til ca. 12,5 milliarder kroner og med et påslag på ca. 3,75 milliarder kroner for fellessystemer (antatt 50 prosent) for gasskraftverket og for fangsten fra raffineriet. Det må påpekes at det kun er makrotall som er tilgjengelige i masterplanen for Mongstad (Stat-oilHydro 2009), men summert er dette en investering i størrelsesorden 16 milliarder kroner for et anlegg på ca. 1,2 million tonn CO₂/år. Det er ikke umiddelbart innlysende å forstå hvordan anslaget fra Mongstad avviker såpass mye fra andre anslag. Det er grunn til å tro

at de faktorene som er satt opp i denne artikkelen, slår ut sterkt og sterkere enn for eksempel Kårstø-anlegget (Terramar 2010).

Hvis man gjør en tilsvarende øvelse for driftskostnadene, kan man antageligvis senke disse betraktelig, med unntak av elektrisitetkostnadene, hvor den største delen går til CO₂-kompresjonen. Dampkostnaden kan imidlertid optimaliseres. Ved å plassere anlegget ved et gasskraftverk har man tilgang på «billig» damp fra lavtrykksturbinen. Dersom anlegget plasseres på et sted hvor damp ikke er tilgjengelig, vil både investering og driftskostnader øke. Det gunstigste ville være å plassere det ved en industri som har spillvarme, som sementfabrikker eller metallurgisk industri. Bemanningskostnadene kan senkes ved at driften av fangstanlegget integreres i driften av gasskraftverket. Vedlikeholdsutgiftene kan senkes ved at det bygges mindre, og ved å flytte anlegget ut fra olje- og gassanlegg. Det samme gjelder tjenestekontrakter og andre driftskostnader. Contingency-posten vil antagelig falle bort etter hvert som man får erfaringer fra drift. Driftskostnadene er gitt i tabell 10, elektrisk energi utgjør den største andelen.

Hvis vi nå benytter oss av det vi kaller modige beslutninger for å se hva som er mulig å få til, kan man sette opp sammenligningen gitt i tabell 11.

Som man ser av denne tabellen, er det mulig å redusere kostnadene med mer enn 50 prosent. Videre ser man at dersom man har anledning til å plassere anlegget ved en bedrift som har spillvarme tilgjengelig (med høy nok temperatur), er det mulig å redusere dampkostnaden betraktelig. Det er viktig å påpeke at dette peker på hva som er mulig, ikke nødvendigvis at det er mulig i alle tilfeller.

Dersom man multipliserer tallene som er gitt i tonn CO₂ i denne tabellen med 1,21, får man verdien for unngått CO₂. Beregningene viser at påslaget pr kWh er omlag 38 øre for Kårstø og ca 17 øre for et optimalisert anlegg. Begge er tall som den vanlige forbruker kan leve med. Det må også understrekes at disse tallene kun dekker fangstdelen. For kjeden kan man finne forholdstall ved å bruke informasjonen i figur 5. Ved å anvende dette får man påslagstall i området 54 øre/kWh for Kårstø og rundt 30 øre/kWh for et mer optimalisert anlegg. Det er verd å merke seg at kvotesystemet og lagringsdirektivet i EU per i dag forholder seg til faktiske utslipp og i så måte vil unngått CO₂ være

TABELL 11 Kostnadselementer i tiltakskostnaden for CCS

| KOSTNADSELEMENTER | TYPE | KÅRSTØ | MULIG | KÅRSTØ | MULIG |
|---|---------------|---------------------------------|---------------------------------|-------------|-------------|
| | | NOK/TONN FANGET CO ₂ | NOK/TONN FANGET CO ₂ | ØRE/kWh | ØRE/kWh |
| Basisestimat (generisk) | CAPEX | 159 | 159 | 5,4 | 5,4 |
| Økning av omfang (<i>self contained</i>) | CAPEX | 10 | | 0,3 | |
| Krav fra olje- og gassindustri | CAPEX | 20 | | 0,7 | |
| Ex-krav til utstyr | CAPEX | 10 | | 0,3 | |
| Polstring (for senere læring) | CAPEX | 60 | | 2,0 | |
| Bygging i ex-område | CAPEX | 40 | | 1,4 | |
| Bygging i grisgrendt strøk | CAPEX | 60 | 14 | 2,0 | 0,5 |
| EPCI-kontrakt, garantier | CAPEX | 30 | | 1,0 | |
| Tilkoblinger mot gasskraftverket | CAPEX | 48 | 17 | 1,6 | 0,6 |
| Tomt og kjølevann | CAPEX | 34 | | 1,1 | |
| Tjenester under bygging (betalt av eier) | CAPEX | 30 | | 1,0 | |
| Eiers kostnader (for oppfølging og adm.) | CAPEX | 60 | | 2,0 | |
| Uspesifisert | CAPEX | 97 | | 3,3 | |
| Elektrisk kraft | OPEX | 125 | 125 | 4,3 | 4,3 |
| Damp | OPEX | 121 | 121 | 4,1 | 4,1 |
| Andre variable utgifter | OPEX | 22 | 15 | 0,7 | 0,5 |
| Bemannning | OPEX | 17 | 2 | 0,6 | 0,1 |
| Vedlikehold | OPEX | 68 | 22 | 2,3 | 0,7 |
| Tjenestekontrakter | OPEX | 18 | 6 | 0,6 | 0,2 |
| Andre faste driftskostnader | OPEX | 32 | 10 | 1,1 | 0,3 |
| Contingency | OPEX | 60 | | 2,0 | |
| Sum fangstkostnad (NOK/tonn CO₂ og øre/kWh) | Totalt | 1 120 | 491 | 38,1 | 16,7 |

CAPEX: Investering, OPEX driftskostnader, 7,5 % rente og 25 års avskrivning.

den relevante parameteren for en aktør som operer i dette regimet.

OPPSUMMERING OG KONKLUSJONER

I tabell 12 er det fremstilt hva som er kostnadene ved å sammenligne tall fra McKinsey, ZEP (ZEP WG2 2006), KS1 (Terramar 2010) og det vi har kalt optimalisert anlegg, dette gjelder gasskraftverk og for fangst.

Som vi ser av tabell 12, er variasjonen i anslagene redusert for NOAK-anleggene, og det gir grunn til opti-

misme om realisering av slike anlegg. Påslaget i elektrisitetsprisen for hele kjeden, som innbefatter fangst, transport og lagring basert på Kårstø (Terramar 2010), gir forholdstall som havner i området 30 øre/kWh for optimaliserte modne anlegg.

I dag kan det virke som beslutningene rundt CO₂-fangst i Norge har kommet noe tilfeldig, det vil si uten tanke for totalbildet. Man kan stille seg spørsmålet om beslutningstakerne eller prosessene har vært seg bevisst konsekvensene av beslutninger slik som:

TABELL 12 Kostnadssammenligninger for gasskraft (fangstanlegg uten transport og lagring)

| ANLEGG | KOSTNAD | KOSTNAD | KOSTNAD |
|-----------------------------------|---|--|--|
| | NOK/TONN CO ₂ FANGET/ UNNGÅTT | NOK/TONN CO ₂ FANGET/ UNNGÅTT ¹ | ØRE/kWh (FOR FANGST- DELEN AV KJEDEN) |
| | FOAK | NOAK | NOAK |
| Europeisk anlegg | 620/750 | 450/550 | -20 |
| McKinsey ² | 990/1 200 | 330/400 | |
| KS1 Kårstø | 1 120/1 355 | | 38,1 |
| «Mulig» optimalisert denne studie | | 491/594 | 16,7 |

FOAK = First Of A Kind, NOAK = N'th Of A Kind

1 Anvendt faktor på 1,21 for unngått utslipp for naturgassfyrte kraftverk i forhold til fanget, jf. avsnitt om fanget og unngått.

2 Antatt 75 €/tonn unngått CO₂ og en faktor på 2 for gasskraft, jf. tidligere diskusjon.

- plassering av anleggene på Vestlandet
- at anleggene skal være i tilknytning til olje- og gassanlegg
- at anleggene skal være selvstendige i forhold til CO₂-produsenten
- at man skal benytte EPCI-modellen (totalentreprise)
- at leverandøren skal gi omfattende garantier
- at det skal være fangst basert på et gasskraftverk

Som vist i denne artikkelen bidrar alle disse beslutningene til at vi får høye rensekostnader i Norge. Det ligger et stort potensial i å redusere disse, og mye tyder på at man skal ha mindre politisk styrte prosesser i etablering av CCS-anlegg, og heller ha en industriell tilnærming til saken. Vi har ikke berørt tildelingspro-

essen for bygging av CCS-anlegg i Norge, som har vært temmelig lukket. Åpne anbud slik man ser i Storbritannia og i EU, har en positiv effekt på kostnadene og gjennomføringskraften. Det vil bli interessant å følge utviklingen i Storbritannia av deres etableringsprosess for CO₂-håndtering, som etter planen skal ha et operativt anlegg allerede i 2014. Likeledes NER300⁸-prosessen i EU, hvor man i mai 2011 vil få vite hvilket land og anlegg som ønskes bygd i Europa innen 2015, og til hvilke priser. M

8 NER300, *New Entrants Reserve 300* – som er en konkurranse om å få tildelt kvoter som igjen kan omsettes til kvotepris. Totalt skal 300 millioner kvoter og deres verdi fordeles mellom CCS og fornybare prosjekter. Verdien er estimert til om lag 48 mrd. kroner (kvotepris 20 €/tonn).

LITTERATURHENVISNINGER

Eldrup, Nils Henrik (2011). Innlegg på Teknas CO₂-dager, NTNU 2011. Trondheim.

Lavutslippsutvalget (2006). NoU 2006:18 Et klimavennlig Norge.» Oslo.

McKinsey (2008). Carbon capture and storage, assessing the economics.

NVE (2006). CO₂-håndtering på Kårstø, fangst, transport og lagring.

Rubin, Edward S. (2007). Use of experience curves to estimate the future of power plants with CO₂ capture. Institute of Transportation Studies, UC Davis.

SINTEF: Kostnadsestimering av CO₂ håndtering, SINTEF Energiforskning, juni 2008, rapport nr TRF6683, http://www.klif.no/nyheter/dokumenter/co2handtering_kostnadsestimering_sintef2008.pdf

klif.no/nyheter/dokumenter/co2handtering_kostnadsestimering_sintef2008.pdf

StatoilHydro (2009). CO₂ Masterplan Mongstad.

Tel-Tek (2009). CO₂-fangst av utslipp fra industrianlegg. Rapport nr. 2109020 TA-2528/2009.

Terramar, asplan viak (2010). CO₂-fangst, -transport og -lagring fra gasskraftverket på Kårstø. KS1.

ZEP Capture Cost Working Group (2011). *CO₂ Capture Costs*.

European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants.

ZEP WG2 (2006). Strategic Research Agenda.