

KARBONFANGST FRA GASSKRAFTVERKET PÅ KÅRSTØ? ^F

– En bedriftsøkonomisk analyse



PETTER OSMUNDSEN er professor i petroleumøkonomi ved Universitetet i Stavanger og har bistilling ved Norges Handelshøyskole. Han er siviløkonom fra NHH (1989) og har doktorgrad fra samme sted (1994) innen kontrakts- og insentivteori, anvendt på petroleumsektoren. Han hadde forskningsopphold ved MIT og Harvard i 92/93. Var forsker ved SNF i perioden 94–98 og førsteamanuensis ved NHH i 97–98.

SAMMENDRAG

Artikkelen går gjennom en bedriftsøkonomisk investeringsanalyse for karbonfangstprosjektet på Kårstø. Jeg oppdaterer en tidligere analyse, og går kritisk gjennom metodene som er benyttet, blant annet innen kostnadsestimering. Konklusjonen er at karbonfangst og -lagring på Kårstø er et svært ulønnsomt og lite kostnadseffektivt klimatiltak. Det

vil kreve subsidier på i overkant av ti milliarder kroner, eller i overkant av 800 millioner per år. Det tilsvarer subsidier på omtrent 60 øre per kWh av anleggets strømproduksjon. Kostnaden per tonn unngått CO₂ er rundt 2 000 kroner, som er omtrent tyve ganger den internasjonale kvoteprisen og mange ganger så høyt som alternative innenlandske klimatiltak.

1. INNLEDNING

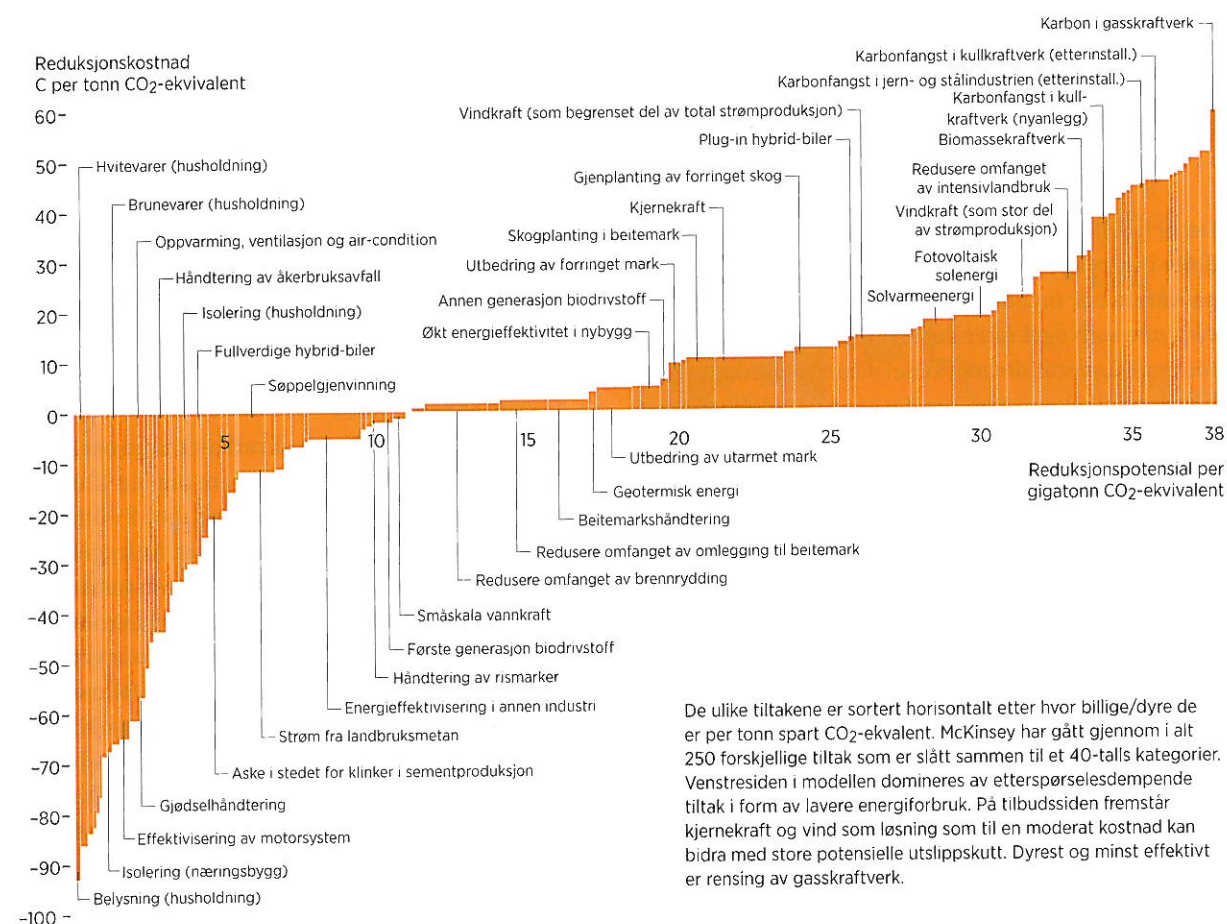
Artikkelen analyserer karbonfangstprosjektet på Kårstø fra et bedriftsøkonomisk perspektiv. Dette har tidligere vært utredet samfunnsøkonomisk, se NVE (2006). Det meldes at det planlagte fangstprosjektet på Mongstad er nedjustert til bare å omfatte rensing av gasskraftverket (ikke raffineriet), og Statoil melder om betydelig lavere kapasitetsutnyttelse på gasskraftverket.¹ Caset jeg analyserer, har derfor også relevans for Mongstad-prosjektet.

McKinsey (se for eksempel «Pathways to a Low-carbon Economy» v.2, 2009) har vurdert kostnader

ved ulike klimatiltak. De har blant annet utarbeidet en global marginalkostnadskurve for klimagassreduksjoner, jf. figur 1. I figuren er både reduksjonspotensial og tiltakskostnader illustrert. Karbonfangst for nye gasskraftverk er det dyreste klimatiltaket i figuren. Ettermontering av renseanlegg på eksisterende gasskraftanlegg – som har vært utredet på Kårstø og siden utsatt – er så kostbart at McKinsey ikke engang har tatt det med figuren.²

2. I figur 1 har en rekke tiltak såkalt negative tiltakskostnader (reduksjonskostnader). Dette er tiltak som er bedriftsøkonomisk lønnsomme. De viktigste av disse er knyttet til energieffektivisering i industri og isolering av næringsbygg, boligbygg og husholdninger, søppelgjenvinning og gjødselhåndtering.

FIGUR 1 Globale marginalkostnadskurver for ulike klimatiltak. Tiltakskostnader og -potensial, illustrert ved henholdsvis høyden og bredden på søylene. Kilde: McKinsey (2009).



Som case i klimaøkonomi beregner jeg rensekostnader for et eventuelt prosjekt for karbonfangst og -lagring (*carbon capture and storage, CCS*) på Kårstø. Tiltakskosten, det vil si kostnader per tonn unngått CO₂-utslipp, vil for et CCS-anlegg på Kårstø være kritisk avhengig av driftstiden på anlegget. Gasskraftanleggets forretningsidé er primært å være en svingkraftprodusent som tar toppene i markedet gjennom å produsere kraft når det er lønnsomt, og ellers stå stille (*switching option*).³

3. Se for eksempel avsnitt 4.3 i rapporten fra Terramar og Asplan Viak (2010) på oppdrag fra Finansdepartementet som evaluerer CCS-prosjektet på Kårstø. Deres beregninger er at anlegget mest sannsynlig vil være i drift om sommeren. De presiserer at det skal et meget gunstig forhold mellom kraftpris, gasspris og kvotepris til for å gi en driftstid over 4 000 timer per år. Per i dag har vi en slik

Verket vil følgelig ha begrenset driftstid per år, noe også erfaringene så langt har vist oss.

CCS-prosjektet så lenge ut til å følge alle klassiske overskridelsesoppskrifter:⁴

- Prosjektet baserer seg på ny teknologi.
- Oppdragsgiveren har hastverk.
- Det finnes få mulige leverandører.

situasjon. Det skyldes svak gasspris som følge av redusert etterspørsel under finanskrisen og økt produksjon av gasskifer i USA. De fleste analytikere mener imidlertid at gassprisen vil ta seg opp igjen. Dels som følge av bedrede konjunkturer og dels ved substitusjon – dagens prisforhold, der olje koster tre ganger så mye som gass per energienhet, anses ikke som bærekraftig.

4. Se Osmundsen (2007).

1. *Dagens Næringsliv*, 23. desember 2009, s. 8.

- d) Kontraktørene har svake økonomiske insentiver.
- e) Staten betaler.
- f) Prosjektet er stort.
- g) Beslutningen allerede tatt, utbygger har lite strategisk manøvreringsrom.
- h) Markedet for leverandørtjenester er opphetet, og kapasiteten er strukket.

Det er imidlertid noen utviklingstrekk som modifierer dette inntrykket. Ved å utsette beslutningen om CCS på Kårstø har myndighetene vist at de evner å stoppe opp, noe som også øker det strategiske manøvreringsrommet. Leverandørmarkedet viser også enkelte tegn til prisreduksjoner, selv om det er en betydelig treghet.

Disposisjonen av artikkelen er som følger. Del 2 gjør rede for caset og utfører enhetskostberegninger for CO₂ (tiltaks-kost). Nåverdianalyse gjennomgås i del 3. I del 4 presenteres en del tilleggsmomenter, del 5 behandler en dagsaktuell problemstilling – om man kan berge CCS på Kårstø gjennom integrasjon av gasskraftanlegget og prosessanlegget – og del 6 avrunder med diskusjon.

2. CASE - CCS PÅ KÅRSTØ

I St.meld. nr. 1 (2006–2007) vises det til at Regjeringen i Soria Moria-erklæringen varslet at arbeidet med å etablere et renseanlegg på Kårstø skulle starte snarest, og at staten ville bidra økonomisk til dette. Videre at «det etableres en transport- og lagringsløsning i tilknytning til fangstanlegget. Det presiseres at CO₂-håndtering ikke er lønnsomt med dagens rensekostnader, og at realiseringen av et renseanlegg på Kårstø derfor krever betydelig statlig bidrag.» Problemet med denne innfallsvinkelen er at myndighetene har valgt seg ut ett stort prosjekt for CO₂-rensing, uten at prosjektet er tilstrekkelig modnet slik at det kan evalueres skikkelig, og uten at prosjektet er målt opp mot alternative renseprosjekter. Man har med andre ord startet i feil ende. Man bør starte med renses mål og deretter kartlegge hvordan disse kan nås mest mulig kostnadseffektivt.

I revidert nasjonalbudsjett (2008–2009) skriver Regjeringen at den «går inn for å stanse anskaffelsesprosessen om tildeling av kontrakt for bygging av CO₂-fangstanlegget, til man har et klarere bilde av driftsmønsteret ved gasskraftverket eller av andre løsninger som vil gi større sikkerhet for en jevn kraftproduksjon og dermed CO₂-utslipp.»

Det er statselskapet Gassnova som skal eie og drive det planlagte anlegget for karbonfangst og -lagring ved gasskraftverket på Kårstø⁵ som Statoil og Statkraft eier gjennom Naturkraft. ESA har sagt ja til at staten skal kunne dekke 100 prosent av utgiftene til utbygging og drift av anlegget, og mener at støtten ikke rammes av EØS-avtalens forbud mot konkurransevridende statsstøtte.

I det følgende gis en kortfattet beskrivelsen av prosjektet, basert på Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) sin detaljerte rapport fra 2006. Deretter redegjør jeg for reviderte prosjektberegninger.

2.1 GASSKRAFTANLEGGET

Eksosen fra Naturkrafts gasskraftverk er prosessens CO₂-kilde. Gasskraftverket vil levere om lag 420 MW netto elektrisk effekt, og slippe ut opp mot 2 millioner Nm³/time eksos ved full last på anlegget. Anlegget er et såkalt kombisyklusanlegg, som benytter en gassturbin og utnytter eksosvarmen fra denne til også å produsere kraft i en dampturbin. Gasskraftverket er utstyrt med et effektivt renseanlegg for NO_x, som fjerner tilnærmet all NO_x (restutslipp forventes å bli om lag 5 ppm NH₃ og om lag 2 ppm NO_x). Utslippet av SO_x, uforbrente hydrokarboner og partikler vil også være svært lavt. Gassturbinen forbrenner naturgass med et stort luftoverskudd for å unngå for høye forbrenningstemperaturer og for å kjøle materialene innvendig i gassturbinen. Volumet av eksos fra kraftverket er derfor stort, og eksosrøret vil ha en diameter på om lag åtte meter. Hovedkomponentene i eksosen vil typisk være (i volumprosent): nitrogen 75 prosent, oksygen 12 prosent, vanddamp 8 prosent og CO₂ 4 prosent.

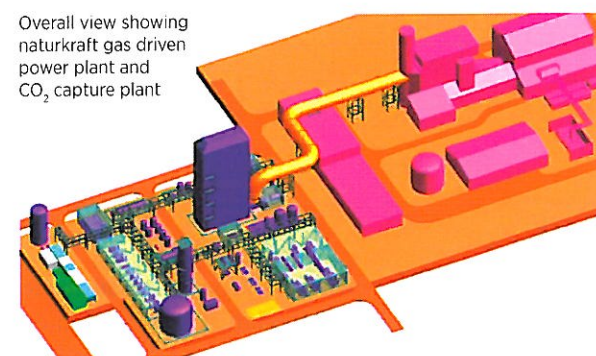
2.2 FANGSTANLEGG FOR CO₂

Fangst av CO₂ fra gasskraftverk vil skje i et kjemisk absorpsjonsanlegg (såkalt *post-combustion*). Anlegget vil være aminbasert. Hovedulempene ved bruk av aminanlegg er høye kostnader forbundet med energiforbruk i fangstanlegget. Aminanlegg medfører også noe utslipp av aminer og andre stoffer til luft.

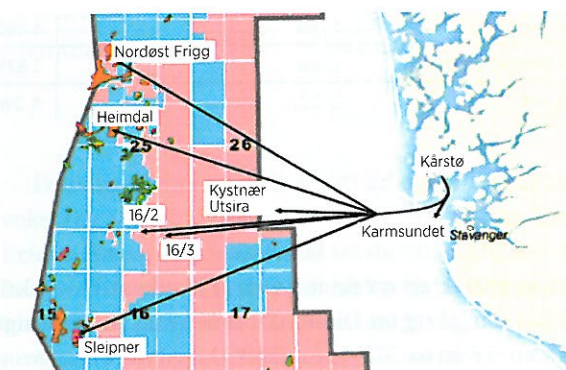
Ved full produksjon i gasskraftverket vil fangstanlegget typisk kunne fange om lag 131 tonn CO₂ per time. Dette tilsvarer omtrent 3 150 tonn/dag og omtrent

5. De overtok etter NVE.

FIGUR 2 Illustrasjon av fangstanlegg tilknyttet gasskraftverk. Gasskraftverket til høyre i figuren, fangstanlegg til venstre. Legg merke til størrelsen på fangstanlegget.



FIGUR 3 Alternative lagringskonsepter.



1,05 millioner tonn CO₂ per år ved en brukstid for fangstanlegget på 8 000 timer. Det innebærer at det vil slippes ut om lag 0,2 mill. tonn CO₂ per år fra gasskraftverket, i stedet for om lag 1,25 millioner tonn for tilfellet uten fangst av CO₂ ved 8 000 timer brukstid. NVE-rapporten opererer med en driftstid på anlegget på 8000 timer, det vil si full kapasitetsutnyttelse. Full oppetid er helt urealistisk for dette anlegget – som er ment å svinge opp og ned med kraft- og elprisen – og må følgelig justeres. Jeg setter oppetiden til 50 prosent.

Hovedprinsippene i utformingen av et aminbasert fangstanlegg vil ikke variere mye mellom ulike leverandører. Fangstanlegget tar utgangspunkt i gasskraftverkets eksos. Det benytter absorpsjonsvæske – amin eller en blanding av aminer løst i vann – som absorberer CO₂ i røykgassen. Elektrisk kraft og damp benyttes som energikilde for alt roterende utstyr (kompressor, pumper osv). Kraftforbruket for selve fangstanlegget er omfattende. Komprimering og pumping av produsert CO₂ krever også mye energi. Det totale kraftforbruket i fangstanlegget vil være på 27 til 30 MW. Virkningsgraden i kraftanlegget går med andre ord betydelig ned.

2.3 TRANSPORT OG LAGRING

NVE har i arbeidet med å identifisere løsningen for transport og lagring av CO₂ lagt vekt på å undersøke de alternative mulighetene som kan foreligge, uten å gjøre endelig konseptvalg. Figur 3 presenterer flere alternative konsepter.

Optimal lagringssikkerhet oppnår en når lagring av CO₂ skjer i forlatte olje- eller gassfelt, som har demonstrert evnen til å holde på naturgass i millioner av år.

2.4 KOSTNADESTIMERING

For å gjøre en bedriftsøkonomisk beregning av CCS-prosjektet på Kårstø må vi først foreta en kostnadsestimering etter bedriftsøkonomisk standard. Offentlige utredninger har hatt lavere kostnadsanslag for CO₂-fangst enn Statoils kostnadsestimering av karbonfangst på gasskraftanlegget på Mongstad. Avviket kan delvis skyldes at de offentlige kalkylene ikke legger til grunn samme metodeapparat som benyttes i industrien. Selv med dette metodeapparatet skjer det rutinemessige overskridelser, spesielt når det gjelder landanlegg. Kårstø, Mongstad og Snøhvit er her kjente stikkord. Det er også verd å merke seg at testanlegget for CCS som er under oppføring på Mongstad, allerede er syv ganger dyrere enn opprinnelig anslått.⁶ Ombygginger av eksisterende anlegg er noen av prosjektene der underestimeringen av kostnader har vært størst. CCS-prosjektet vil innebære ombygging både av gasskraftanlegg og innretningen offshore der injeksjon skal skje. Det er teknisk krevende, involverer mange parter, og man får nedetidsproblematikk. Størrelsen på prosjektet spiller også inn. Ny teknologi og styringsutfordringer for

6. Dagens Næringsliv, 23. desember 2009, s. 8.

TABELL 2.1 Oppsummerte investeringskostnader og årlige driftskostnader (Millioner NOK).

	INVESTERINGSKOSTNADER		DRIFTSKOSTNADER	
	Sleipner	Kystnær	Sleipner	Kystnær
Fangst	3 460	3 460	344	344
Transport og lagring	1 560	1 825	25	28
SUM	5 020	5 285	369	372

megaprojekter av denne typen er årsaker til overskridelser som går igjen. Disse faktorene synes å være tungt til stede i Kårstø CCS-prosjektet. Det vil være mange og komplekse grensesnitt, blant annet ombygging av eksisterende innretninger og mange involverte parter. Det vil være et nybrottsarbeid å fange CO₂ i dette omfanget, og det er en rekke tekniske utfordringer, eksempelvis problemer med korrosjon og vanninntrengning ved transport og injeksjon av CO₂. Videre er de politiske føringene skiftende.

I tabell 2.1 er investeringskostnadene og driftskostnader, avhengig av om det skal deponeres i Sleipner-formasjonen eller mer kystnære områder, for fangstprosjektet oppsummert (fra NVE-rapporten fra 2006). Totale investeringer og driftskostnader er oppsummert i tabell 2.1.

Har man tatt tilstrekkelig hensyn til asymmetrisk kostnadsfordeling? Når kostnadsfordelingen er asymmetrisk (overskridelser mer sannsynlig enn innsparinger – lang høyrehale i fordelingen), og dette ikke tilstrekkelig hensyntas i kostnadsestimeringen, får man ikke forventningsrette anslag. Dette er en spesielt aktuell problemstilling for umodne nybrottsprosjekter av typen CCS på Kårstø. Dette er behandlet i Emhjellen mfl. (2002, 2003). I praksis er det mer sannsynlig med overskridelser enn innsparinger. Innsparinger på 5 prosent regnes som bra, mens prosjekter som kommer dårlig ut, kan ha overskridelser på mer enn 100 prosent. Én årsak til denne asymmetrien er seleksjonseffekter – det er bare de mest optimistiske prosjektene som når gjennom i selskapenes prosjektrangering, og bare de mest optimistiske budgiverne som tildeles leverandørkontrakter.⁷

7. McMillan (2002).

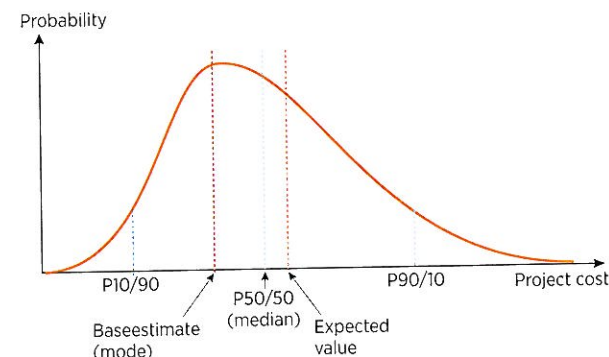
Figur 4 illustrerer en asymmetrisk kostnadsfordeling. I en slik fordeling er modalverdien, medianen og forventningsverdien ulike, og i økende størrelse.⁸ Emhjellen mfl. analyserer et utvalg utbyggingsprosjekter på norsk sokkel som hadde en gjennomsnittlig overskridelse på 30 prosent.⁹ De finner at 10 prosent skyldes underestimering av kostnadene ved å ikke i tilstrekkelig grad ta hensyn til skjevhet i kostnadsfordelingen. Følgelig velger jeg å justere CAPEX i Kårstø-prosjektet nedenfor med denne størrelsesorden. Det er en forsiktig justering for CCS – gitt den lange høyrehalen i kostnadsfordelingen på umodne prosjekter. CCS er langt mer umodent enn petroleumsprosjektene som lå til grunn for analysen av asymmetriske kostnadsfordelinger. Høyrehalen innbefatter blant annet situasjoner der man har problemer med å fange CO₂. Prosjektet skal gjennomføre dette i en ti ganger så stor skala som det er gjennomført tidligere. FoU-prosjekter av denne type har ikke suksesssannsynligheter på 100 prosent, slik NVE (2006) implisitt forutsetter. Vi opererer heller ikke med lavere suksesssannsynlighet, men åpner derimot for at problemer i gjennomføringen kan medføre betydelige kostnader.

Det finnes internasjonale studier av megaprojekter – definert som prosjekter med en kostnad høyere enn en milliard USD – som fangstprosjektet på Kårstø definitivt må karakteriseres som. I flere næringer rapporteres det at megaprojekter i snitt har hatt overskri-

8. Wonnacott og Wonnacott (1990).

9. Overskridelser er mer regelen enn unntaket på norsk sokkel. Det er også verd å få med seg at de største overskridelsene nettopp er knyttet til landanlegg. Vi kjenner alle begrepet *mong*. LNG-anlegget til Snøhvit er et ferskt eksempel. Kårstø har hatt flere prosjekter med svært store overskridelser. Se NOU 1999:11 og Osmundsen (1999a, 1999b).

FIGUR 4 Asymmetrisk kostnadsfordeling.



deler på 40 prosent.¹⁰ Spesielle utfordringer knyttet til megaprojekter er at det store omfanget skaper helt egne koordineringsproblemer som er vanskelig å håndtere. Store prosjekter har normalt også større inngrep mot myndighetene, noe som prosjektmessig ofte er en kompliserende faktor. Prosjektene kan også skape kostnadspress ved at de er store i forhold til lokale faktormarkeder.

En annen problemstilling er om kostnadsestimatet i tilstrekkelig grad har tatt med støttesystemer og tidligfase av prosjektet. Deler av dette er i praksis ofte utenfor *scope* i tidligfase. Støttefunksjoner – herunder kompressorer og kjølesystemer – er eksempelvis ofte underestimert. For å justere for dette legger vi på CAPEX med 10 prosent.

NVE opererer med en avsetning til uforutsette utgifter (*contingency*) på 18 prosent. Mange faktorer taler for en høyere avsetning: 1) Dette er et megaprojekt med betydelige styringsutfordringer, 2) anlegget skal oppskalere eksisterende fangstanlegg til ti ganger eksisterende størrelse og er et teknologisk nybrottsarbeid, 3) prosjektet har et krevende grensesnitt mot politiske myndigheter som gir vekslende signaler, og 4) tidligfaseavsetninger til *contingency* (avsetning til uforutsette utgifter) er normalt høyere og avtar etter hvert som prosjekter modnes. Vi justerer *contingency* til 40 prosent, som er vanlig overskridelse for denne typen megaprojekt.

10. Det er en egen litteratur knyttet til megaprojekter med tett samspill mellom private og myndigheter, se for eksempel Flyvberg mfl. (2003). Gjennomgående tema her er styringsproblemer og overskridelser.

TABELL 2.2 Revidert kostnadsestimat for Kårstø CO₂-fjerning i millioner 2010 NOK.

Investeringer i renseanlegg	6 000
Investeringer i transport og lagring	3 000
TOTALT	9 000

Petroleumsbransjen har hatt en enorm kostnadsvekst i de senere år, på grunn av kapasitetspress. Cambridge Energy Research Associates (CERA) har en kostnadsindeks for petroleumsfelt på land. Denne har økt med 40 prosent fra 2006 til 2008. Vi gjør følgelig en oppjustering av CAPEX med 40 prosent.

Vi oppjusterer CAPEX med 80 prosent i forhold til NVE (2006); fordelt på kostnadsøkning i bransjen siden 2006 på 40 prosent, en økning i *contingency* på rundt 20 prosent, 10 prosent justering for å få korrekt forventningsestimat, og 10 prosent for støttesystemer. Jeg avrunder og bruker følgende investeringer i mine prosjektanalyser:

Mitt Capex-estimat er nær estimatet i Gassnova and Gassco (2010) på 10,4 milliarder. Prosjektet forutsettes å fjerne omtrent 1 million tonn CO₂ hvert år (NVE 1,05 millioner tonn). Jeg antar at fjerningen bare vil være 50 prosent av dette, ettersom gasskraftverket antas bare å være i drift halvparten av tiden. Estimert driftskostnad i NVE-rapporten var totalt 372 millioner kroner (inkludert et forutsatt 15,7 prosent effekttap for gasskraftverket). Jeg avrunder dette oppover til 450 millioner 2010 kroner per år (igjen basert på umodenhet og usikkerhet i anslag samt en viss oppjustering av effekttapet, som er lavere i NVE-analysen enn i andre anslag). Driftskostnadene nedjusteres deretter lineært ut fra forventet driftstid. I NVE-rapporten antas anlegget å ha en levetid på 25 år. Jeg forutsetter et avkastningskrav på 6 prosent reelt.

Når man ser hvilke prosjekter som går med størst overskridelser, er dette gjerne prosjekter med umoden teknologi, der det er et press i retning av tidlig oppstart, der prosjektet gjerne anses å ha en strategisk verdi, og der lønnsomheten i utgangspunktet er marginal. I slike situasjoner presser man ofte ned kostnadsestimatene. Jeg er redd disse punktene er dekkende for Kårstø CCS. Andre prosjekter der man har god økonomi, tillater man seg ofte mer å gå på i kostnadsanslagene.

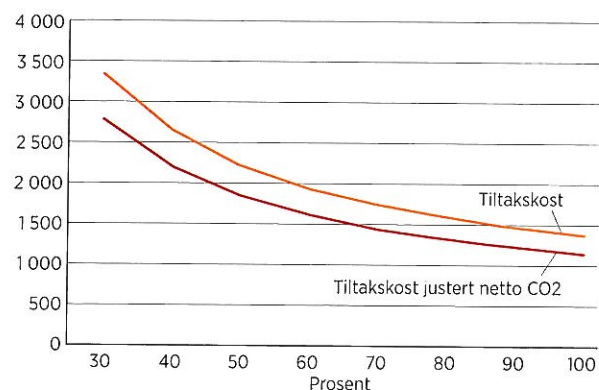
Har jeg i mine kostnadsjusteringer foretatt dobbelttelling? Mitt utgangspunkt er at jeg vil forsøke å justere kostnadsestimeringen slik at den samstemmer med kostnadsanslagene til en privat bedrift. Jeg har først forsøkt å beregne et forventningsrett kostnadsestimat på estimeringstidspunktet, og deretter har jeg oppjustert med kostnadsøkningen i bransjen. I beregning av forventningsrette kostnadsestimat har jeg tatt med elementer som faller utenfor opprinnelig scope, jeg har justert for det faktum at denne typen prosjekter i praksis har en asymmetrisk kostnadsfordeling, og jeg har oppjustert avsetningen til uforutsette kostnader. Prinsipielt er dette separate justeringer, men overlapping kan ikke utelukkes, eksempelvis mellom de to siste justeringene. Konklusjonen om at prosjektet er svært ulønnsomt, er imidlertid svært robust. Med min anslåtte CAPEX på ni milliarder har prosjektet en negativ nåverdi på ti milliarder. Prosjektøkonomien er med andre ord også svært dårlig med langt lavere justering av CAPEX, ja faktisk også med ingen oppjustering.

Oljeindustrien kritiseres tidvis for å være for konservative i sine investeringsanalyser, herunder å sette av for mye til uforutsette utgifter og å være for konservative i estimater av inntektene. Empirien tilsier imidlertid at prosjektene allikevel i snitt går med overskridelser. Et spørsmål man imidlertid kan stille seg, er om selskapene har en tilstrekkelig *varierte* praksis, tilpasset det enkelte prosjekt, eller om man i stor grad benytter samme metoden for vurdering av store, umodne prosjekter som CCS, og avgrensede og modne prosjekter som tilleggsubbygginger av eksisterende felt. Det er en del observasjoner som indikerer at man benytter for små risikopåslag for umodne prosjekter og for store påslag for små og modne prosjekter. For sistnevnte prosjekter er det også viktig at man utvikler enklere og raskere evalueringsprosedyrer.

2.5 TILTAKSKOST

Jeg gjør ytterligere en justering når det gjelder tiltakskost. Tiltakskostnader beregnes som årlige kostnadsannuiteter basert på anleggenes økonomiske levetid, dividert på årlig kvantum *unngått* CO₂.¹¹ Enkelte rapporter opererer i stedet med volum *fanget* CO₂. Dette

FIGUR 5 Tiltakskost for karbonfangst Kårstø, ulik prosentvis driftstid.



gir ikke mening – man må justere for utslipp av CO₂ i fangstprosessen. Som vist i figuren er det en betydelig forskjell på de to målene.

Som vi ser av figur 5, vil tiltakskost øke betydelig ved redusert driftstid. Man må dimensjonere fangst-, transport- og lagersystemer ut fra maksimal kapasitet, slik at all CO₂ kan fanges når anlegget er i drift. Dette gir svært store investeringer i forhold til gjennomsnittlig driftstid, med svært høye rensekostnader som resultat; 2 000 NOK/tonn ved 50 prosent driftstid. Selv med full driftstid er CCS på Kårstø veldig langt unna å være et kostnadseffektivt klimatiltak (1 150 NOK/tonn i min beregning).

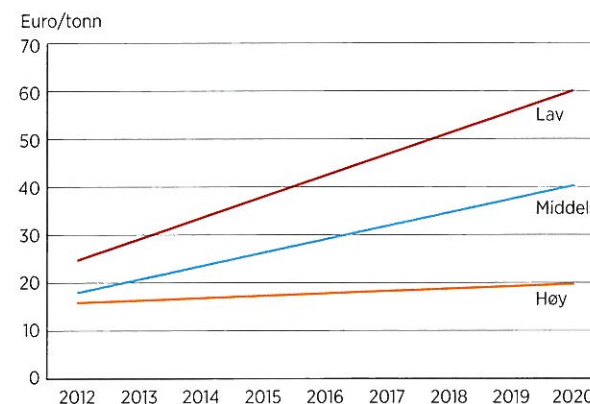
3. VERDSETTING VED NÅVERDIMETODEN

Jeg legger til grunn en basisforutsetning om 50 prosent kapasitetsutnyttelse på verket (av totalt 8 000 timer). Verdien av CO₂-fjerningsprosjekter er nært knyttet opp til forutsetningen om verdien av fremtidig CO₂-fjerning. Med et kvotemarked for CO₂ i Europa er noe av grunnlaget lagt for å få en markedspris for CO₂-fjerning. Den bedriftsøkonomiske lønnsomheten til CO₂-fjerningsprosjekter er imidlertid svært negativ ved de fleste scenariene for fremtidig kvotepris, om man ikke får andre vesentlige tilskudd. Under vises Klimakur sine tre scenarier.

Det er stor sprik i prisscenarioene for CO₂-fjerning, da den korte historikken og den politiske usikkerheten (som gir mange strukturelle skift) vanskeliggjør prediksjoner på dette området. I figur 7 vises kontantstrømmer til prosjektet ved de tre kvoteprisscenarioene, og der jeg har forutsatt 5 prosent reell vekstrate i pris

11. For en generell oversikt over bedriftsøkonomiske prinsipper for klimaprojekter, herunder korrekt beregning av tiltakskost, se Osmundsen og Emhjellen (2010).

FIGUR 6 Klimakur: Scenarier for kvotepris. Kilde: www.klimakur.no



fra 2021 og ut prosjektets levetid. Den ekstremt høye investeringen i forhold til inntekt gjør at prosjektets nåverdi for alle scenarier er svært negativt. Også andre prosjekter i energisektoren har store investeringer i oppstarten. Det som skiller CCS fra andre prosjekter, er at kontantstrømmen også er negativ i driftsfasen, det vil si at man snakker om utgifter til utgifters ervervelse. Selv om man ser vekk fra den enorme investeringsutgiften, vil prosjektet ha en negativ nåverdi. En av årsakene til dette er at den betydelige mengden strøm og gass som går med til å drive fangstprosessen, har betydelig høyere verdi enn kvoteverdien av fanget CO₂.

Nåverdien med mine forutsetninger for Kårstø-prosjektet er på minus 10,3 milliarder (med middels kvoteprisscenario i figur 6, og 5 prosent reell vekst etter 2020).¹² Jeg understreker at dette er et grovt anslag – usikkerheten er svært stor både hva angår inntekts- og kostnadsparametre.

Nåverdien er henholdsvis –12,2 milliarder ved lavprisscenarioet og –8 milliarder ved høyprisscenarioet. Med en CAPEX på ni milliarder er disse nåverdiene kanskje ikke overraskende, ettersom CAPEX er totalt dominerende kontantstrømmessig i forhold til driften, og driften i tillegg ikke gir positivt bidrag før langt ut i tid (selv med det høyeste prisscenarioet etter 2020). Merk at ved lavprisscenarioet er hele kontantstrømmen

12. Dersom selskapet har annen skattepliktig inntekt i Norge, vil de årlige tapene bli noe redusert gjennom skattekonsolidering, og nåverdien blir ikke fullt så negativ.

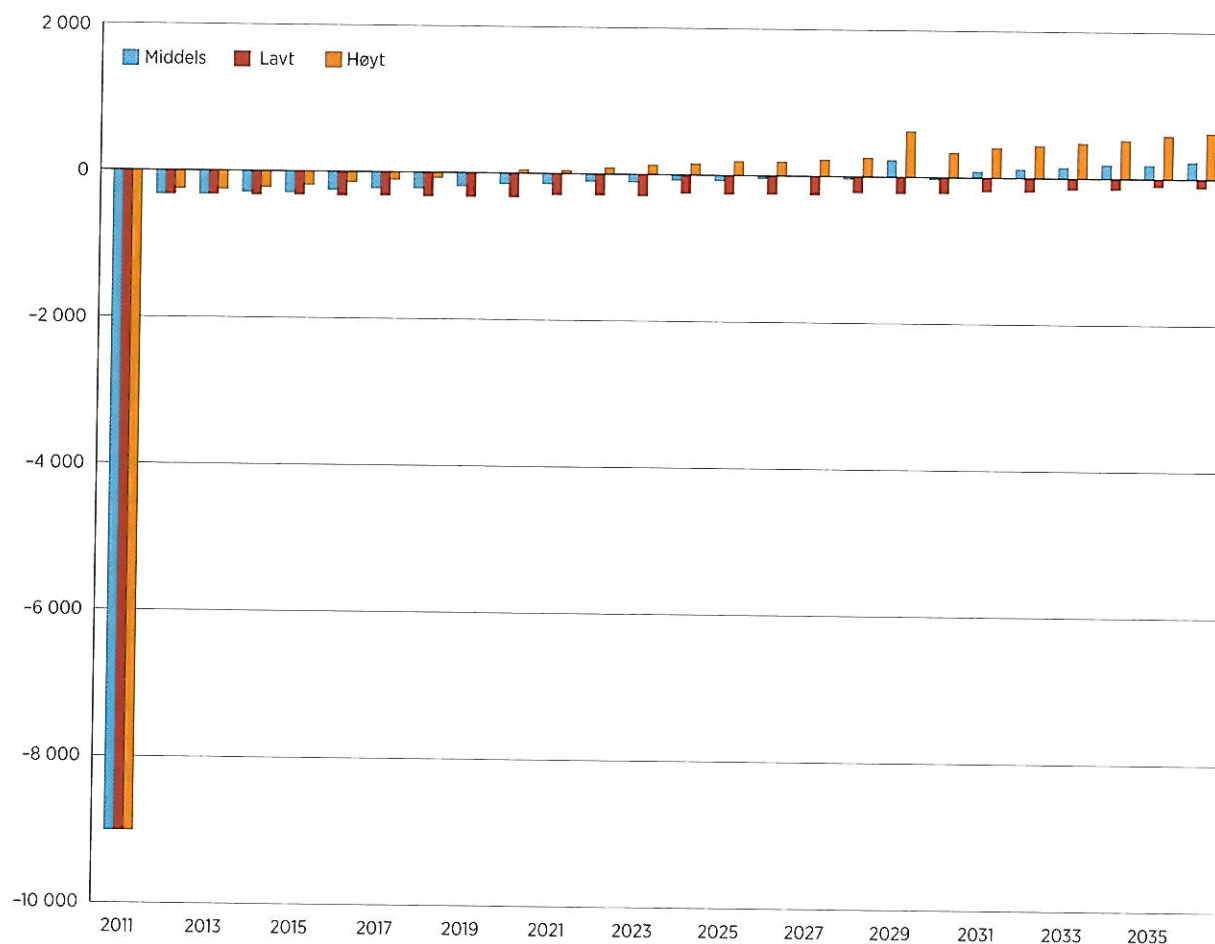
negativ. For scenariet med middels pris blir kontantstrømmen positiv først i 2029.

Ettersom jeg har ført internasjonale kvotepriser som inntekter i kalkylen, vil de ti milliardene også være et estimat på ekstrakostnaden for Norge med å redusere CO₂-utslipp gjennom akkurat dette kostnadskrevende tiltaket i stedet for å kjøpe kvoter. Nåverdien tilsvarer en annuitet på i overkant av 800 millioner, som vil være et estimat på de årlige subsidiene som kreves for å gjennomføre CCS-prosjektet på Kårstø. Det kan være interessant å beregne hvor stor subsidien må være per kWh som verket genererer. Effekten på verket er 420 MW, eller 354 MW når jeg har justert for effekttap som følge av CCS. Det gir en kraftproduksjon på 1,4TWh, om vi legger til grunn 50 prosent kapasitetsutnyttelse. For å få realisert utbyggingen, som har en negativ nåverdi på i overkant av ti milliarder, er det derfor nødvendig med en anleggssubsidie (engangsbetaling) på syv kroner per kWh årlig forventet produksjon. Alternativt kan støtten gis med omtrent 60 øre per kWh fordelt over hele verkets levetid.

Det er ellers uklart om estimatet som Klimakur benytter for fremtidige CO₂-priser, fullt ut har fått med seg de siste utviklingstrekkene på området. En årlig økning i kvoteprisen på 10 prosent kan i dag synes optimistisk. Manglende evne til å inngå ny klimaavtale i København, en kald vinter, en politisk svekket Obama, og faglig kritikk mot Klimapanelet, er ikke forhold som trekker i retning av økende CO₂-priser. Finanskrisen har også gitt fallende CO₂-priser (og utslipp), ettersom økonomisk nedgang har svekket evne og vilje til å gjennomføre kutt. En jevn vekstbane for CO₂-priser synes derfor ikke sannsynlig. En bedrift som vurderer å investere i et klimaprojekt som innebærer irreversible investeringer, vil sannsynligvis legge til grunn relativt konservative anslag for kvoteprisutviklingen. Det er følgelig ikke usannsynlig at den nedre banen til Klimakur er den mest sannsynlige for en slik bedrift.

Jeg har i nåverdiberegningen gjort konservative anslag for driftskostnadene. I likhet med NVE (2006) holdes disse fast i reelle priser. Dette står i sterk kontrast til inntektssiden, som altså øker med 10 prosent per år. Driftsutgiftene består i stor grad av elektrisitet, gass og lønninger. Det er grunn til å anta en realprisvekst for disse. Sterk økning i kvotepriser for CO₂ og konstante el- og gasspriser synes heller ikke uten

FIGUR 7 Kontantstrømmer før skatt.



videre å være innbyrdes konsistent. Det er ikke trolig at en bedrift ville valgt disse forutsetningene, og det er mer sannsynlig at den bedriftsøkonomiske nåverdien ville vært estimert lavere enn høyere enn det jeg har beregnet.

Jeg har undersøkt hvordan nåverdien varierer med endringer i avkastningskravet. På grunn av at kontantstrømmen totalt domineres av CAPEX, og prosjektet i driftsfasen bare genererer en liten kontantstrøm – se figur 7 – endrer nåverdien seg svært lite som følge av endret avkastningskrav. Et litt uvanlig resultat er at nåverdien faktisk *øker* (blir mindre negativ) når avkastningskravet øker. Dette skyldes at netto kontantstrøm i driftsfasen er negativ. Av samme grunn øker nåverdien når driftstiden faller. Tiltakskost øker derimot med økt

avkastningskrav, men det er først og fremst driftstid som avgjør nivået.¹³

Hvor høye kvotepriser må vi ha over tid for at prosjektet skal bli lønnsomt? Dersom vi legger til grunn en prisutvikling på linje med det høyeste anslaget i kurven over – 26 euro per tonn i 2012 – og forutsetter at prisene stiger med 14,5 prosent i året til 670 euro per tonn i 2036, vil mitt eksempelprosjekt gi marginalt positiv nåverdi med et 6 prosent reelt avkastningskrav. Kvoteprisen i 2036 må altså være lik NOK 5700 per tonn for at prosjektet skal lønne seg. Dette er svært lite sannsynlig og betydelig høyere enn Klimakurs høyeste anslag. Det

13. Jeg har forutsatt 50 prosent lavere driftskostnader ved 50 prosent driftstid. Det er antagelig et optimistisk anslag.

urealistiske kvoteprisscenariet vil være utenfor figur 6 med kvotepris på 77 euro i 2020, og allerede i 2025 vil prisen måtte være 151 euro/tonn.

Selv med kvotepriser på dette nivået er det imidlertid ikke gitt at prosjektet ville blitt realisert. Dette fordi en da glemmer at disse prosjektene kan igangsettes på senere tidspunkt når en har fått mer informasjon. I utgangspunktet har det liten verdi å analysere opsjonsverdien av å vente når prosjektet ved en deterministisk nåverdianalyse er svært ulønnsomt (igangsettes ikke uansett). Det kan imidlertid være relevant å vise generelt for klimaprojekter at selv ved forventet positiv nåverdi vil prosjektet ikke igangsettes at selv ved forventet positiv nåverdi vil prosjektet ikke igangsettes når fremtidig verdi av CO₂-fjerning er svært usikker. Ved å utsette beslutningen om CCS på Kårstø vil man blant annet få tilgang til ny og forbedret teknologi, man vil få avklart om det lar seg gjøre å etablere samordning av transport og lagring, og man vil få mer kunnskap om utvikling i energipriser og kvotepriser. For ettermontering på et eksisterende kraftverk må man på den annen side ta hensyn til at verket har begrenset levetid.¹⁴

4. TILLEGGSMOMENTER

En sentral utfordring for CO₂-fangst på Kårstø er lav regularitet på gasskraftanlegget. Men man må dimensjonere fangst-, transport- og lagersystemer ut fra maksimal kapasitet, slik at all CO₂ kan fanges når anlegget er i drift. Dette gir svært store investeringer i forhold til gjennomsnittlig driftstid, med svært høye rensekostnader som resultat (2000 NOK/tonn). Selv med full driftstid er CCS på Kårstø veldig langt unna å være et kostnadseffektivt klimatiltak (1150 NOK/tonn i min beregning).

Jeg har her forsøkt å lage et forventningsrett anslag på kostnadene. Denne typen nybrottsprosjekter er vanskelig å estimere, og det er mange eksempler på at det blir store overskridelser. Det er verd å merke seg at testanlegget for CCS som er under oppføring på Mongstad, allerede er syv ganger dyrere enn opprinnelig anslått.¹⁵

Figur 7 viser prosjektets kontantstrøm over tid. Som andre prosjekter i energisektoren har også CCS-prosjektet store investeringer i oppstarten. Det som skiller CCS fra andre prosjekter, er at kontantstrømmen også

er negativ i driftsfasen, det vil si at man snakker om utgifter til utgifters ervervelse. En av årsakene til dette er at den betydelige mengden strøm og gass som går med til å drive fangstprosessen, har betydelig høyere verdi enn kvoteverdien av fanget CO₂.

Vi ser at dette CCS-anlegget (man utreder flere anlegg for karbonfangst i Norge) alene har en uttelling over statsbudsjettet på ni milliarder i oppstartårene. Til sammenligning utgjorde de samlede utgiftene til jernbaneforvaltning – investeringer og drift – 8,8 milliarder kroner i 2009.

Selv om bedriftsøkonomiske kostnader er relevante også for offentlige beslutninger, er det samfunnsøkonomiske kostnader som skal legges til grunn for offentlige prosjektbeslutninger. Disse vil i det alt vesentlige sammenfalle med de bedriftsøkonomiske kostnadene jeg har beregnet. Det er imidlertid flere unntak fra dette, hvorav den som er enklest å påvise er det forhold at samfunnsøkonomisk diskonteringsrente er lavere enn den bedriftsøkonomiske. Klimakur benytter 5 prosent diskonteringsrente på denne typen prosjekter. Dette tilsier marginalt lavere tiltakskost enn jeg har beregnet. I en samfunnsøkonomisk analyse tar man derimot med kostnadene ved skattefinansiering (økt vridningstap i økonomien), og gjeldende rate er en finansieringskostnad på 20 prosent. Gitt den svært høye andelen av offentlig finansiering for å få realisert CCS-prosjektet, vil de samfunnsøkonomiske kostnadene for CCS samlet sett derfor ligge noe høyere enn de kostnadene jeg har beregnet.

Et sentralt element i samfunnsøkonomiske analyser av CCS, som ikke er diskutert, er teknologiutvikling. For så umodne teknologier er utprøving i stor skala ventet å gi nyttige læringseffekter. Jeg tror ikke enkeltbedrifter vil legge stor vekt på dette i sine lønnsomhetsberegninger. Gevinsten ligger for langt frem og er for usikker, og det er usikkert om gevinsten vil tilfalle akkurat denne bedriften. Det kan også i samfunnsøkonomisk forstand diskuteres i hvilken grad denne typen gevinster vil tilfalle Norge, og man kan diskutere om teknologiutvikling kanskje best kan oppnås på andre måter. Lærekurver er uansett en sentral del av diskusjonen rundt CCS. For dette konkrete prosjektet synes imidlertid læring bedre ivarett av det nye testsenteret på Mongstad. Man bør høste erfaring her før man bygger fullskalaanlegg basert på moden teknologi. Man må også være forsiktig med å bygge inn lærekurver kun i favorittprosjektene, det er også mange andre klimatil-

14. I tilfeller med CO₂-fjerning på nye kraftverk er denne type tidskritikalitet ikke relevant.

15. *Dagens Næringsliv*, 23. desember 2009, s. 8.

tak som har potensial for lærekurver, og man må her foreta en konsistent sammenligning. Når man ser de mest optimistiske lærekurvene for CCS, kan det også være på sin plass å minne om at rundt en tredel av investeringskostnadene består av transport og lagring av CO₂. Dette er modne teknologier der potensialet for kostnadsbesparelser er begrenset.

For å finne den reelle effekten av et klimatiltak må man se tiltaket over hele dets livssyklus. CCS skiller seg her negativt ut ved at renseanlegget er av et enormt stort omfang. Dette er ikke allment kjent. Når man tenker på rensertiltak, ser mange for seg katalysatorer som er montert i biler. Dette karbonrenseanlegget er imidlertid nesten like stort som kraftverket og opptar en tomt på 20 mål. Bilparallellen blir da at rensinnretningen monteres på en stor tralle som henges på hver bil, som er nesten like tung som bilen, og som medfører en betydelig økning i bensinforbruket. I tillegg kommer transport og lagring av CO₂. Til CCS medgår mye stål i anleggsfasen, noe som medfører økte utslipp som man må korrigere for når man skal beregne nettoeffekten. Ifølge Hanson mfl. (2009) reduserer et kullkraftverk med CCS klimautslippene med 65–80 prosent, og ikke med 90 prosent, slik det ofte antas. Den reelle tiltakskostnaden er derfor betydelig høyere for akkurat dette tiltaket.

I tillegg til store teknologiske og økonomiske utfordringer er Kårstø CCS-prosjektet også beheftet med en del uklare forhold knyttet til helse, miljø og sikkerhet. Det er blitt stilt spørsmål ved helseisriko knyttet til håndtering av aminer, og det er også reist tvil om sikkerheten i forbindelse med lagring og reservoarovervåking. Hver for seg er dette potensielle prosjektstoppere og er følgelig tilleggs momenter som må tas med i en bedriftsøkonomisk kalkyle. Potensielle lokale miljøutslipp er også svært relevant for bedriftenes vurdering av om dette er et tiltak staten vil satse på i et lengre tidsperspektiv. Ensidig fokusering på CO₂-utslipp og ignorering av lokale utslipp har vist seg i ettertid å skape problemer med opprettholde politisk oppslutning rundt vindmøller på land og overgang fra bensin- til dieslbiler.

5. INTEGRASJON AV GASSKRAFTANLEGGET OG PROSESSANLEGGET?

Regjeringen har satt ut utredninger som skal vurdere eventuell integrasjon mellom gasskraftverket og prosessanlegget på Kårstø. Tanken er at en inte-

grasjonsløsning kan bidra til bedret økonomi for CO₂-håndteringsprosjektet gjennom skalafordeler og gjennom utnyttelse av energien fra kjølevannet fra gasskraftverket. Etter det jeg forstår, ble en slik integrasjon evaluert da gasskraftverket ble bygget, og ble ikke funnet regningsssvarende. Det vil være dyrere å gjøre i dag når utstyr må ettermonteres.

Denne utredningen reiser enkelte prinsipielle spørsmål. Staten utreder nå en teknisk og kommersiell integrasjon mellom to uavhengige kommersielle parter uten at det ligger kommersielle drivkrefter bak integrasjonsløsningen. Det representerer statlig aktivitet litt utenom det vanlige. Man må her trå varsomt slik at man ikke undergraver troverdigheten i rammeverket, som gode klimaløsninger er avhengig av. Skal staten diktere hvem som skal handle med hvem, og til hvilken pris? Antagelig har de ikke mulighet til det, selv om de måtte ønske det, ettersom både gasskraftanlegget og prosessanlegget har sikret seg de nødvendige tillatelser. Skal da staten få partene til enighet gjennom subsidier? Staten vil her ha en svak forhandlingsposisjon, og det vil bli dyrt.

Det er litt uklart om det er riktig rent beslutningsanalytisk å se de to prosjektene under ett. Gitt at vi fremover forventes å ha rikelig tilgang på fornybar kraft, og det er et velfungerende elmarked, kan eventuell elektrifisering av prosessanlegget analyseres uavhengig av gasskraftanlegget.¹⁶ Full drift på gasskraftanlegget – som vil være nødvendig for å sikre stabil forsyning av damp til prosessanlegget – vil måtte innebære at gasskraftanlegget er i drift når det egentlig ikke er lønnsomt (ugunstig forhold mellom el- og gasspris). Kan økt energieffektivitet på kraftverket som følge av integrasjonen rettferdiggjøre dette? Eller skal man øke utslippene av CO₂ utover det som er bedriftsøkonomisk lønnsomt, for å forsøke å rettferdiggjøre et fangstanlegg? Er karbonfangst et mål i seg selv? Igjen får jeg følelsen av at man starter i feil ende, at man forsøker å rettferdiggjøre politisk utvalgte prosjekter fremfor å kartlegge de mest kostnadseffektive prosjektene.

Utgangspunktet er at de gassdrevne kompressorene og kjelene på eksisterende prosessanlegg samlet har veldig høy effektgrad på grunn av utnyttelsen av varmen (såkalt *combined heat and power*, CHP). Med en

16. En analog anvendelse av Fishers separasjonsteorem.

svært høy effektgrad er dette et moderne anlegg i verdensklasse, og det vekker betydelig oppmerksomhet og bestyrkelse i utlandet at Norge vurderer å stenge ned et energianlegg som de betrakter som en referansecase i klimasammenheng. Å skrape dette velfungerende kraftanlegget kan derfor med stor sikkerhet medføre internasjonal oppmerksomhet, men kanskje ikke av en slik art man ønsker.

For at gasskraftanlegget eventuelt skal kunne ta over energiforsyningen, må det omstilles fra svingproduksjon (*spark spread*) til grunnlastproduksjon (*base load*). Endringene på prosessanlegget vil i hovedsak bestå i at eldre kjeler blir skiftet ut med nye kjeler som blir knyttet til fangstanlegget. Det vil normalt gi betydelige modifikasjonskostnader. I motsatt retning trekker det at det vil bli lavere vedlikeholds- og oppgraderingskostnader. Ombygginger av eksisterende anlegg har representert noen av de største overskridelsene i norsk oljehistorie. Ikke minst gjelder dette på Kårstø-anlegget, der en oljesjef og en minister måtte gå av på grunn av manglende prosjektkontroll. Anlegget er bygget om flere ganger og er kompakt og komplekst, i tillegg til at man har lite plass på området. Ombyggingen rapporteres å kunne frigjøre plass på enkelte deler av anlegget, men lite plass vil allikevel være en utfordring under selve modifikasjonen. Nedetidsproblematikken vil her være høyst reell – noe planlagt i anleggsfasen av eventuell elektrifisering av kompressorene, og i tillegg ikke-planlagt nedetid som følge av eventuell ombygging. Modifikasjonsarbeidet vil bli forsøkt gjennomført i planlagte vedlikeholdsstanser, men det er ingen garanti for at det vil være tilstrekkelig. Etter det jeg får opplyst, skiper Kårstø ut petroleum for rundt 200 millioner NOK per dag (nokså likt fordelt mellom gass og væskeproduksjon), så en tre måneders stans vil beløpe seg til rundt 18 milliarder NOK.¹⁷ I tillegg vil en langsiktig stans få konsekvenser oppstrøms – gitt Kårstø's sentrale knu-

17. Beregningen er basert på fjorårets gasspris. Med dagens pris blir beløpet lavere. Derimot trekker økt eksportvolum noe opp – det settes stadig nye rekorder i gassleveranser, og fra Kårstø går det nå 85 MSm³ gass. Strengt tatt blir produksjonen bare utsatt, men ettersom anlegget har full kapasitetsutnyttelse, er det ikke noen mulighet for å ta igjen den tapte produksjonen. Den blir følgelig utsatt i lang tid, som med diskontering gir en lav restverdi. Dette er analogt til at oljeselskapene behandler utsatt produksjon fra felt som tapt produksjon. Denne tilnærmingen diskuteres i Osmundsen mfl. (2010).

tepunktfunksjon – med uoverskuelige konsekvenser. Assosiert oljeproduksjon fra feltene som leverer til Kårstø gjennom Åsgard-transport, er vesentlig siden stopp i gassseksporten også stopper oljeproduksjonen. Nettopp derfor er det stilt strenge krav om tilpasning til vedlikeholdsstanser og krav om regularitet på alle prosjekter på Kårstø – noe som da også er forklaringen på de høye prosjektkostnadene her og den potensielle kostnaden ved uforutsette utfordringer ved modifikasjoner.

6. DISKUSJON

I nåverdiberegningen har jeg på inntektssiden ført verdien av de internasjonale klimavotene man vinner med den mengde unngått CO₂-utslipp som CCS muliggjør, og jeg har lagt til grunn 50 prosent driftstid på anlegget. Det må understrekes sterkt at anslagene er usikre, både på inntekts- og kostnadssiden, men at prosjektet er svært dårlig bedriftsøkonomisk, er helt klart. Prosjektet har en negativ nåverdi rundt ti milliarder kroner, eller rundt 60 øre per kWh verket produserer etter innstallasjon av CCS. Tiltakskosten er rundt 2 000 kroner per tonn. Spørsmålet er da om økonomisk støtte fra staten kan medføre en realisering av prosjektet. En bedrift som eventuelt skal gå inn på dette prosjektet, må da estimere størrelsen på den økonomiske støtten fra staten. Ettersom inntektene fra sparte klimavoter i denne sammenheng er marginal, er det norske politikere som primært utgjør inntektssiden for denne typen prosjekter. Bedriftene må følgelig forsøke å gjøre anslag på fremtidig klimapolitikk.

Ett utgangspunkt for å etablere forventninger om myndighetenes fremtidig klimapolitikk er å lese økonomiske utredninger på området. I NOU 2009:16 tas det til orde for at norsk klimapolitikk må tilpasses det internasjonale markedet for klimavoter (global effektivitet). Klimaforliket på Stortinget innebærer imidlertid svært store innenlandske utslippskutt – av samlede kutt på 40 prosent innen 2030 skal 2/3 tas innenlands. Økonomer vil her anbefale kostnadsminimerende allokering av tiltak, der man tar de rimeligste tiltakene først, og der alle bransjer behandles likt. NOU 2009:16 påpeker at dagens bruk av virkemidler gir svært ulike insentiver til utslippsreduksjoner avhengig av hvilken sektor eller energivare utslippene stammer fra, og konkluderer med at dette illustrerer at dagens

virkemiddelbruk overfor CO₂-utslipp ikke tilfredsstillende kravet til kostnadseffektivitet.

Myndighetene har sett behovet for en mer enhetlig klimapolitikk, og Miljøverndepartementet har gitt Statens forurensningstilsyn (SFT) i oppdrag å lede etatsgruppen som har fått navnet Klimakur 2020.¹⁸ I tillegg til SFT består kjernen i etatsgruppen av Norges vassdrags- og energidirektorat, Statens vegvesen, Statistisk sentralbyrå og Oljedirektoratet. Som en del av mandatet skal Klimakur utarbeide kostnadsanslag for ulike klimatiltak. Dette arbeidet viser veldig klart at CCS er blant de aller dyreste virkemidlene for å redusere klimautslipp, og følgelig ikke å foretrekke ut fra vanlige kriterier. Rådene fra Klimakur er imidlertid bare veiledende, og politikerne står fritt til å velge sine favorittprosjekter. Transportøkonomisk institutt har i lang tid beregnet tilsvarende kost-nytte-rangeringer for infrastrukturprosjekter innen norsk transport, men den listen som politikerne støtter, ser ganske annerledes ut. I likhet med transportprosjekter – med sine ulike geografiske profiler – er klimapolitikk blitt et område for partimarkeringer. Man skulle tro at en slik markering var ensbetydende med kostnadseffektivitet, ettersom det ville maksimere samlede utslippsreduksjoner. Men dette er mer kompleks. Ulike klimaprosjekter påvirker også fordeling mellom landsdeler og mellom ulike næringer; dimensjoner som er svært sentrale i norsk politikk. Klimapolitikken blir da et virkemiddel også for å nå andre mål. Viktig i denne sammenheng er at det innen EØS i praksis synes å være unntak fra forbudet mot næringsstøtte når det gjelder klimatiltak. Dette gir en sterk politisering av klimadebatten. For CCS-prosjekter må man følgelig analysere det politiske bildet for å vurdere sannsynligheten for politisk støtte. Kårstø ligger i en geografisk region som normalt tiltrekker seg lite politisk næringsstøtte, og prosjektet er ikke en del av næringer som gjerne gis fordelsbehandling, herunder landbruk og prosessindustri. Derimot er utvikling av CCS et prosjekt som er ment å representere et nytt satsingsfelt for norsk industri, og det sies helt åpent at dette er en del av målsettingene med prosjektet. Et avgjørende spørsmål er følgelig om aminteknologien som skal benyttes, representerer fremtiden innen CCS.

18. Se <http://www.klimakur2020.no/Templates/Public/Pages/Article.aspx?id=130&epslanguage=en>

Mange fagfolk er her sterkt kritiske – dette er etter hvert en moden teknologi. Til tross for at Aker Clean Carbons aminteknologi er en av to CO₂-renseteknologier som skal testes i det statsfinansierte testsenteret på Mongstad (og Aker Clean Carbon regnes som den eneste aktuelle norske leverandøren av fangstteknologi også til Kårstø), har Aker Solutions-sjef Simen Lieungh heller ikke særlig tro på fremtidsmulighetene til denne teknologien.¹⁹

Tilliten til støtte fra den norske stat til klimatiltak er svekket etter at Regjeringen har vedtatt å oppheve avgiftsfritaket for biodiesel. Debatten om dette har i stor grad dreid seg om miljøeffekter av biodiesel. Et moment som media i liten grad grep fatt i, var kostnadssiden. Ifølge Statens forurensningstilsyn (SFT) koster det mellom 1 000 og 1 300 kroner å kutte ett tonn CO₂-utslipp ved hjelp av biodrivstoff. Det er dyrere enn de aller fleste andre norske klimatiltak. Det er også omtrent dobbelt så dyrt som hva Det internasjonale energibyrået (IEA) anslår at CO₂-prisen må være i 2030 for å hindre at temperaturen på kloden stiger med mer enn to grader.²⁰ Dette er antagelig hovedgrunnen til at avgiftsfritaket ble opphevet. Det vil dermed være overraskende om Regjeringen skulle gi støtte til karbonrensing av gasskraftverk på Kårstø med lav utnyttelsesgrad, der den anslåtte rensekostnaden per tonn er 2 000 kroner.

Debatten rundt biodiesel understreker betydningen av å etablere stabile og forutsigbare rammevilkår i klimapolitikken på et tidlig tidspunkt, som i næringspolitikken for øvrig.²¹ Slik sett var det ikke galt av Regjeringen å legge om beskatningen av biodiesel nå, det ville vært mye verre å gjøre det senere, når flere selskaper hadde investert på dette området. Kritikken bør således heller gå på at biodiesel fikk dette avgiftsfritaket i utgangspunktet. Gitt bråket rundt biodiesel er staten uansett svekket omdømmemessig. Private aktører vil følgelig kreve direkte utgiftsrefusjon (kostnadsdekning) ved igangsetting av store klimatiltak, de vil ikke ønske å gå inn på avtaler der de forskutterer store irreversible investeringer i anlegg for siden å få

19. Dette ifølge et intervju han ga til *Dagens Næringsliv* 14. oktober 2009.

20. *Dagens Næringsliv*, 21. november 2009. <http://www.dn.no/forsiden/kommentarer/article1787012.ece>

21. Dette gjelder spesielt for tiltak med store og irreversible oppstartinvesteringer, se Osmundsen (2008).

betalt per tonn unngått CO₂. Bedriftene vil frykte endringer i støtteordningene underveis. Kravet om direkte utgiftsreduksjon vil gjøre det vanskelig å etablere gode insentivkontrakter på klimaområdet, noe som ventelig vil drive kostnadene ytterligere opp.

Vinglingen i klimapolitikken gir et inntrykk av en ad hoc-tilnærming som gir få resultater i form av utslippsreduksjoner. En vesentlig tilleggsulempe er betydelige kostnader som påløper i private bedrifter i forventning om økonomisk støtte som ikke materialiserer seg. Alexandra Bech Gjørnv, Statoils sjef for ny energi, sier det i klartekst (*Dagens Næringsliv*, 12. januar 2010, s. 16):

Problemet er at norske regjeringer i ti år har sagt at de ønsker vindutbygginger, og at det kommer levelige rammebetingelser, stol på oss. Mange selskaper har brukt uhorvelig mye tid og ressurser på utredning i tillit til de politiske signalene, men så langt er det ikke skjedd så mye.

I samme avisoppslag slår utenriksminister Gahr Støre tilbake mot dem som mener at satsing på vindkraft heller burde skje i Norge enn i Storbritannia. Han viser til at Norge har en fornybar energiandel på over seksti prosent, mens Storbritannia ligger under to prosent. Ettersom Norge allerede er et land med svært høyt innslag av fornybar energi, er det mer rimelig at Storbritannia satser på vindkraft. I stedet bør Norge ifølge Støre heller satse på CCS, ettersom det er å satse kostnadseffektivt. Jeg er enig i at vindkraftsatsing ikke er naturlig i Norge, ettersom vi har god tilgang på strøm, ettersom landbaserte vindmøller representerer betydelige miljøinngrep, og ettersom det er svært dyrt. Støttenivået for havvindprosjekter på grunt vann i Storbritannia er på omtrent én krone per kilowatttime, altså flere ganger norsk strømpris. På dypt vann utenfor Norge må støttenivået være betydelig høyere, og det vil helt åpenbart være et stort tapsprosjekt å bygge ut denne type kraft med tanke på eksport. Regjeringen går altså imot omfattende støtte til biodiesel og havvind på basis av manglende kostnadseffektivitet. Jeg finner det imidlertid vanskelig å forstå at CCS skal støttes når man legger kostnadseffektivitet til grunn, da dette tiltaket er mer enn dobbelt så dyrt per tonn unngått CO₂.

En mer enhetlig politikk – basert på en konsistent anvendelse av prinsippet for kostnadseffektivitet – ville hatt mange fordeler. Blant annet ville flere tiltak

kunne blitt realisert innenfor gitte budsjettammer, og næringslivet ville stått overfor et forutberegnelig og transparent system for støtte til klimatiltak. I en slik sammenheng ville ikke CCS-prosjekter blitt realisert. I Norge er det en rekke klimatiltak som er langt rimeligere, herunder energieffektiviseringstiltak i eksisterende bygg, tilrettelegging for lavere energibruk i nybygg, fjernvarmeutbygging og konvertering av oljekjeler til bioenergikjeler.

Ettersom Norge er verdens nest største gasseksportør, og gassproduksjonen er stigende og vil være høy i mange år, har Norge en nasjonal interesse av å bidra til effektiv karbonfangst fra gass (selv om verdien av dette er vanskelig å beregne). Årsaken er at dette vil bidra til å sikre grunnrenten i norske gassreserver. Dersom man løser problemet med karbonfangst for kull, og ikke gass, vil dette ha negativ innvirkning på gassprisen. Det er imidlertid ikke noe i veien for at Norge støtter forskningsprosjekter knyttet til CO₂-fangst i utlandet, dersom man her har anlegg som er mer anvendelige.

Norske prestasjoner innen utslippsreduksjoner for CO₂ er middelmådige og står i sterk kontrast til bekjempelsen av NOx-utslipp. Forskjellen er at NOx-reduksjoner skjer gjennom NOx-fondet. Næringslivet betaler inn avgift til fondet, som har et profesjonelt styre som tildeler på basis av kostnadseffektivitet. Her oppnår man troverdighet gjennom 1) transparente tildelingskriterier, og 2) fondering. Sistnevnte sikrer at det er midler, til forskjell fra politisk støtte der man er avhengig av bevilgningene i det enkelte statsbudsjett. Førstnevnte gir en nødvendig avpolitisering av tildelingsprosessen. Ettersom utslippsreduksjoner av NOx og CO₂ ofte er sammenkoblet – og må koordineres – kan det være en god tanke å legge de planlagte CO₂-reduksjonene inn i NOx-fondet.

Selv med dagens ad hoc-tilnærming har myndighetene fått betenkeligheter med CCS, på grunn av sterkt kostnadsøkning og erkjennelse av lav kapasitetsutnyttelse av anleggene. Det er naturlig at man kartlegger rensetiltak for noen av landets største punktutslipp av CO₂, men ambisiøse renseplaner innenlands kan paradoksalt nok være prosjektstoppere for CCS ettersom man da er nødt å tenke kostnadseffektivitet for å nå rensemålene.

Vanligvis må en bedrift forsøke å forutsi utviklingen i markedet for produktet den tilvirker og selger. For klimatiltak kommer inntekten fra kvoter og offentlige

tilskudd. Følgelig er utfordringen her å etablere forventninger om nasjonale og internasjonale politiske beslutninger. Jeg har foretatt en bedriftsøkonomisk kalkyle av kostnadene ved CCS på Kårstø. Når en bedrift skal vurdere om et tiltak kan bli besluttet politisk, er de bedriftsøkonomiske kostnadene også her av relevans, ettersom disse indikerer hvor mye som må bevilges over offentlige budsjetter for å realisere prosjektet. En bekymring her er at bevilgninger på flere titalls milliarder til CCS av flere grunner synes å være urealistisk. Omfanget på dette enkelttiltaket er uforholdsmessig stort sammenliknet med andre tiltak på miljøsidan. Regjeringen skryter blant annet av at den har bevilget hele 150 millioner til forskning på vindkraft til havs, og man hadde problemer med å finne plass på budsjettet for 40 millioner til havvindmøllen Hywind. En relevant sammenligning kan også være at etterslepet på vedlikehold i det norske jernbanenettet – som gir store

forsinkelser og mange innstilte avganger – er anslått til åtte milliarder og må tas over mange år. Det store beløpet som må bevilges for å realisere CCS, synes også å være på kollisjonskurs med finansministerens uttalte mål om å stramme inn budsjettet og gjenopprette styring etter handlingsregelen. Om prosjektet mot formodning skulle bli vedtatt, ville det antagelig fortrenge de fleste andre klima- og miljøprosjekter, noe som vil innebære en veldig ensidig satsing og brudd på tilråding om kostnadseffektivitet. Man ville antagelig heller ikke klare å realisere utslippskuttene som ligger i klimaforliket på Stortinget. ■

Jeg vil takke Johan Gjærum, Per Ivar Gjærum, Kåre Petter Hagen og Knut Einar Rosendahl for konstruktive kommentarer. Jeg vil også få takke en rekke fagpersoner i næringsliv og forvaltning for nyttige kommentarer og forslag.

REFERANSER

- CERA (2008). *Capital Costs Analysis Forum – Upstream: Market Review*, Cambridge Energy Research Associates, <http://www.ihc.com/products/cera/index.aspx>, (5.09.2011).
- Emhjellen, K., M. Emhjellen og P. Osmundsen (2002). Investment Cost Estimates and Investment Decisions. *Energy Policy*, 30:91–96.
- Emhjellen, K., M. Emhjellen og P. Osmundsen (2003). Cost Overruns and Cost Estimation in the North Sea. *Project Management Journal*, 34(1):23–29.
- Flyvberg, B., N. Bruzelius og W. Rothengatter (2003). *Megaprojects and Risk, an Anatomy of Ambition*. Cambridge, Storbritannia: Cambridge University Press.
- Gassnova og Gassco (2010). *Kårstø integration pre-feasibility study report*. Hentet fra: <http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/dok/rapporter/2010/Karsto-Integration-Pre-feasibility-Study-Report.html?id=598311>, (5.09.2011).
- Hanson, A., J. Anshelm og M. Lind (2009). Usikker månelanding. Kronikk i *Dagsavisen* 30.09.2009. <http://www.dagsavisen.no/mening/article442631.ece>, (5.09.2011).
- International Energy Agency, IEA (2009). *World Energy Outlook, november 2009*. Hentet fra: <http://www.iea.org/weo/>, (5.09.2011).
- McKinsey (2009). *Pathways to a Low-carbon Economy, Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve – January 2009*. Hentet fra: http://www.mckinsey.com/en/Client_Service/Sustainability/Latest_thinking/Pathways_to_a_low_carbon_economy.aspx, (5.09.2011).
- McMillan, J. (1992). *Games, Strategies & Managers*. Oxford: Oxford University Press, Storbritannia.
- NOU 2009:16 (2009). *Globale miljøutfordringer – norsk politikk*. Hentet fra: <http://www.regjeringen.no/pages/2207933/PDFS/NOU200920090016000DDDDPDFS.pdf>, (5.09.2011).
- Osmundsen, P. (2007). Bygge- og konstruksjonsprosjekter – Optimal utforming av insentiver og kontrakter. *Magma, Tidsskrift for økonomi og ledelse*, 9(5–6):146–151.
- Osmundsen, P. (1999a). Kostnadsoverskridelser på sokkelen; noen betraktninger ut i fra kontrakts- og insentivteori. *Beta, Tidsskrift for bedriftsøkonomi*, 1:13–28.
- Osmundsen, P. (1999b). Risikodeling og anbudsstrategier ved utbyggingsprosjekter i Nordsjøen: en spillteoretisk og insentivteoretisk tilnærming. *Praktisk økonomi & finans*, 1:94–103.
- Osmundsen, P. (2010). Time Consistency in Petroleum Taxation – Lessons from Norway, i Daniel, P., Keen, M. og C. McPherson, (red.). *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*, (s. 425–444). Routledge, USA og Canada, gitt ut i samarbeid med det Internasjonale Pengefondet (IMF).
- Osmundsen, P. og M. Emhjellen (2010). Decision criteria for climate projects, Universitetet i Stavanger, *UiS Working Papers in Economics and Finance*, nr. 2.
- Svendsen, P.T. (2006). *CO2-håndtering på Kårstø. Fangst, transport, lagring*. NVE-rapport 2006:13. Hentet fra: http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202006/Rapport%202006/NVERapport13-06_b.pdf, (5.09.2011).
- Terramar, Asplan Viak (2010). *CO2-fangst, -transport og -lagring fra gasskraftverket på Kårstø*. Rapport på oppdrag fra Finansdepartementet for å evaluere Kårstø CCS prosjekt (KS1).
- Wonnacott, T.H. og R.J. Wonnacott (1990). *Introductory Statistics*. (5. utg.). New Jersey, USA: John Wiley & Sons, Inc. Hoboken.