

Innspill til analyse av klimatiltak

Viser til forespørsel om innspill til analyse av klimatiltak på SFT sine hjemmesider datert 30.09.05, og oversender med dette Miljøstiftelsen Bellona sine kommentarer.

Struktur og tilgjengelighet

Innledningsvis vil Bellona gi noen kommentarer på tilgjengeligheten av innholdet i analysen. Vi finner det relativt vanskelig å trenge igjennom teksten og få ordentlig tak i innholdet og budskapet i rapporten. Selv med en tilsynelatende oversiktlig kapittelinnledning og informative overskrifter, fremstår dokumentet som litt lite leservennlig. Den er lite transparent og noe forvirrende. Det er blant annet vanskelig å se hvilken lest analysen er sydd over. Mangelen på detaljerte regnestykker bidrar også til dette.

Analysens begrensninger og usikkerheten i resultatene bør komme bedre frem. En del av budskapet uttrykkes i relativt absolutte termer. Samtidig ser en ved nærmere arbeid med temaene at det er stor usikkerhet i en del av inputen, og at noe arbeid er utelatt. Dette bør gjøres tydeligere for leseren – om ikke vil analysen lettere kunne bli feil/misbrukt slik vi har sett tiltaksanalyser har blitt tidligere.

Bellona anbefaler at underlagsdata og input i større grad inkluderes og fremheves i rapporten. Gjennom rydding og effektivisering i innholdet kan det med fordel frigjøres plass til mer eksplisitte regnestykker og klargjøring av valgte input. Beregningene kan gjerne legges inn som vedlegg. Hvor de konkrete input og data er hentet fra, bør refereres løpende i teksten. Det bør også vurderes å operere med kostnadsintervaller for tiltakene, som tydeligere uttrykker noe av usikkerheten i de forskjellige kostnadsberegningene.

Forventninger til en tiltaksanalyse

Bellona savner spesielt en drøftelse av hvor gjennomførbare de forskjellige tiltakene er, og en rangering i forhold til dette basert på tydeligere kriterier. Dette burde blant annet dreie seg om: Hva som skal til for å ta en investeringsbeslutning; Antall beslutningstagere; Krever tiltaket lovendringer o.l.. Gjennom å analysere barrierene – både organisatoriske, tekniske, økonomiske, sosiale osv – vil en kunne gi et bilde av realismen i de forskjellige tiltakene. For eksempel sies det at enkelte tiltak i bygg er meget lønnsomme, det er derfor veldig interessant med en drøftelse av hvorfor ikke tiltaket blir utløst.

Analysen tar for seg statens kostnader for å gjennomføre tiltak. Det har også sine kostnader å ikke gjøre tiltak. Bellona mener det er viktig at statens kostnader, ved ikke å gjøre noe, også drøftes i

denne analysen, slik at kostnaden for et tiltak kan holdes opp mot kostnaden ved ikke å utføre tiltaket.

En tiltaksanalyse for CO₂ eller klimagasser bør etter Bellonas vurdering starte med å se på hvilke typer utslipp Norge har og deres omfang, for så å vise størrelsesorden og hvor det er nødvendig med tiltak for at reduksjonene skal monne. Deretter bør det diskuteres hvilke utslipp det velges å analysere tiltak for og eventuelt hvorfor noe utelates. Denne analysen tar imidlertid mer eller mindre implisitt valg bl.a. gjennom at en har basert seg på hvor ”data har vært tilgjengelig” (ref s 48 og 62). Et slikt kriterie sikrer nødvendigvis ikke at en får analysert alle fornuftige tiltak. Avsnitt 5.1.9 ”Tiltak som ikke er utredet i denne rapporten” gir etter Bellonas mening ikke god nok oversikt over, og diskusjon av, det som er utelatt.

Bellona vil spesielt fremheve neglisjeringen av omfattende elektrifisering av offshore installasjoner som relevant klimatiltak. SFT har fått Civitas til å foreta spesielle utredninger av tiltak innen bygg- og transportsektorene. SFT burde også ha utført en utredning av elektrifisering da dette har et stort potensial. Dersom en slikt utredning blir for omfattende å få inn i revideringen av analysen, må det i analysen understrekes klart at dette er et meget relevant tiltak som det er helt nødvendig å få utredet og inkludert, og som vil kunne gi et helt annet bilde over kostnader og tiltak.

Det er prisverdig at analysen inkluderer estimat av det tekniske potensialet for CO₂-reduksjoner utover de tiltakene SFT har kunnet kostnadsestimere. Vi savner imidlertid bakgrunnsdata for disse vurderingene, spesielt for avsnitt 5.3.2 ”Industrien”.

Bellona mener en skal kunne forvente at en tiltaksanalyse sier noe om hvilke tiltak som bør gjøres. I notatet står det imidlertid følgende ”Det vil alltid være stor usikkerhet i estimering av potensial og kostnader ved reduserte klimagassutslipp, samt fremskrivningen av utslipp. Tiltaksanalysen kan derfor ikke gi svar på hvorvidt et bestemt individuelt tiltak bør gjennomføres eller ikke.” (Ref. kap. 2.2, s. 12).

Sett, spesielt i lyset av hvordan slike analyser pleier å bli brukt av samfunnsaktørene – som nettopp et svar på hva som bør gjøres – og ikke minst ikke gjøres - ser Bellona det som svært uheldig om analysen ikke gjøres grundigere. I ytterste konsekvens kan det være at en slik begrenset analyse, vil virke mot sin hensikt og gjøre mer skade enn gagn.

Bellona mener dette analysearbeidet bygger mer på scenario-tenkning enn en tiltaksanalyse.

Verdsetting av reduserte utslipp av nitrogenoksider

I tiltaksanalysens avsnitt 3.8.3.2 gjøres det rede for verdsetting av reduserte utslipp av nitrogenoksider (NO_x). I avsnitt 5.1.10 er det også diskutert hvordan sideeffekter av klimatiltak, for eksempel reduserte NO_x-utslipp, er inkludert i analysen av klimatiltakene. Vi oppfatter SFT dithen at dersom et klimatiltak også gir reduserte NO_x-utslipp, skal verdien av denne utslippsreduksjonen trekkes fra kostnadene ved å gjennomføre klimatiltaket. Vi oppfatter også SFT dithen at man, så langt det har latt seg gjøre, har forsøkt å inkludere dette i tiltaksanalysen. Det kommer imidlertid ikke tydelig fram hvordan NO_x-reduksjoner er verdsatt. Det vises til at LEVE-rapporten legger til grunn en marginalkostnad på 25 kr +/- 10 per kg, men det slås samtidig fast at en oppdatert tiltaksanalyse for NO_x viser at reduksjon av NO_x-utslipp på 45000 tonn, som Norge er forpliktet til i henhold til Gøteborg-protokollen, kan oppnås med en marginalkostnad betydelig *mer* enn 25 kroner +/- 10. Bellona kan ikke finne referanser til noen oppdatert tiltaksanalyse, og det er heller ikke redegjort for hvilken marginalkostnad denne analysen har avstedkommet. Videre slås det fast at det er ”rimelig å legge denne marginalkostnaden til grunn”, uten at det er presisert hvilken marginalkostnad man her viser til. Dersom tallene fra LEVE-rapporten er lagt til grunn, vil dette være underlig, sett i lys av at det i samme avsnitt slås fast at oppdaterte analyser viser betydelig høyere marginalkostnader.

Bellona mener det er grunn til å anta vesentlig høyere tiltakskostnader for NO_x enn tidligere antatt, dersom de tidligere foreslåtte tiltak legges til grunn. Flere tiltak har vist seg vanskeligere å få gjennomført i praksis enn tidligere antatt. I Miljøverndepartementets behandling av utslippstillatelsen for Snøhvit LNGs energianlegg, ble det stilt krav om forholdsvis kostbare NO_x-tiltak, blant annet på grunn av usikkerhet om hvorvidt de rimeligste tiltakene i den gamle tiltaksanalysen faktisk vil bli gjennomført. Det er også innført en praksis der myndighetene aksepterer såkalte tredjepartsløsninger for nye utslippskilder. Denne praksisen medfører at rimelige tiltak gjennomføres, men utslippsreduksjonen oppveies av nye utslipp hos den som finansierer tiltaket.

I tiltaksanalysen fra 1999 ble det innenfor petroleumsvirksomheten identifisert et potensiale for NO_x-reduksjoner på i overkant av 20000 tonn innenfor en marginalkostnad på 26 NOK/kg. Noe av dette potensialet er allerede hentet ut, men mye gjenstår. Oljedirektoratets NO_x-utredning fra 2005, viser at man kan redusere utslippene med 17000 tonn, til en total kostnad på 19 milliarder, og marginalkostnad på 700 kr/kg. Tiltakene som er analysert, er installasjon av ulike former for lav NO_x-teknologi på turbiner offshore. Hvorvidt såvidt dyre tiltak skal gjennomføres, avhenger av kostnaden ved å redusere utslippene i andre sektorer mer enn forutsatt. Tiltaksanalysen fra 1999 tyder på at man i de fleste sektorer har raskt stigende marginalkostnad ved ytterligere utslippsreduksjoner i forhold de som anbefales.

Bellona mener disse forholdene tilsier at eventuelle nye tiltak som kan gi betydelige NO_x-reduksjoner må verdsettes mot en vesentlig høyere alternativkostnad for oppfyllelse av Gøteborg-protokollen enn tidligere antatt. Klimatiltak med en betydelig NO_x-effekt vil dermed kunne vise seg å ha en vesentlig bedre samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn det som er lagt til grunn i analysen. Et tiltak som særlig peker seg ut er elektrifisering av sokkelen med kraft fra land.

Elektrifisering av sokkelen

I tiltaksanalysens avsnitt 5.1.1 gjøres det rede for tiltak i petroleumssektoren, herunder elektrifisering med kraft fra land. SFT vurderer potensialet for utslippsreduksjoner knyttet til elektrifisering til 1,8 millioner tonn CO₂. Kostnadseffektiviteten er i tabell 11 anslått til 671 kroner per tonn. Bellona mener potensialet er flere ganger større, og vi mener kostnadseffektiviteten er betydelig bedre.

Kraftforsyning til sokkelen med kabler fra land, ofte kalt elektrifisering, har blitt utredet og vurdert av myndighetene ved flere anledninger, blant annet av Oljedirektoratet (OD) og Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) (Kraftforsyning fra land til sokkelen. Muligheter, kostnader og miljøvirkninger.) I likhet med andre utredninger, konkluderer denne med at elektrifisering er et dyrt klimatiltak i forhold til andre tiltak Norge kan iverksette for å oppfylle Kyotoprotokollen. I OD-NVE (2001) ble tiltakskostnaden ved elektrifisering med hensyn til reduksjon av CO₂-utslipp vurdert som høyere enn både dagens CO₂-avgift offshore og forventede kvotepriser. Fire alternative kraftkilder på land ble vurdert: Vannkraft, gasskraft, gasskraft med CO₂-håndtering, og importert kraft. Vannkraft ble avskrevet som lite realistisk, mens gasskraft og importert kraft vil ha såvidt store utslipp av CO₂, at store investeringskostnader ble fordelt på en forholdsvis liten utslippsreduksjon.

Alternativet ”gasskraftverk med CO₂-håndtering” vil imidlertid gi store utslippsreduksjoner, men ble av OD-NVE vurdert som svært kostbart. Kostnadsdrivende faktorer som ble identifisert, var investeringskostnader for renseanlegg, og energikostnader ved drift av renseanlegg.

Rapporten er imidlertid ikke lenger relevant som grunnlag for en vurdering av elektrifisering. Hovedårsaken til dette, er ny kunnskap om kostnader ved reduksjon av NO_x-utslipp, og ny kunnskap om gasskraftverk med CO₂-håndtering. Bellona har i rapporten ”CO₂ til EOR – en mulighetsstudie” (Jakobsen et.al., 2005) dokumentert at slike gasskraftverk er mer lønnsomme en

tradisjonelle gasskraftverk. Årsaken er at bruk av CO₂ til meroljeutvinnning gjør CO₂ til en ettertraktet ressurs. Dersom staten etablerer en verdikjede for CO₂, vil gasskraftverk som er koblet til denne verdikjeden bli mindre eksponert for markedsrisiko knyttet til prisutvikling for utslippskvoter, og mindre eksponert for politisk risiko knyttet til framtidig tildelingsregime for utslippskvoter. I OD-NVE (2001) ble det lagt til grunn en ekstrakostnad på 12 øre per kWh på gasskraftverk med CO₂-håndtering, sammenlignet med konvensjonelle gasskraftverk. En slik ekstrakostnad er ikke relevant, når gasskraftverkene ikke står overfor noen ekstrakostnad knyttet til rensing av CO₂.

Kostnader ved elektrifisering av norsk sokkel

Forbruket av elektrisk kraft på norsk sokkel er omlag 15 TWh per år. Tidligere studier har estimert investeringskostnader ved å tilføre denne kraftmengden fra land.

	Sørlig nordsjø	Oseberg-området	Norskehavet	Tampen
Kabel, omformere, transformatorer, mottak etc	2000	1894	2935	
Kostnadsestimat modifikasjoner	817	1634	1648	
Sum Capex per område	2817	3528	4583	5000

Sum alle områder 15928

Tabell: Investeringskostnader, elektrifisering av norsk sokkel. Omfatter tilførsel av kraft fra land til erstatning for eksisterende kraftproduksjon installasjoner. (Kilder: OD-NVE 2001 og OD, 2004)

Som vi ser av tabell 1, er de totale investeringskostnadene ved å elektrifisere de fire hovedområdene på norsk sokkel anslått til å være i størrelsesorden 16 milliarder. Det er imidlertid grunn til å understreke at dette er gamle tall. En betydelig teknologitvilling har pågått, og pågår fortsatt innenfor kraftoverføring i likestrømskabler, slik at en oppdatert, grundig kostnadsanalyse, vil kunne avstedkomme lavere kostnadsestimat.

I rapporten "CO₂-utredning av muligheter for mer effektiv energiforsyning på norsk sokkel" (OD, 2004), refereres det til beregninger Statoil har utført vedrørende elektrifisering av Tampen-området. To alternativer ble utredet, henholdsvis overføring av 200 MW effekt fra land, tilsvarende 50 prosent av det elektriske kraftbehovet, og 400 MW, tilsvarende hele det elektriske kraftbehovet. Investeringskostnadene ble estimert til fire milliarder for 200 MW-alternativet, og fem milliarder for 400 MW-alternativet. De to estimatene anskueliggjør betydelige skalafordeler i elektrifisering. En 100 prosent økning av effekten medførte i dette tilfellet en økning i totale investeringskostnader på 25 prosent.

Fullstendig elektrifisering vil gi skalaeffekter og større utslippsreduksjoner

Så vidt Bellona kjenner til, er det ikke foretatt noen studier som vurderer muligheten for å dekke *hele* energibehovet på sokkelen med kraft fra land. De studier Bellona kjenner til, tar kun for seg overføring av kraft til erstatning for turbiner som driver elgeneratorer. Av 182 turbiner på norsk sokkel, benyttes 81 turbiner til direkte drift av pumper og kompressorer. Dersom dette energibehovet skal dekkes med kraft fra land, må det påregnes betydelige investeringer i elektromotorer som kan erstatte turbiner som driver maskiner direkte. Vi kjenner ikke til noe anslag på investeringskostnader ved et slikt tiltak, men vi mener det er grunn til å legge fem antagelser til grunn:

- 1) Installasjon av elektromotorer er ikke spesielt komplekse tiltak. Vekt og volum er neppe større enn dagens turbiner.
- 2) En økning av effekten som overføres fra land, vil gi skalafordeler i form av lavere investeringskostnader i kabler etc per effektenhet.

- 3) Elektromotorer har lavere vedlikeholdskostnader og bedre driftsregularitet enn turbiner.
- 4) Elektrisitet fra land har positive helse, miljø og sikkerhets effekter
- 5) Sammen med elektrisitetskabel kan det legges fiberoptiske kabler som kan bidra til at større deler av driften kan drives fra land og dermed gi færre arbeidsdøgn offshore.

Avgrensning i forhold til installasjoner som snart skal avvikles

En eventuell fullstendig elektrifisering av sokkelen, bør trolig ikke inkludere installasjoner som står overfor snarlig nedstengning. Samtidig er det viktig å understreke at planlagte avvikling i stor grad blir utsatt, fordi teknologisk utvikling muliggjør økt utvinningsgrad. Tilgang på CO₂ vil også bidra sterkt til dette.

Redusert gassforbruk ved elektrifisering

Det totale gassforbruket i energiforsyningen til sokkelen kan reduseres betydelig fordi gasskraftverk på land har høyere virkningsgrad. Forbruket av gass til energiproduksjon på sokkelen, totalt ca 4000 millioner SM³/år, representerer en gassverdi på 2 til 5,5 milliarder kroner (gasspris 0,5 – 1,4 NOK/SM³). Elektrisk virkningsgrad på turbiner offshore varierer fra 22 til 37 prosent. Et moderne gasskraftverk med CO₂-håndtering, vil ha en virkningsgrad på i overkant av 50 prosent, når 85 prosent av CO₂-utslippene fjernes. Her må man imidlertid være oppmerksom på at spillvarme fra turbiner i varierende grad benyttes til prosessvarme, oppvarming av boligkvarter osv. Dette varmebehovet vil måtte dekkes enten ved elektrisk oppvarming, eller i gasskjeler, som har en svært høy virkningsgrad.

Reduserte CO₂-utslipp ved elektrifisering

Norsk petroleumsvirksomhet slipper ut omlag 12 millioner tonn CO₂ per år. Utslippet vil øke de neste årene, hovedsakelig på grunn av økt kraftbehov for gamle felt og til transport av naturgass, for så å avta, avhengig av utviklingen i produksjonsvolum. Av dette står forbrenning av gass og diesel til energiformål for i underkant av 10 millioner tonn per år. Dersom hele dette energiforbruket erstattes med kraftoverføring fra land, basert på gasskraftverk med 85 prosent CO₂-rensgrad og virkningsgrad på 50 prosent, vil netto reduksjon av norske CO₂-utslipp bli i størrelsesorden 9 millioner tonn.

For petroleumsnæringen vil dette gi en årlig kostnadsreduksjon på omlag 3 milliarder kroner i form av redusert utbetaling av CO₂-avgift.

Økt verdiskapning med CO₂

Bellona har dokumentert (Jacobsen et.al. 2005) at tredjefaseutvinning med injeksjon av CO₂ kan gi en stor verdiskapning og statlige inntekter. Med en verdikjede og infrastruktur for CO₂ som håndterer 17 millioner tonn CO₂ per år, fra eksisterende og planlagte norske punktkilder, og med en langsiktig oljepris på USD 30/fat, vil tiltaket gi staten en årlig nettoinntekt (ikke diskontert) på 3,5 milliarder kroner i 40 år, og en total verdiskapning på 495 milliarder kroner over 40 år. Her er det viktig å være oppmerksom på at inntekspotensialet kan økes dersom det anskaffes ytterligere CO₂-mengder.

Driftstekniske fordeler med krafttilførsel via kabel

Drift av turbiner medfører ulike driftstekniske utfordringer og kostnader. Med lokal, gassbasert kraftproduksjon, er man avhengig av alternativ kraftforsyning ved mangel på brenselgass på installasjonen. Eksempler på slike situasjoner er oppstart av kald plattform, periodisk vedlikehold og planlagte og ikke planlagte nedstengninger (OD, 2005). Dersom man har krafttilførsel via kabel, eliminerer man behovet for dieseldrevet reservesystem. Krafttilførsel via kabel gir også mulighet for større fleksibilitet i forhold til variasjoner i kraftforbruket. For eksempel vil tiltak for meroljeutvinning gi behov for økt, og mer fleksibel kraftforsyning. En slik fleksibilitet kan oppnås ved sentralisert kraftproduksjon overført i kabel. Det er også grunn til å nevne at man ved legging av kabler for kraft også kan legge fiberoptiske kabler for dataoverføring til en svært lav ekstrakostnad. Dette vil muliggjøre bedre muligheter for fjernstyring, og reduserte driftskostnader.

Dersom man sammenligner elektrifisering med drift av lav-NO_x-turbiner, forsterkes dette bildet, fordi slike turbiner gir hyppigere driftsstans og er mer sårbare overfor vær og vind enn tradisjonelle turbiner.

Ytterligere reduserte NO_x-utslipp

Norge har gjennom Gøteborg-protokollen forpliktet seg til å redusere de årlige utslippene av NO_x med 45000 tonn innen 2010. Norsk petroleumsvirksomhet hadde i 2004 et årlig utslipp på 50000 tonn NO_x. Dette utgjør 22 prosent av de totale norske NO_x-utslippene. Av disse er 44000 tonn utslipp fra forbrenning av gass og diesel til energiformål. Dersom vi legger til grunn at en tilnærmet fullstendig elektrifisering av sokkelen kan fjerne 40000 tonn, vil dette tiltaket alene langt på vei kunne oppfylle Norges forpliktelse etter Gøteborgprotokollen. Reduksjonen må imidlertid korrigeres for at også gasskraftverk på land vil ha et visst NO_x-utslipp. Med standard tekniske løsninger som gir 25 ppm NO_x i eksosen, vil 20 TWh gasskraftproduksjon gi i underkant av 6000 tonn per år. Med bedre, tilgjengelige renseløsninger vil imidlertid utslippet kunne reduseres til 5 ppm, og dermed utgjøre et svært lite utslipp sammenlignet med dagens 44000 tonn i offshore energiproduksjon.

Et slikt tiltak må settes opp i mot foreslåtte tiltak for reduserte NO_x-utslipp på turbinene offshore. Som nevnt tidligere i denne høringsuttalelsen, har OD anslått at man ved installasjon av Lav-NO_x – teknologi på 49 av turbinene offshore, kan redusere utslippene med bare 17 000 tonn, til en kostnad på hele 19 milliarder. Vårt forslag til tiltak må også holdes opp i mot andre mulige NO_x-reduserende tiltak i Norge for øvrig.

I en økonomisk vurdering av elektrifisering, må følgende forhold inkluderes:

- Investeringskostnader ved elektrifisering: Kabler, annet utstyr, tilpasninger etc. Pga teknologisk utvikling, må nye kostnadsberegninger utføres. Her må det også tas høyde for å erstatte turbiner som driver maskiner direkte.
- Reduserte produksjonskostnader for energi, pga høyere virkningsgrad i store gasskraftverk
- Reduserte driftskostnader på sokkelen: Mindre vedlikehold, høyere driftsregularitet, muligheten for større grad av landbasert drift.
- Reduserte kostnader til CO₂-avgift offshore, ca 3 milliarder per år
- Økt verdiskapning med økt CO₂-mengde tilgjengelig for meroljeutvinning på norsk sokkel: 174 milliarder kroner over 40 år med oljepris på USD 30/fat, og årlige inntekter for staten på 1,2 milliarder kroner.
- Verdien av en reduksjon på opp i mot 40000 tonn i årlige NO_x-utslipp. (Jf OD, 2005)
- Effekten på helse, miljø og sikkerhet for offshore ansatte bør også tas med i vurderingen.

Kommentarer til diverse tiltak

Naturgass i husholdningen

Bellona leser analysen dithen at SFT konkluderer med at erstatning av elektrisitet i husholdninger med naturgass gir en utslippsreduksjon (ref. side 20). Dette må være en feilvurdering. Argumentet bygger antagelig på at marginal krafttilførsel i Norge forutsettes å være basert på gasskraft uten rensing, noe som synes underlig da norske gasskraftverk etter all sannsynlighet vil bli bygget med rensing. Dette er blitt spesielt klart etter regjeringsskiftet, ref. Soria Moria Erklæringen. Utslppsprognosene eller basecase bør derfor basere seg på at gasskraftverk blir bygd med CO₂ fangst.

Fornybar energi

Analysen sier at en kan redusere CO₂-utslippene med 10 mill tonn gjennom CO₂-håndtering *alternativt* gjennom satsing på fornybar energi og effektivisering frem mot 2020 (ref. side 8). Bellona kan ikke se noen grunn til ikke å satse på begge deler. Vi kan ikke finne noe argumentasjon i analysen rundt denne – alternativt det ene eller andre – tankegangen, og vi anser klimautfordringen så stor at det må satses på mange typer tiltak samtidig.

De aggregerte tallene for fornybar energi som presenteres i analysen (ref kap 5.1.4) bør underbygges med en oppsummering av de data (fra Civitas rapporten) dette baserer seg på. Dette kan med fordel også gjøres for andre tiltak.

CO₂-håndtering

En rekke tiltak vurdert av SFT som aktuelle først i 2020 er mulig å gjennomføre innen 2010. Eksempler er fangst av CO₂ fra punktkilder som Norcem, Yara, Gassco Kårstø, Statoil Mongstad raffineri, Metanolfabrikken på Tjeldbergodden mv.

I analysen er det ikke gjort noen eksplisitt vurdering av fangstkostnader for disse punktkildene. Bellona ber SFT inkorporere informasjonen Aker Kværner kom med i forbindelse med lanseringen av prosjektet "Just Catch" (Ref pressekonferanse, 13.12.05). De vil ha klart renseanlegg for anvendelse på kraftproduksjons- og industrianlegg innen 2010.

CO₂ til EOR er tilsynelatende ikke vurdert mht potensialet for verdiskapning den norske stat oppnår gjennom økt skatteinntekt og direkte eierandeler. SFT legger til grunn tall fra OD 2005, der man på inntektssiden kun har vurdert inntektene for lisensen, og ikke vurdert statens inntekter knyttet til mer-oljeutvinning på norsk sokkel.

Bellona kan heller ikke se at hydrogen produsert fra fossile kilder med CO₂-håndtering er vurdert. Dette vil kunne være meget aktuelt både som produksjon av CO₂ til mer-olje-utvinning og for å dra i gang hydrogenproduksjon i større skala.

Bellona mener at det bør foretas en fullstendig analyse av kontantstrømmen til tiltakene ved å gjennomføre:

- En konkret prosjektvurdering, vurdering av investeringskostnader, driftskostnader og inntekter
- En vurdering av andre reelle inntekter / kostnadsbesparelser for staten, (Kyoto, NO_x, utsatte fjerningskostnader for offshoreinstallasjoner, inntekter fra EOR (skatt og SDØE))
- En verdsettelse av ringvirkninger i form sysselsetting, kompetanseutvikling, teknologieierskap, osv

Analysen bør også inkludere fangst av CO₂ fra store industrielle punktkilder som:

- Statoil Mongstad raffineri: 1,66 millioner tonn
- Gassco Kårstø 1,65 millioner tonn
- Statoil Tjeldbergodden metanolfabrikk: 550 000 tonn
- Snøhvit LNG energianlegg: 625 000 tonn
- Noretyl Rafnes: 525 000 tonn
- Norcem Kjøpsvik: 525 000 tonn

Stasjonær energibruk

SFTs tiltaksanalyse tar for seg en rekke tiltak for å utløse potensialet for energieffektivisering i bygningsmasse og industri. EUs nye grønnbok om energieffektivisering “doing more with less” har som målsetning at energiforbruket i medlemslandene skal reduseres og stabiliseres på 1990-nivå. For Norge innebærer målsetningen en reduksjon på omlag 30 TWh, fordelt på eiendoms-, industri- og transportsektoren. Bellona regner med at det er realistisk med netto besparelser innen 2020 på henholdsvis 14 TWh i eiendomssektoren, 6 TWh i den landbaserte industrien og 10 TWh ved å utnytte industriell spillvarme. Dette krever, slik SFT meget riktig påpeker, implementering av nye virkemidler som gjør det mer økonomisk lønnsomt å iverksette sparetiltak.

Det kommende EU-direktivet om ”energy end-use efficiency and energy services” vil ilegge medlemslandene en indikativ forpliktelse om ni prosent energibesparelse av totalt energiforbruk, fordelt på eiendomssektoren, landbasert industri, transport og jordbruk, i perioden 2008 til 2016. Bellona mener at SFTs forslag til tiltak ikke vil være tilstrekkelig til å møte disse forpliktelsene, langt mindre virke utløsende på det tekniske potensialet for energibesparelse som eksisterer.

SFT har ikke vurdert utnyttelse av industriell spillvarme som klimatiltak. Prosessindustriens Landsforening (nå Norsk Industri) har tidligere anslått det samlede utnyttbare spillvarmepotensialet for treforedlings, sement, ferrolegerings- og aluminiumsindustrien til i overkant av 9 TWh hvorav 95 prosent kommer fra ferrolegerings- og treforedlingsindustri. Dette utgjør langt fra det fulle spillvarmepotensialet fra norsk industri. Ved Essos rafineri på Slagentangen utenfor Tønsberg har man et spillvarmepotensiale på 800 GWh i året. Tilsvarende tall gjelder for andre anlegg langs kysten, for eksempel Statoils metanolfabrikk på Tjeldbergodden og raffineriet på Mongstad.

Avfall

SFT stadfester at den største kilden til metanutslipp er avfallsdeponier. Dette er årsaken til at Bellona har kjempet for et deponiforbud for nedbrytbart avfall allerede fra og med 2006. Når deponiforbudet innføres i 2009 vil dette kreve en meget streng dispensasjonspraksis fra SFTs side. Det vil si at svært få dispensasjoner bør innvilges. Bellona mener videre at SFT i liten grad kobler deponiforbudet og utbygging av fjernvarmenettet til tross for at dette er en svært viktig forutsetning for å kunne utnytte avfallsenergien innenlands. Utbygging av norsk forbrenningskapasitet nevnes ikke som et klimatiltak, til tross for at dette vil bidra til mindre bruk av olje, gass og elektrisitet til oppvarming.

SFT har ikke vurdert separat utsortering av våtorganisk avfall fra restavfallet som et klimatiltak i analysen. Det finnes flere bioreaktorer i landet hvor anaerob utråtning av våtorganisk avfall produserer metangass og restprodukter kan benyttes som høyverdig jordforbedringsmiddel. Biogass kan brukes både i transportsektoren og til å erstatte bruk av olje og elektrisitet som spisslast i fjernvarmeanlegg.

Bellona vil påpeke at SFT evner med dette forslaget ikke å kombinere tiltak. Forslaget blir derfor fragmentert og mangler en helhetlig forståelse.

Barrierer og virkemidler

Avslutningsvis vil Bellona påpeke at det er nødvendig å få knyttet sammen vurderinger av tekniske potensiale, hvilke barrierer tiltakene står overfor og mulige grep som kan bidra til å overkomme disse tiltakene. Det er bra at SFT flere steder i analysen påpeker at tiltak forutsetter ”rask implementering av nye virkemidler”, ”virkemidler i et større omfang og av en annen type enn det vi kjenner i dag”, ”et bredt spekter av spesifikke virkemidler” el lign (ref. side 10, 57, 62 m.fl).

Bellona har forstått det dithen at SFT ikke ønsker å foreslå virkemidler, selv om det i kap 3.1 ”Beskrivelse av tiltak” (side 14), står at ”Tiltak har vært beskrevet over samme mal som har inkludert følgende punkter:.... Aktuelle virkemidler som kan utløse tiltaket... Eventuelle barrierer som må overvinnes for at det skal være realistisk at tiltaket iverksettes”, uten at vi kan finne denne informasjonen.

Bellona syntes det er synd at SFT sin kompetanse og innsikt ikke utnyttes i utformingen av virkemidler. Dersom det allikevel skal være slik at SFT ikke vil eller kan konkludere med virkemidler, mener vi at SFT uansett kan og bør drøfte barrierer og forskjellige grep som kan bidra til å overkomme disse. Dette vil være verdifull basis for videre arbeid med utforming og valg av konkrete virkemidler. Drøftelsen bør også gi klare anbefalinger til videre arbeid. Dette vil være til hjelp i den videre prosessen, samt tydeliggjøre noen av avgrensningene til analysen.

Med vennlig hilsen

Beate Kristiansen

Marius Holm