



# Et krafttak fra land

Hvordan kraft fra land kan redusere utslippene fra norsk sokkel

ZERO-NOTAT - Juni 2007

Thomas Palm



## Om ZERO

Zero Emission Resource Organisation er en miljøstiftelse som skal bidra til å begrense klimaendringene gjennom å vise fram og få gjennomslag for utslippsfrie energiløsninger. Vårt utgangspunkt er at det finnes en utslippsfri løsning for all energibruk. ZERO skal være konsekvente pådrivere for slike løsninger og jobbe for at de realiseres framfor forurensende. [www.zero.no](http://www.zero.no)



## Innholdsfortegnelse

Et krafttak fra land - oppsummering .....	4
Petroleumsvirksomheten, utslipp og alternativ energiproduksjon .....	5
Tiltak .....	6
1. Alternativ kraftforsyning .....	7
2. Miljøeffekter .....	11
3. Økonomi .....	14
3.1 Utslipp, tiltak og kostnader i petroleumsvirksomheten.....	15
4. Aktuelle felt.....	18
4.1. De foreslåtte områdene.....	20
4.1.1. Ekofiskområdet.....	21
4.1.2. Sleipner.....	23
4.1.3 Troll/Oseberg/Gullfaks.....	24
4.1.4 Norskehavet .....	25
4.2. Tiltak .....	27
4.2.1. Virkemiddel.....	27
5. Nærmere om tiltaks- og virkemiddelvurderinger .....	27
6. Avsluttende bemerkninger .....	29

## Et krafttak fra land - oppsummering

Dette notatet beskriver hvordan Norge kan gjennomføre betydelige utslippsreduksjoner i olje- og gassvirksomheten på sokkelen gjennom å erstatte ineffektive og meget forurensende gassturbiner med innlagt strøm fra land. En slik endring har mange positive følger:

- Man reduserer utslippene av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> betydelig. Ved elektrifisering av de mest aktuelle feltene anslår vi at de årlige utslippsreduksjonene blir henholdsvis 6.4, 3.5 og 2.1 millioner tonn CO<sub>2</sub>, avhengig av hvor mye man vektlegger klimahensyn og i hvilken grad tiltaket gjennomføres.
- Utslippene er konsentrerte og store. Dette gjør at man kan fokusere beslutningsinnsatsen, noe som er en stor utfordring i dag.
- Et enkelt elektrifiseringstiltak kan redusere utslipp tilsvarende flere hundre tusen biler. Dersom man elektrifiserer de mest aktuelle installasjonene på norsk sokkel, oppnår man en utslippsreduksjon tilsvarende alle personbiler i Norge.
- Tiltaket krever verken forsakelser eller livsstilsendringer for folk flest og norsk industri. Det eneste man foretar seg er å legge inn strøm til noen plattformer og installasjoner. Dette burde gjøre tiltaket lett å realisere politisk.
- Ved å erstatte gassturbiner med strøm vil sektoren som har produsert mange milliarder tonn CO<sub>2</sub> og bidratt til storparten av utslippsveksten i Norge, ta ansvar for å redusere noe av sin belastning – og ellers fortsette som før.
- Tiltaket vil bidra avgjørende til å innfri Norges internasjonale klimaforpliktelser på kort og lang sikt. Det er tilnærmet umulig å oppnå substansielle reduksjoner i Norges utslipp innen Kyoto-perioden – og fram mot 2020 – uten at man snarest legger inn strøm på norsk sokkel.
- Tiltaket er robust og styringseffektivt. Effekten er konkret, og i motsetning til mange andre tiltak og virkemidler er tiltaket fornuftig under ulike antagelser om framtiden. Ved å investere i null-utslippsløsninger unngår man kostbare omveier og blindveier på veien mot nullutslipp.
- Turbiner brenner hydrokarboner, vibrerer, og avgir støy og avgass. Innlagt strøm betyr økt sikkerhet for arbeiderne og bedre arbeidsmiljø på olje- og gassinnretningene.
- Elektrifisering gir høyere regularitet, lavere driftskostnader, lenger levetid og bedre utvinning enn ved bruk av gassturbiner. Dette er sentrale mål for norske myndigheter, uavhengig av klimahensyn.
- Erstatning av svært ineffektive gassturbiner innebærer betydelig mer effektiv energiproduksjon.
- Tiltaket kan bidra til å styrke utbygging og drift av gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering og utbygging av fornybar energi.
- Innlagt strøm på sokkelen vil gi nødvendig elektrisitetsnett til framtidig offshore vindkraft.
- Miljøvennlige, elegante og framtidsrettede elektrifiseringsløsninger i petroleumsvirksomheten kan eksporteres og sette nye standarder internasjonalt.
- Tiltaket er samfunnsøkonomisk lønnsomt, men bedriftsøkonomisk kjedelig for mange oljeselskaper.
- Elektrifisering vil frigjøre store mengder gass. Brukt i gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-deponering og betydelig høyere virkningsgrad, vil gassen gi et vesentlig netto bidrag til ny ren kraftproduksjon.

## Petroleumsvirksomheten, utslipp og alternativ energiproduksjon

Petroleumsvirksomheten stod for 29 prosent av CO<sub>2</sub>-utslippene i Norge i 2005, og har stått for hele 80 prosent av utslippsveksten i Norge siden 1990.

De totale CO<sub>2</sub>-utslippene fra petroleumssektoren var på 11,8 millioner tonn i 2005, hvorav hele 9,5 millioner tonn kommer fra turbiner som brukes til offshore produksjon av elektrisitet og drift av kompressorer.<sup>1</sup> Til dette formålet produserte turbinene 16 TWh energi i 2004, av en totalt innfyrt energimengde på nesten 50 TWh.<sup>2</sup> I gjennomsnitt var den effektive virkningsgraden ved energianleggene i olje- og gassproduksjonen offshore 34,5 prosent, mens den gjennomsnittlige elektriske/mekaniske virkningsgraden kun er 31,4 prosent (Einang 2006).

Sammenlignet med et kombinert landbasert gasskraftverk – hvor den elektriske virkningsgraden alene er opptil 60 prosent og effektiv virkningsgrad kan være betydelig høyere – er turbinene svært lite effektive, og gir meget høye utslipp per nyttiggjort energienhet. Vi kan slå fast at all annen bruk av gass vil gi lavere utslipp. Å erstatte den minst effektive og mest forurensende energiforsyningen vil gi positive miljøgevinster nær sagt uansett hva som kommer istedenfor.

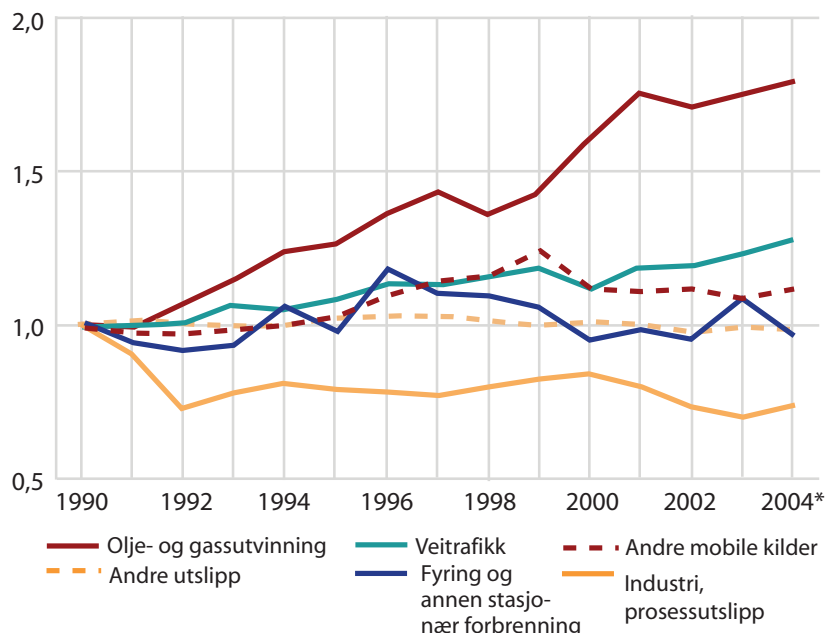
Toneangivende aktører har hevdet at innlagt strøm på norsk sokkel krever at Norge bruker mer energi. Dette stemmer ikke. Energibehovet er først og fremst definert av petroleumsaktiviteten, og all den tid den konvensjonelle energiproduksjonen offshore representerer er mest energisløsende, vil all alternativ bruk bedre energibalansen.

Det er også et paradoks dersom det å fjerne utslippene fra energiproduksjonen offshore ikke er aktuelt, samtidig som utslippene fra landbaserte gasskraftverk – som tross alt har vesentlig høyere virkningsgrad – blir regnet som miljømessig uakseptabelt.

Norge disponerer dessuten svært store fornybare energiresurser, og det finnes per i dag en rekke planer for å utnytte disse. Bare for vindkraft finnes planer om utbygging av 40 TWh energi. I tillegg er en rekke gasskraftverk på trappene med konkrete mål, krav og planer om CO<sub>2</sub>-rensing. Bare produksjonen fra de første anleggene som settes i drift, vil langt overstige behovet ved en rimelig omfattende elektrifisering.

1. Virksomhet omfattet av petroleumsbeskatningen, inkluderer 0,5 mill. tonn fra land – hvorav 0,3 mill fra turbiner, men ikke store kilder som for eksempel Mongstad raffineriet og gassbehandlingsanlegget på Kårstø.  
2. I tillegg ble det utnyttet en del varme fra disse turbinene i varmegjenninningsenheter

Utslipp av klimagasser, etter kilde. 1990-2004\*. Indeks 1990=1,0



Kilde: Utslppsregnskapet til Statistisk sentralbyrå og Statens forurensningstilsyn

For å elektrifisere norsk sokkel i det omfanget vi foreslår her, trengs om lag 10,7 TWh. Samtidig frigjør tiltaket gass som ellers ville blitt brent i offshore-turbiner. Energimengden i gassen tilsvarer omlag 34 TWh, og dersom den benyttes i gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering, kan man selv med meget beskjeden virkningsgrad produsere 17 TWh energi. Når man i tillegg trekker ifra overføringstap i nettet offshore sitter man igjen med 16 TWh. Fratrukket den kraften man har brukt offshore sitter man altså i sum igjen med en nettogevinst på i overkant av 5 TWh. Denne kraften kan benyttes til erstatning av flere forurensende kilder, som vil gi ytterligere reduksjoner. Slike gevinster er ikke kvantifisert i dette notatet, men noen aktuelle forurensningskilder er nevnt.

Endelig kan Norge frigjøre betydelige mengder kraft ved mer utstrakt bruk av fornybar varme til oppvarmingsformål og energieffektivisering.

## Tiltak

I dette notatet skisserer vi følgende grader av offshore elektrifisering, med ulik vekt på klimahensyn:

Stor vekt på klima: Vil gi en utslippsreduksjon på 6.393.791 tonn CO<sub>2</sub> per år og kreve om lag 1.325 MW. Dette innebærer hel-elektrifiseringen av alle omtalte felt.

Middels vekt på klima: Vil gi en utslippsreduksjon på 3.455.277 tonn CO<sub>2</sub> per år og kreve om lag 664,7 MW. Dette innebærer del-elektrifisering av Ekofiskområdet; hel-elektrifisering av Sleipner; hel-elektrifisering av Troll B og C; del-elektrifisering av Oseberg, Veslefrikk og Gullfaks; del-elektrifisering av Norskehavet ekskludert Skarv-Idun.<sup>3</sup>

Liten vekt på klima: Vil gi en utslippsreduksjon på 2.114.393 tonn CO<sub>2</sub> per år og kreve omlag 500 MW. Dette innebærer del-elektrifisering av Ekofisk-området; ingen elektrifisering av Sleipner; hel-elektrifisering av Troll B og C; del-elektrifisering av Oseberg og Veslefrikk; del-elektrifisering av felt i Norskehavet eksklusive Åsgard A og Skarv-Idun.

Virkemidler

I vårt notat foreslår vi at norske myndigheter forhandler frem avtale med selskapene på sokkelen om elektrifisering i størrelsesorden minimum 3 millioner tonn utslippskutt innen 2012, og 6 millioner tonn kutt innen 2020.

Sammen med andre tiltak ZERO har foreslått for andre sektorer, innebærer det at Norge kan gjennomføre hele sin internasjonale Kyoto-forpliktelse (+1 %) nasjonalt. Dette betyr i praksis at man gjennomfører middelsscenariet innen Kyoto-perioden, men at kabler for del-elektrifisering dimensjoneres for full-elektrifisering i fremtiden. Dersom det skulle være aktuelt med ytterligere reduksjoner, finnes en rekke mulige felt på sokkelen utover de som er inkludert her, men noen er nevnt.

---

3. For å dekke varmebehovet på Troll B og C og Sleipner, som hel-elektrifiseres i dette scenariet, trengs i tillegg til sammen 108 MW varme, som enten må dekkes med kraft fra land og elektrokjeler, eller med bruk av biodiesel.

# 1. Alternativ kraftforsyning

Forsommeren 1987 ble det offentliggjort et konsept for offshore gasskraftverk hvor rensert CO<sub>2</sub> var tenkt brukt til meroljeproduksjon og kraften eksportert til land. Dette markerte starten på arbeidet med alternativ kraftforsyning på sokkelen i Norge. I 1988 ble det i en fortrolig rapport til Statoil foretatt en forstudie av konseptet, kalt «Miljøvennlig gasskraft kombinert med økt oljeutvinning». Arbeidet ble gjort kjent 10. mai 1989 (Holt & Lindeberg 1988).

Studien vurderte anleggsstørrelser på 500 MW, 1000 MW og 2000 MW elektrisk energi. Elkraften skulle likerettes og føres til land via en 200 km lang sjøkabel. Konseptet var tenkt anvendt til bruk av assosiert gass fra oljereservoarer hvor produsert CO<sub>2</sub> ble injisert i samme reservoar, eller med gass fra gassreservoarer hvor produsert CO<sub>2</sub> ble injisert i et eventuelt nærliggende oljefelt. Slik ville man slippe å bygge lange og dyre gassrørledninger til og over land.

En enkel lønnsomhetsanalyse ble utført og viste at et 1000 MW kraftverk representerte en nåverdi på 6,5 milliarder kroner (1988) og hadde internrente på 12,3 prosent og nedbetalingstid på 7,7 år.

På denne tiden var det allerede gjennomført en rekke studier av offshore gasskraft med transport av likestrøm til land. Disse inkluderte imidlertid ikke CO<sub>2</sub>-rensing, og flere av alternativene baserte seg på relativt små bærere, jack-up-rigger eller halvt nedsenkbare plattformer. Selv et anlegg med 500 MW ville den gang blitt for stort for slike bærere. Enkelte tidligere studier foreslo imidlertid bruk av faste installasjoner (Høyer-Ellefsen 1976, Kværner Brug 1971, 1973 og 1976) og to andre studier lanserte bruk av produksjonsskip (Kværner Engeneering/Norsk Hydro 1987, Napoleoni 1979) som kunne ta betydelig større vekt. Ved bruk av skip må det benyttes en roterbar elektrisk kobling i likhet med svivelen for gass- og oljestrømmene. Allerede den gang ble utviklingsprosjektet regnet som et relativt enkelt gjennomførbart (Napoleoni 1979).

Under konsernsjef Harald Norvik utførte Statoil på 1990-tallet en omfattende analyse for bruk av kraft *fra land* til offshore-installasjoner – altså å frakte kraften motsatt vei – og konkluderte at dette var teknisk fullt mulig også for produksjonsskip.

I 1995 ble det igangsatt en studie av mulighetene for å etablere et gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-fjerning på en plattform som var forventet å gå ut av ordinær produksjon (Statfjord A), og hvor strømmen ble distribuert som vekselstrøm og erstattet enkle gassturbiner på Statfjord, Gullfaks og Snorre. I mai 1996 konkluderte IKU Petroleumsforskning i sin rapport at tiltaket ville medføre en CO<sub>2</sub>-reduksjon på 1,6 millioner tonn, tilsvarende 4,4 prosent av de daværende norske utslippene. Prosjektet hadde en internrente på 17,6 prosent, og nåverdien var på 211 millioner kroner med en investering på 3190 millioner kroner (1996). Et tilsvarende konsept med et sentralt gasskraftverk uten CO<sub>2</sub>-fjerning ville gi en internrente på 32,2 prosent og redusert utslippene med 0,97 prosent. (Palm et.al 1999)

I mars 1995 la Bellona fram en klimaplan for å kutte de norske utslippene med i overkant av 20 prosent innen 2005. Bellona foreslo at 60 prosent av energibehovet på sokkelen fram til 2005 skulle dekkes med kraft fra land. Konklusjonen bygget på oljeindustriens rapporter fra tidlig på 1990-tallet som viste bare dette tiltaket og CO<sub>2</sub>-fangst kunne bremse den forventede utslippsveksten fra sokkelen og redusere nettoutslippene. Elektrifisering ble i disse utredningene ansett som rimeligere enn CO<sub>2</sub>-fangst på installasjonene offshore. Til støtte for elektrifisering ble det argumentert med

at tiltaket ga substansielle reduksjoner og kunne implementeres på både nye og gamle anlegg. Elektrifisering ga direkte reduksjoner på linje med å erstatte kullkraft med gasskraft – men gevinsten var garantert, i motsetning til ved eksport av kraft. Samtidig ville tiltaket frigjøre en del gass til ytterligere gevinster (Palm & Lynnebakken 1995).

På bakgrunn av dette arbeidet vedtok Stortinget i forbindelse med behandlingen av St.meld. nr. 41 (1994-95) Om norsk politikk mot klimaendringer og utslipp av nitrogenoksider, jf. Innst. S. nr. 114 (1995-96), at:

«Regjeringen må utarbeide en oversikt over energimengden og kostnaden ved å elektrifisere olje- og gassfelt på norsk sokkel.»

«Ved utarbeidelse av Plan for utbygging og drift (PUD) skal oljeselskapene pålegges å legge fram en vurdering av elektrifisering av installasjonene framfor å bruke gassturbiner.»

I 1996 konkluderte en arbeidsgruppe under Miljøsok fase 1 – et samarbeid mellom myndighetene og selskapene på sokkelen – at elektrifisering ville gi svært positive miljøgevinster. I rapporten fra arbeidet vises det blant annet til Norges unike muligheter for både å frigjøre og produsere ny utslippfri energi til elektrifiseringsformål. Arbeidsgruppen studerte også muligheten for å rense CO<sub>2</sub> på de enkelte installasjonene og kom frem til at dette i flere tilfeller kunne være lønnsomt, med den daværende CO<sub>2</sub>-avgiften.

I 1997 kom rapporten «Elektrisitet fra land til olje- og gassvirksomheten», utarbeidet av Oljedirektoratet (OD) og Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), på bakgrunn av Stortingets vedtak året før.

I 1997 hadde man for Troll A – som da var den eneste installasjonen som benyttet kraft fra land – et behov for å avklare hvordan man skulle dekke kraftbehovet i den videre driftsfasen. Det gigantiske feltet vil i mange år være ryggraden i norsk gass eksport, og tiltak på Troll ville derfor være av avgjørende betydning for å styre utslippene i fremtiden. Det ble i denne forbindelse sett på ulike måter å forsyne feltet og landanlegget med kraft fra et gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-rensning. Prosjektet hadde lave tiltakskostnader sammenlignet med andre sokkelbaserte løsninger, og ble inkludert som en illustrasjon i strategiplanen for Troll.

I dag har Troll Videreutvikling bestemt å benytte kraft fra land. Samtidig har man i forbindelse med det planlagte gasskraftverket på Mongstad inngått en avtale om kjøp av kraft i bytte mot gass. Regjeringen har på sin side inngått en avtale med Statoil om å rense og deponere CO<sub>2</sub>-utslippene fra kraftvarmeverket.

I forbindelse med utbyggingen og driften av Troll C ble det fra partier på Stortinget foreslått å rense og deponere CO<sub>2</sub>-utslippene fra plattformen. Selv om dette var en skissert mulighet fra operatørens side, valgte man å se bort fra dette i prosessen, slik at det ifølge utbygger vanskelig lot seg gjøre. Operatøren ble i stedet pålagt å legge til rette for å benytte kraft fra land via sjøkabler.

I 1997 bestemte oljeselskapet Saga seg for å legge til rette for rensing og deponering på Snorre B-plattformen. Det ville i så fall være første gang et slikt tiltak ble gjort, og utviklingskostnadene var derfor høyere enn hva man kunne tjene inn på redusert CO<sub>2</sub>-avgift. På grunn av utviklingen i

oljebransjen på daværende tidspunkt ble ikke prosjektet gjennomført.

I april 1998 presenterte Norsk Hydro planer om et hydrogenkraftverk, hvor utskilt CO<sub>2</sub> skulle benyttes til oljeproduksjon i Grane-feltet. Kraftverket var dimensjonert for det aktuelle CO<sub>2</sub>-volumet og var på 1200 MW, med en årlig el-produksjon på hele 10-11 TWh. I tillegg til å levere kraft til det nærliggende aluminiumsverket og nettet vurderte selskapet å benytte kraft fra land til Grane-feltet og Heimdal. Hele prosjektet ble imidlertid skrinlagt.

I etterkant av dette luftet Hydro en mulig variant av prosjektet kalt «Offshore kraft», som blant annet er fremhevet i AP/LO rapporten «Ta naturgassen i bruk» (2001). Elektrifisering omtales som et «miljøtiltak i særklasse» og det heter videre at «[E]t mulig konsept kan være kraft fra Kollsnes/Sture til de store installasjonene langs Troll/Oseberg – Tampen-aksen. Dette er installasjoner med et forbruk på ca 500 MW. Utslippsreduksjonen for CO<sub>2</sub> vil være på 3 millioner tonn/år dersom kraften ble generert fra et hydrogenkraftverk på land. I tillegg kommer NO<sub>x</sub>-reduksjonen».

Samtidig hadde BP i lengre tid arbeidet med prosjektet «North Sea Power», der oljeselskapet studerte mulighetene for en meget omfattende elektrifisering av plattformer både på britisk og norsk side. I ovennevnte AP/LO-rapport heter det at elektrifiseringen ville gi en årlig reduksjon på 7 millioner tonn CO<sub>2</sub>, 4 millioner tonn på britisk side og 3 millioner tonn i Norge. I tillegg kommer betydelige NO<sub>x</sub>-reduksjoner som selskapet ikke hadde regnet på, men som aktuelle plattformer uansett må gjennomføre i henhold til EUs direktiv om «best tilgjengelige teknikker» innen 2007. Kravet vil føre til store investeringer på de aktuelle plattformer innen få år, heter det i notatet.

Senere gikk BP videre med en redusert utgave av prosjektet, som blant annet er omtalt i Stortingsmelding nr. 54 (200-2001) Norsk klimapolitikk, hvor det heter: «I tillegg vurderes elektrisk kraft fra land til i første omgang Ekofisk/Ula/Valhall-området av BP. For Tampen-området vurderes både en samordning av kraftbehovet i området, og kraft fra land»

I Stortingsmelding nr. 15 Tilleggsmelding til St.meld. nr. 54 (2000-2001) Norsk klimapolitikk, er det gitt en mer utførlig beskrivelse av BPs prosjekt: «Som et ledd i å bidra til en mest mulig miljømessig energiforsyning har BP arbeidet med et prosjekt om forsyning av elektrisk kraft fra land til den sørlige delen av Nordsjøen. Prosjektets hovedmål er å installere et anlegg som kan levere elektrisk kraft fra land til de eldre plattformene på Valhall, Ula, Gyda og en mindre del av Ekofisk-feltene i Nordsjøen som erstatning for dagens lite effektive gasskraftverk på den enkelte plattform. Det er verken i Norge eller internasjonalt gjennomført prosjekter hvis formål er å levere strøm offshore gjennom likestrømskabler. Vekselstrøm konverteres til likestrøm på land og sendes i likestrømskabler, som har lavt energitap, til et knutepunkt offshore, for deretter å konverteres til vekselstrøm som distribueres til omkringliggende plattformer. Kraftbehovet vil være om lag 1 TWh pr. år. Dette prosjektet kan gi utslippsreduksjoner på sokkelen i størrelsesorden 700.000 tonn CO<sub>2</sub> og 1.100 tonn NO<sub>x</sub> pr. år. Foreløpige beregninger tyder på at investeringene vil beløpe seg til 2,2 milliarder kroner. Driftskostnadene vil imidlertid være moderate.

BP har allerede sett på mulighetene for å overføre kraft fra land til offshorevirksomhet i andre land dersom en lykkes i Norge. Det kan her både være aktuelt å erstatte eksisterende kraftgenerering på plattformer i drift og å legge til rette for kraftlevering fra land for felt under vurdering. I tillegg til reduserte utslipp vil krafttilførsel fra land til plattformene bedre det økonomiske driftsgrunnlaget på feltene gjennom reduserte driftskostnader. Videre vil gass som i dag benyttes til kraftgenerering, kunne frigis for salg til kundene eller reinjiseres for å øke oljeutvinningen i reservoaret. Fjerning av

gassturbiner på plattformene vil frigjøre plass som kan nyttes til å installere nytt utstyr for eksempel for å øke utvinningen fra reservoarene. Elektrifisering vil også bedre sikkerhet og arbeidsmiljø på den enkelte plattform. Det er flere risikoelementer av betydning for å få prosjektet realisert; størrelsen på kapitalkostnadene, prisen på de langsiktige kraftkontraktene som oppnås i markedet, og finansiering av infrastrukturen».

I forbindelse med behandlingen av denne meldingen fremmet blant annet Arbeiderpartiet følgende forslag:

«Stortinget ber Regjeringen om å starte arbeidet med å elektrifisere sokkelen. Innen 2008 skal det gjennomføres elektrifisering på sokkelen kombinert med gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering. Disse prosjektene bør redusere CO<sub>2</sub>-utslippene på sokkelen med om lag 3 millioner tonn CO<sub>2</sub>.»

Forslaget fikk imidlertid ikke flertall. Det fikk derimot følgende forslag:

«Stortinget ber Regjeringen i forbindelse med Gassmeldingen om å vurdere tiltak for sterkere grad av elektrifisering av sokkelen».

I denne meldingen, St.meld.nr 9, Om innenlands bruk av naturgass (2202-2003), opplyses det om at det omtalte BP-prosjektet vil ha behov for et tilskudd på 500 millioner kroner, og ellers er gjennomgangsmelodien at Regjeringen vil se elektrifisering i sammenheng med gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering. I kapittelet om elektrifisering er man ellers svært opptatt av at norsk sokkel er inne i en moden fase og at det er behov for betydelige omstrukturering av en rekke felt, noe som gir nye muligheter.

Forut for denne meldingen skrev man i St.meld.nr 38 (2001-2002) Om olje- og gassvirksomheten, at «[R]egjeringen ser det som viktig å få på plass en faglig vurdering som blant annet inkluderer de tekniske forhold og miljøaspektet ved et slikt tiltak» (kraft fra land).

Olje- og energidepartementet (OED) ba derfor i brev av 19. februar 2002 NVE og OD om i fellesskap å utarbeide en ny rapport om denne problemstillingen. Det ble satt som forutsetning at det ble tatt nødvendig kontakt med Statnett.

I rapporten fra OD og NVE, «Kraftforsyning fra land til sokkelen – muligheter, kostnader og miljøvirkninger» som kom i november 2002, viser man innledningsvis til sin tidligere rapport fra 1997, og påpeker at det har vært en betydelig teknologisk utvikling siden da i forhold til dette spørsmålet.

Hovedkonklusjonen i rapporten er at de positive effektene av tiltaket vil være:

- reduserte utslipp av CO<sub>2</sub> og NOX
- økt sikkerhet og bedre arbeidsmiljø på innretningene
- høyere regularitet
- reduserte driftskostnader
- forlenget levetid
- økt utvinning

Oljedirektoratets tilnærming til den konkrete elektrifiseringen av ulike områder og installasjoner på sokkelen er i rapporten er både nyttig og relevant, mens NVEs tanker om kraftforsyningen er mer villedende enn veiledende. Dermed konkluderer rapportskriverne at tiltaket tross positive effekter er et meget kostbart bidrag til at Norges skal nå sine forpliktelser i henhold til Kyoto- og Gøteborg-protokollene. I rapporten heter det at «Beregningene indikerer at tiltakskostnadene for elektrifisering av sokkelen vil være høye i forhold til dagens CO<sub>2</sub>-avgift, forventet internasjonal kvotepris og andre tiltak i SFT sine tiltaksanalyser for CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>.» I vårt notat kan vi dokumentere at disse påstandene er framsatt på feilaktig grunnlag og med manglende innsikt i og forståelse av sakskomplekset.

Til tross for dette har den rødgrønne regjeringen nylig godkjent en plan for utbygging og drift (PUD) av feltene Gjøl, Vega og Vega Sør, som skal benytte kraft fra land. Likeledes har BP funnet det lønnsomt å benytte kraft fra land til Valhall, et av feltene som ligger lengst fra land på norsk sokkel. Troll Videreutvikling har også besluttet å benytte kraft fra land. Statoil og Shell ønsker å benytte kraft fra land til å elektrifisere Draugen og Heidrun. Og endelig vil Ormen Lange-feltet være elektrifisert og i produksjon; her skjer det en slags omvendt elektrifisering der kraftbehovet er flyttet til land.

## 2. Miljøeffekter

Allerede i SINTEFs rapport «Miljøvennlig gasskraft kombinert med økt oljeutvinning» fra 1988 er man meget bevisst på at verden og Norge må unngå utslipp fra fossil energiproduksjon som gasskraft. I rapporten heter det:

«Kraftverket blir praktisk talt utslippsfritt. Dette må tillegges stor betydning sett på bakgrunn av den usikkerhet angående miljøkonsekvenser som er forbundet med det framtidige energiforbruk. Luftforurensning i byer og industristrøk, forsurening av miljøet, skogsdød og klimaendringer er mulige konsekvenser forbundet med bruk av fossilt brennstoff (Brundtland 1987). Gasskraft, som ofte blir betraktet som nærmest forurensningsfri energi, går ikke fri i denne sammenheng, først og fremst på grunn av utslipp av store mengder CO<sub>2</sub> og betydelige mengder nitroser gasser (Statens Forurensningstilsyn 1987)».

I dag vet vi at utslipp fra fossil energi allerede har ført til så høy konsentrasjon av CO<sub>2</sub> i atmosfæren at temperaturen stiger selv om man kutter alle utslipp umiddelbart. Selv om temperaturøkningen stabiliseres på to grader globalt, vil temperaturen i Arktis stige med fem til syv grader – og ved tre grader fører nedsmeltingen til at havet stiger med over to meter. I lys av dette burde de enkle og svært forurensende turbinene på norske sokkel vært byttet ut for lenge siden. Nå handler det om å redusere utslippene mest mulig for å begrense skadene, og da er det liten menig med stadige utsettelser og omkamper om tiltakene.

I den tidligere omtalte Stortingsmelding nr 9, Om innenlands bruk av naturgass (2002-2003), heter det:

«Den omfattende elektrifiseringen har gitt Norge en tilnærmet utslippsfri elektrisitetsektor på land. Om lag halvparten av det norske energiforbruket dekkes av elektrisitet. De direkte utslippsrelaterte utfordringene i det norske energiforbruket er derfor hovedsakelig forbrenning av:

- gass til kraft- og varmeformål i petroleumsvirksomheten
- gass i eventuell ny kombinert kraft- og varmeproduksjon
- olje til varmeformål
- olje og kull og prosessutslipp i industrien
- fossile drivstoff i transportsektoren.

Sentrale strategier i møte med disse utfordringene er CO<sub>2</sub>-fjerning fra fossile brenslere og en omlegging til mer miljøvennlig energibruk og energiproduksjon».

Energiforbruket på sokkelen var på nesten 50 TWh i 2004, hvorav kun i overkant av 15 TWh ble utnyttet. I gjennomsnitt var den effektive virkningsgraden i energianleggene knyttet til olje- og gassproduksjonen offshore kun 34,5 prosent. Sammenlignet med et kombinert gasskraftverk på land – med elektrisk virkningsgrad på opptil 60 prosent og betydelig høyere effektiv virkningsgrad – er energiutnyttelsen svært lav og gir høye utslipp per nyttiggjort energienhet. Vi kan slå fast at all annen bruk av gass vil gi lavere utslipp. Å erstatte den minst effektive energisløsende og mest forurensende energiforsyningen vil gi positive miljøgevinster nær sagt uansett alternativ.

Toneangivende aktører har hevdet at innlagt strøm på norsk sokkel krever at Norge bruker mer energi. Dette stemmer ikke. Energibehovet er først og fremst definert av petroleumsaktiviteten, og all den tid den konvensjonelle energiproduksjonen offshore representerer er mest energisløsende, vil all alternativ bruk bedre energibalansen.

Det er også et paradoks dersom det å fjerne utslippene fra energiproduksjonen offshore ikke er aktuelt, samtidig som utslippene fra landbaserte gasskraftverk – som tross alt har vesentlig høyere virkningsgrad – blir regnet som miljømessig uakseptabelt.

Norge disponerer dessuten svært store fornybare energiresurser og i dag finnes det en rekke planer for å utnytte dem. Bare for vindkraft alene finnes det konkrete planer om 40 TWh.

I tillegg er det planlagt en rekke gasskraftverk med konkrete mål, krav og planer om CO<sub>2</sub>-rensning. Bare produksjonen fra de første anleggene som settes i drift vil langt overstige behovet ved en rimelig omfattende elektrifisering

Endelig kan Norge frigjøre betydelige mengder kraft ved større bruk av fornybar varme til oppvarmingsformål og energieffektivisering.

Alle disse forholdene har blitt påpekt en rekke ganger tidligere, som nevnt blant annet i rapporten fra Miljøsok fase 1.

I denne sammenhengen blir den relevante problemstillingen: Hva skal vi bruke disse mulighetene og ressursene til? Hva gir best miljøeffekt? Det kan ikke herske tvil om at det å erstatte konvensjonell kraftproduksjon offshore er et svært godt alternativ.

Til tross for dette har det fra toneangivende hold blitt påstått at det eneste alternativet til den nåværende kraftproduksjonen på norsk sokkel er å importere kraft basert på kullkraft, og at miljøgevinsten ved elektrifisering dermed er tvilsom. Denne påstanden hviler på det premiss at verken Norge, våre naboland eller verden for øvrig ønsker å begrense skadene av klimaendringene og finne årsakene bak. Uavhengig av hvor sannsynlig det er, er premisset ubrukelig som strategi for å løse

klimaproblemet og irrelevant i miljø sammenheng. Konsekvensen av dette premisset vil være at hver nordmann snarest må anskaffe egen gassturbin – av miljøhensyn.

Til tross for at effekten av å elektrifisere norsk sokkel synes opplagt, er det gjennomført en rekke tankeeksperimenter for å synliggjøre konsekvensene. Disse viser summarisk følgende miljøregnskap ved ulik kraftoppdekning.

- Fornybar energi gir positivt
- Ren gasskraft gir positivt
- Ren kullkraft gir positivt
- Gasskraft gir positivt
- Kullkraft gir positivt

INVE/OD-rapporten var riktignok tiltakskostnaden ved importalternativet høy på grunn av den marginale forbedringen hvis kullkraft dominerer oppdekningen. Dette utfallet skyldes at rapportskriverne ikke tok inn over seg at tiltakskostnaden i en rasjonell samfunnsøkonomisk analyse aldri vil overstige renskostnaden.

I tillegg burde NVE/OD vurdert effekten av at frigjort brenngass offshore kunne gi ytterligere reduksjoner. Hvis eksempel 1 million tonn CO<sub>2</sub>-reduksjon offshore frigjør gass som kan gi opptil 2,5 million tonn ytterligere reduksjon, blir den globale reduksjonen 3,5 million tonn. Til grunn for et slikt resonnement vil man for eksempel kunne regne på effekten av å fjerne ineffektive turbiner og bruke frigjort gass i høyeffektive gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering, som igjen kan erstatte kullkraft og annen forurensende energiproduksjon.

For å elektrifisere sokkelen i det

## Virkningsgrader

Det ble i 2004 produsert totalt 21 TWh energi på norsk sokkel. Av dette var nesten 16 TWh elektrisk og mekanisk energi og over 5 TWh varmeenergi. Sammenlignet med produksjon av elektrisk energi på fastlandet i Norge på 110,4 TWh samme år er dette en betydelig energiproduksjon. Det er derfor viktig at energieffektiviteten og utslippene fra denne virksomheten blir grundig vurdert.

Det er sett på ulike måltall for energieffektiviteten til energianleggene knyttet til olje- og gassproduksjonen. CO<sub>2</sub>-utslipp per produsert enhet vil normalt kunne være et godt måltall for energianlegg. For olje- og gassproduksjon blir CO<sub>2</sub>-utslippene per produsert enhet påvirket av mange feltspesifikke forhold uavhengig av anleggets energieffektivitet. Derfor kan måltallet vanskelig kan brukes, og vi må skille mellom ulike virkningsgrader:

- Elektrisk/mekanisk virkningsgrad angir hvor stor del av den innførte effekten som omdannes i energi til drift av generatorer og kompressorer. Denne virkningsgraden er enkel å beregne og kan sammenlignes direkte med gassturbinens nominelle virkningsgrad. Ulempen er at det ikke tas hensyn til produksjon av varmeenergi.
- Total virkningsgrad tar hensyn til alle produkter fra gassturbinen, både elektrisk/mekanisk energi og varmeenergi gjenvunnet fra avgassen. Ulempen er at all varmeenergi behandles på linje med elektrisk og mekanisk energi selv om det er mye lettere å produsere varmeenergi med høy virkningsgrad.
- Effektiv virkningsgrad tar også hensyn til alle produkter fra gassturbinen. Her blir det imidlertid justert for kvaliteten til produktet, slik at varmeenergi med forholdsvis lav temperatur gir et mindre bidrag til den effektive virkningsgraden.

Konklusjonen er at den beste måten for å uttrykke energieffektiviteten til energianleggene til havs er effektiv virkningsgrad, fordi dette måltallet tar hensyn til alle produkter og deres kvalitet. Med utgangspunkt i brenselmengder og opplysninger om gassturbinetype, driftstid og lastgrad har gassturbinenes reelle virkningsgrader blitt beregnet. Resultatet er:

- Elektrisk/mekanisk virkningsgrad: 31,4 %
- Total virkningsgrad: 40,8 %
- Effektiv virkningsgrad: 34,5 %

Sammenlignet med den beste tilgjengelige teknologien for gasskraftverk på land, som har en nominell virkningsgrad på opp mot 60 prosent, er virkningsgraden for anlegg til havs forholdsvis lav.

(Kilde: Einang 2006)

omfanget ZERO foreslår i dette notatet, kreves om lag 10,7 TWh energi. Elektrifisering frigjør samtidig gass som ellers ville blitt brent i offshore-turbiner. Energimengden i denne gassen er rundt 34 TWh. Dersom denne gassen benyttes i gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering, kan den produsere 17 TWh energi, selv med meget beskjeden virkningsgrad. Fratrasket overføringstap i nettet offshore (ca 1 TWh) og kraften brukt til selve elektrifiseringen (10,7 TWh), blir nettogevinsten i overkant av 5 TWh. Denne kraften kan benyttes til erstatning av andre forurensingskilder og gi ytterligere utslippsreduksjoner. Slike gevinster er ikke kvantifisert i dette notatet, men noen aktuelle forurensingskilder er nevnt.

Endelig hevder blant andre CICERO – Senter for klimaforskning – at andre land i utgangspunktet ikke blir påvirket av hva vi foretar oss i Norge, fordi eventuelle utslipp fra for eksempel danske kullkraftverk må kompenseres med reduksjoner andre steder; de totale danske utlippene vil uansett tilsvare "taket" dvs. landets klimaforpliktelse (uten at vi vil gå god for hele denne påstanden her) Lavutslippsutvalget har i sin rapport foreslått at elektrifisering skal gjennomføres i et omfang som gir en reduksjon på 3 millioner tonn CO<sub>2</sub> i forhold til prognosen innen 2020. Utvalget har for alle sine tiltak også oppgitt en energibalanse, som viser at det er fullt mulig å gjennomføre disse med en tilstrekkelig ren kraftoppdekning.

### 3. Økonomi

Mange av de ulike kostnadene man i dag opererer med i diskusjonene om klimatiltak, reflekterer ikke nødvendigvis miljøkostnaden ved å slippe ut klimagasser.<sup>4</sup> Forurensere skal som kjent betale, men for hva?

- Miljøkostnad, det vil si skadekostnad.
- Rensekostnad, det vil si tiltakskostnad.
- Avgift, det vil si atferdsendringskostnad.
- Kvote, det vil si tilbud/etterspørsel.
- Marginalkostnad mellom to tiltak/utslipp – tiltak hos "nabo" (JI).
- Kjøp av tiltak/kvote ut over tildelt gratiskvote.

Miljøkostnader blir ofte definert gjennom enten å undersøke folks betalingsvillighet for å unngå utslipp eller erstatningskrav for påført skade på naturmiljøet (herunder også mennesket). Naturlig nok er «erstatningsvilligheten» høyere enn «betalingsvilligheten». Siden alle har rett på et rent og levende naturmiljø og det er forurensere som skal betale, gir erstatningsvilligheten uttrykk for den mest riktige miljøkostnaden. For mange mennesker og for ulike miljøskader kan ikke alt måles i penger; i slike tilfeller er miljøkostnaden uendelig, altså skal ethvert skadelig utslipp eller inngrep unngås.

Når man ønsker å redusere utlippene av klimagasser, er det fordi man har akseptert at miljøkostnadene ved å forandre klimaet er høyere enn kostnadene forbundet med å redusere utlippene tilstrekkelig til å unngå miljøskaden. Det er heller ikke slik at i det øyeblikk Norges utslipp balanserer på Kyoto-forpliktelsen, er det ingen miljøkostnader knyttet til disse.

Det er likeledes en erkjennelse av at Kyoto-protokollen ikke er tilstrekkelig til å verken å begrense eller redusere utlippene i den grad som er nødvendig, og at alle smutthullene i avtalen gjør det

---

4. Dette innledende kapittelet gjengir stort sett på arbeid utført av Palm et.al 1999

svært vanskelig å forhindre nye utslipp og å få satt i verk de tiltakene som er påkrevd. Tvert imot påpeker også myndighetene at Kyoto-protokollen ikke er ambisiøs nok i forhold til klimautfordringen verden står ovenfor, og at det er behov for større reduksjoner fra industrilandenes side.

Når det gjelder rensekostnader, må de reflektere den rensegrad som er nødvendig for å eliminere miljøbelastningen og dermed miljøkostnaden fra virksomheten. Rettferdige konkurransevilkår og samfunnsøkonomisk riktige investeringer oppnås kun ved at de ulike virksomheter faktisk betaler sin egen miljøkostnad (eller gjennomfører tilstrekkelig rensing) – og derigjennom i praksis også minimaliserer miljøbelastningen.

Hensikten med miljøavgifter er å få markedsaktørene til å endre atferd i en mer miljøriktig retning. Avgifter gir kun et bilde av hvor sterkt økonomisk press som må til før vedkommende reagerer og ikke av hvor kostbart det er faktisk å gjennomføre det aktuelle tiltaket som rent fysisk fører til mindre forurensning. Å skifte fra olje til biobrensel i fyrkjelen kan for eksempel ha en meget moderat kostnad, mens den avgiften som skal til for at ulike brukere gjør det, kan variere sterkt. I samfunn med høye inntekter vil nødvendigvis avgiftene måtte være høyere for at tiltak skal bli gjennomført enn der inntektene er lavere, uten at tiltakene koster mer.

Prisen på kvoter vil avhenge av tilbud og etterspørsel, mens prisen ved felles gjennomføring er marginalkostnaden mellom to tiltak/utslipp (mer om dette senere). Prisen på kvoter og felles gjennomføring skal ideelt sett reflektere prisen ved å balansere på Kyoto-nivå og vil således være langt lavere enn faktiske miljøkostnader, siden protokollen ikke eliminerer miljøbelastningen knyttet til utslipp av klimagasser.

I dag er situasjonen at utslippene øker og beslutningstagere vegrer seg for å gjennomføre nødvendige tiltak. Det er ingen mangel på utslipp eller for mange enkle og rimelige tiltak tilgjengelig. I dette perspektivet er ethvert nytt utslipp uønsket og få tiltak kan stå urørt.

Fordi verden altså skal redusere utslippene med 50-60 prosent globalt og nordmenn med 90 prosent, gir det i prinsippet ingen mening å tillate for eksempel bruk av gassturbiner å kompensere for sine utslipp før man balanserer på dette nivået.

Det er heller ikke rimelig at ethvert initiativ til å redusere ens egne utslipp bare fører til at andre kan øke sine, fordi enkelte har en nasjonal ambisjon om å påføre samfunnet et gitt nivå av miljøkostnader.

### 3.1 Utslipp, tiltak og kostnader i petroleumsvirksomheten

Utslippene fra petroleumsvirksomheten har økt kraftig de siste årene, stort sett på grunn av ineffektive og svært forurensende turbiner. Innføringen av CO<sub>2</sub>-avgiften har langt fra vært tilstrekkelig til at man i særlig grad har gjennomført utslippsreducerende tiltak, som bruk av kraft fra land.

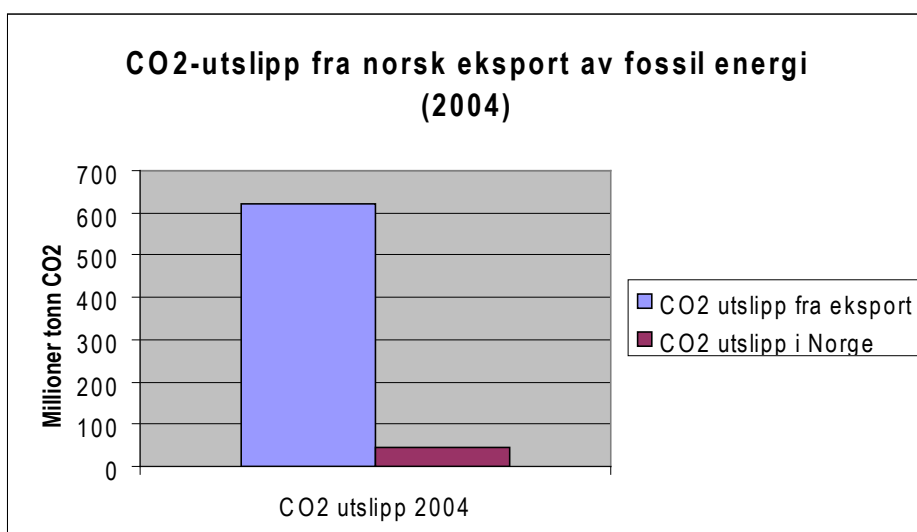
Spesielt i perioden rundt årtusenskiftet var det så stort fokus på å redusere investeringskostnadene i virksomheten at lønnsomme miljøtiltak ikke ble gjennomført. Anbefalinger fra Miljøsok fase 1 ble ikke fulgt opp, og Miljøsok fase 2 ble et tilbakeskritt. Samtidig krevde virksomhetene redusert CO<sub>2</sub>-avgift, selv om avgiften er en svært liten andel av det samlede skattetrykket for bransjen, og det finnes mange andre skattemessige håndgrep. Miljøavgifter er satt for å nå miljømål, og skal andre hensyn ivaretas må man bruke andre virkemidler. Likevel ble avgiften redusert.

I tillegg har det eksistert en forventning om at petroleumsbransjen skal inkluderes i et kvotesystem, hvor prisen for å utslipp skulle være betydelig lavere enn CO<sub>2</sub>-avgiften. Dette har medført at sentrale aktører i bransjen har lagt svært lave CO<sub>2</sub>-kostnader til grunn for sine beslutninger. Årsaken til den forholdsvis lave kvotekostnaden hittil skyldes først og fremst at det blir tildelt mer kvoter enn det finnes utslipp. Det betyr samtidig at kjøp av kvoter ikke kan sammenlignes med reelle tiltak. Den utstrakte tildelingen av gratis kvoter er også et brudd på prinsippet om at forurenseren skal betale.

Mange i bransjen har til nå aktivt promotert ubegrenset kjøp og salg av kvoter som tilstrekkelig alternativ til tiltak på sokkelen. Kvotekjøp og andre fleksible virkemidler er bare ment å skulle supplere egne utslippsreducerende tiltak (fordi industrialiserte land må redusere sine utslipp radikalt for at utviklingsland skal kunne ha en legitim vekst), men dette har bransjen ikke villet forholde seg til. Å være tilhenger av utslippsreducerende tiltak i utviklingsland legitimerer ikke økte utslipp på hjemmebane. Argumentasjonen om at tiltak i Norge ikke skal gjennomføre hvis det finnes rimeligere tiltak andre steder, holder ikke mål i et solidarisk perspektiv.

Dersom det hadde vært mulig å kjøpe alt fritt ville ikke Norge fått en av de tre svakeste forpliktelsene i Kyoto-avtalen. Dersom kun et rent velferdsrasjonale hadde ligget til grunn og alt kunne kjøpes fritt, ville Norge fått mange hundre prosents reduksjon som forpliktelse. Dersom det i hele tatt skal kunne argumenteres for syn om ubegrenset kjøp, må man samtidig argumentere for at Norge minst skal være såkalt «100 prosent karbon-nøytralt» umiddelbart – og ikke først i 2050.

Fra det toneangivende oljeindustrielle miljøet blir norsk olje- og gassproduksjons fortrefelighet stadig fremhevet, og det blir gjentatte ganger påstått at bruk av kraft fra land er et altfor kostbart tiltak. I sum har slike holdninger medført at Norge har bidratt betydelig til de klimaendringer som er i gang. Dette har en kostnad som langt overstiger bruk av kraft fra land eller CO<sub>2</sub>-fjerning.



Figur. CO<sub>2</sub>-utslipp fra norsk eksport av fossil energi og utslipp i Norge

Når norske myndigheter for eksempel ønsker å inkludere binding av CO<sub>2</sub>, som følge av skogplanting i klimaregnskapet, er det verdt å merke seg at høstingen av de norske petroleumsressursene bare i 2004 alene utgjorde over 600 millioner tonn (se figur over). I et slikt perspektiv – som våre oljeinntekter tatt i betraktning ikke er urimelig – er utslippet per norsk statsborger over syv ganger høyere enn utslipp per innbygger i USA (se tabell).

Utslipp per innbygger [tonn]	
Norge CO <sub>2</sub>	9,51
Norge klimagasser	11,96
Inkludert eksport, CO <sub>2</sub>	144,4
USA	20,2
Faktor Norge-USA per innbygger	7,15

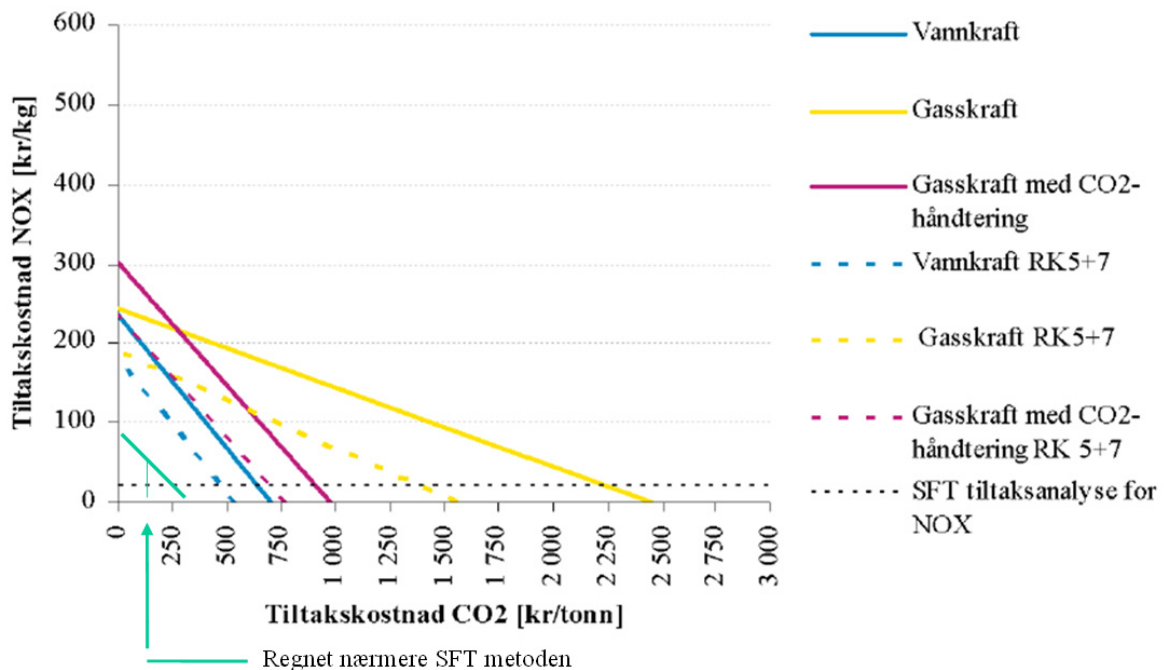
Tabell: Utslipp per innbygger Norge og USA

I denne sammenhengen bør det bemerkes at Norge trolig i fremtiden kan bli saksøkt for sitt betydelige bi-

drag til klimaendringer gjennom petroleumsvirksomheten, noe som i realiteten innebærer at oljefondet er meget usikkert. Juridisk står også virksomheten svakt i lys av Grunnlovens paragraf 110B (som definerer bærekraftig utvikling): *Enhver har Ret til et Milieu som sikrer Sundhed og til en natur hvis Produktionsævne og Mangfold bevares. Naturens Ressourcer skulle disponeres ud fra en langsiktig og alsidig Betragtning, der ivaretager denne Ret ogsaa for Efterslægten.*

Det blir ofte hevdet at mange tilgjengelige utslippsreducerende tiltak er rimeligere enn å elektrifisere petroleumproduksjonen på norsk sokkel. I forbindelse med presentasjonen av NVE/OD rapporten fra 2002 viser man nettopp til at det ifølge SFTs tiltaksanalyse finnes rimeligere tiltak. Et lite påaktet forhold som imidlertid fremgår av rapportens innhold er at man ikke har regnet tiltakskostnader på samme måte. I SFTs tiltaksanalyser for CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> er annuitetsmetoden valgt, mens OD og NVE besluttet å bruke prosjektmetoden til beregning av tiltakskostnadene.

I nedenstående figur er en illustrasjon fra NVE/OD-rapporten hvor ulike tiltakskostnader for å elektrifisere Ekofisk er gjengitt, men hvor vi har vist hvordan dette ville sett ut hvis man hadde inkludert en utredning etter SFT-metoden (grafene nederst til venstre).



Figur 22: Ekofisk – CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> tiltakskostnader.

Vi skal ikke her ta stilling til hvilken av tilnærmingene som er mest riktig for å beregne tiltakskostnader, utover å påpeke at a) påstanden om rimeligere alternativer er basert på sviktende grunnlag; b) man ikke kan sammenligne «epler og pærer»; c) tiltaket ville komme godt ut av en sammenligning med andre tiltak i SFTs analyser.

Det er senere blitt gjennomført en case-studie av Sørlige Nordsjø og Oseberg-området som viser at man ved å endre på en del av forutsetningene - legge inn flere ressursklasser, redusere den gjennomsnittlige virkningsgraden, øke strømkostnaden og gassprisen, redusere diskonteringsrenten, øke NO<sub>x</sub>-avgiften, redusere oppstartingsperioden og endre noe på investerings- og driftskostnadene

- kan redusere tiltakskostnaden fra 981 kroner per tonn, til 206 kroner per tonn CO<sub>2</sub> (Laird et al 2007). Selv om forfatterne selv ikke vil påstå at analysen nødvendigvis er 100 prosent riktig, illustrerer det at man med å velge ulike forutsetninger kan komme fram til svært forskjellige resultater. Om et tiltak ansees som kostbart eller ei avhenger altså av øynene som ser, og er i stor grad avhengig av hva man vil regne seg fram til.

Når det gjelder innvendinger mot deler av den kraftoppdekningen som er vist i figuren, vises det til kapittelet om miljøeffekter. For øvrig er det regnet inn ekstra strømkostnader knyttet til CO<sub>2</sub>-fangst for dette alternativet i rapporten, mens Regjeringen har vedtatt å uansett dekke slike kostnader på Kårstø og Mongstad uavhengig av hva kraften brukes til. Det betyr nødvendigvis ikke at det ikke var riktig å inkludere dette i en samfunnsøkonomisk analyse på det tidspunkt rapporten ble skrevet, men for alle praktiske formål i dag, er det den prisen man faktisk må betale som vil være en del av beslutningsgrunnlaget for bruk av kraft fra land.

Videre er det heller ikke slik at vi har for mange rimelige tiltak tilgjengelig og for lite utslipp. I dagens situasjon må alle tiltak gjennomføres, tiden er over for små forbedringer. Når hovedmålet er å eliminere utslippene så raskt og effektivt som mulig, er det viktig å unngå kostbare omveier og blindveier slik mange alternativer til elektrifisering og rene løsninger på andre områder representerer.

Det gir ingen mening å kun se på optimale tiltakskostnader for å nå et kortsiktig og utilstrekkelig delmål. Mange alternativer kan være rimelige for å nå et visst nivå av utslipp, men kan være bortkastet hvis man i neste omgang skal stramme til. Hvis de rimeligste tiltakene er utilstrekkelige, må de altså ikke stå i veien for å gjennomføre noe mer kostbare tiltak som både gir reduksjoner og/eller eliminerer utslippene nå og på sikt.

For eksempel vil bruk av mer energieffektivt utstyr offshore gi noe lavere utslipp, og dette kan fremstå som relativt rimelige tiltak. Men når dette ikke er tilstrekkelig til verken å begrense eller redusere utslippene i den grad som er nødvendig, slik at man må reinvestere i rene løsninger, har betydelige summer gått til spille. Reintervensjon medfører som regel også større praktiske og økonomiske komplikasjoner enn om man valgte riktig løsning fra første dag. Samtidig har man sløst bort tid på unødvendige utslipp, og effekten av å gjennomføre rene løsninger har blitt mindre siden installasjonene har begrenset levetid. Dette medfører igjen at tiltakskostnadene for dette øker siden det er en mindre utslippsgevinst å fordele kostnadene på.

I sum betyr dette at en nærsynt tilnærming til kostnadseffektivitet vil være svært kostbart og gjøre det vanskeligere å få gjennomført tilstrekkelige miljøtiltak, stikk i strid med hensikten. Dessverre er slike fundamentale forhold sjelden viet oppmerksomhet i økonomisk teori på området. Det er vår erfaring at man ofte opererer med enkle generelle teoretiske termer når det gjelder tiltaksanalyser, som ikke stemmer med terrenget eller hvordan ting fungerer i praksis på ulike områder, og at dette fungerer mer villedende enn veiledende for å fatte beslutninger.

En skjematisk tilnærming til miljøutfordringer, hvor man tror man kan barbere utslippene tonn for tonn i en kostnadseffektiv rekkefølge, fungerer ikke i virkelighetens verden. Som regel står man i valget mellom små forbedringer og flikking på eksisterende forurensende løsninger, eller rene løsninger.

## 4. Aktuelle felt

Tidligere studier har vist at overføring av elektrisk kraft fra land til bruk på innretningertil havs vil gi økte investeringskostnader sammenlignet med konvensjonell bruk av gasturbiner, mens driftskostnadene vil bli redusert.

Sentrale faktorer ved elektrifisering er konkret energibehov, tilgjengelighet på kraft ved landfall, og eksisterende og ny infrastruktur. Generelt vil verdien av å elektrifisere bli bedre ved størst mulig overført kraftmengde.

De siste 10-15 årene har kortest mulig avstand til feltet som skal elektrifiseres, av mange blitt sett på som en fordel. Når BP imidlertid har funnet det lønnsomt å elektrifisere Valhall, et av feltene som ligger lengst fra land på sokkelen, betyr det at denne formodningen må revideres. Bortsett fra at lengre avstand til land nødvendigvis medfører noe økte kabelkostnader, er ikke dette lenger et forhold av avgjørende betydning.

Bruk av elektrisk kraft fra land gir størst gevinst for felt med høyt energibehov i lang tid framover. Koordinert kraftforsyning til flere innretninger innen samme område vil kunne medføre lavere investeringer enn hvis hver installasjon skulle hatt egen forsyningsløsning.

Det kan være rimeligere å tilrettelegge og bytte kraft fra land på en ny innretning enn å konvertere et eksisterende energiproduksjonssystem. På den annen side er de eldre turbinene vanligvis minst energieffektive og har dermed høyest utslipp per nyttiggjort energienhet. Avgjørende i denne sammenhengen er levetiden til kilden man ønsker å erstatte med alternativ energiforsyning. Jo lengre levetid desto større nytte vil man oppnå, selv om dette forholdet ikke blir tilstrekkelig synlig og rettferdiggjort i en tradisjonell nåverdianalyse.

Turbinene på plattformene har ulike formål; noen genererer elektrisitet, mens andre driver direkte kompressorer. Det er fullt mulig å dekke begge formålene med ekstern kraftforsyning. Det vil være en relativt enkel oppgave å erstatte den eksisterende genereringen av elektrisitet, mens å konvertere de direkte drevne kompressorene vil innebære et noe større inngrep.

Det kan være mindre hensiktsmessig å elektrifisere felt som snart går ut av produksjon, med mindre installasjonene kan bli brukt til andre formål med tilsvarende energibehov.

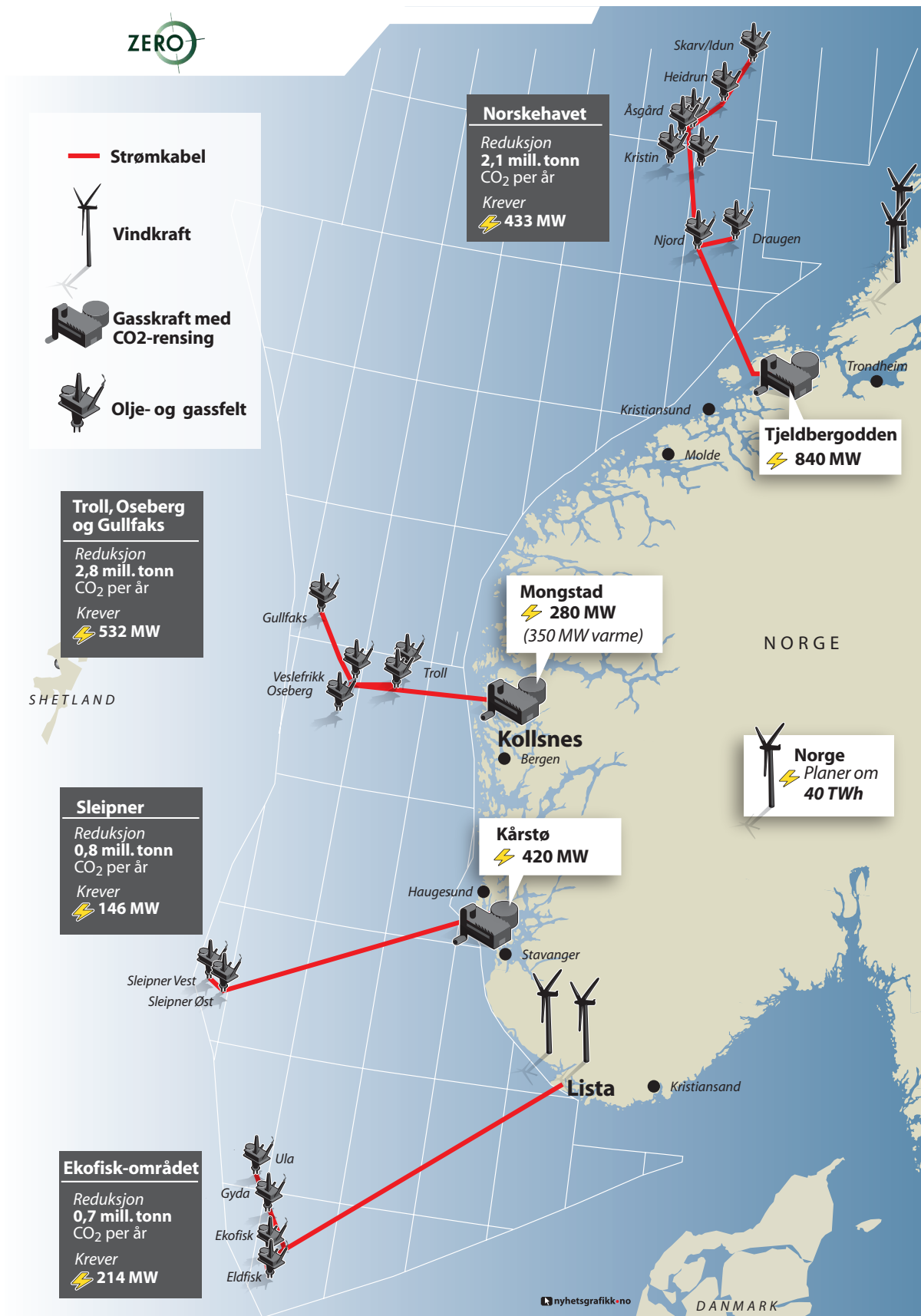
Basert på de ovenfor nevnte generelle betraktninger, har vi sett nærmere på de ulike utslippskildene som må erstattes med kraft fra land basert på en praktisk tilnærming.

### Behov for omstrukturering og effektivisering av eksisterende felt

I Stortingsmelding nr 9, Om innenlands bruk av naturgass (2202-2003), heter det: «Mange felt og områder på norsk kontinentalsokkel er i en moden fase der produksjonen avtar og driftskostnadene stiger. Produksjonen fra disse feltene vil om noen år bli faset ut dersom ikke omfattende tiltak iverksettes for å effektivisere driften. Dette gjelder også flere av de største feltene på norsk sokkel som for eksempel Statfjord og Gullfaks og helt sentrale petroleumsprovinser som Sørlege Nordsjø og Tampen. Dette stiller alle impliserte aktører overfor store utfordringer for å forlenge feltenes levetid. Hvilke tiltak som er påkrevd, kan variere mellom ulike felt, men en fellesnevner er at omstrukturering og effektivisering av driften vil være nødvendig. I mange tilfeller må en også vurdere helt nye måter å drive feltene på. Det er i første rekke rettighetshaverne, og især operatørselskapene, som må gå foran og gjennomføre de nødvendige tiltak for å forlenge feltenes levetid. For staten som ressurseier er det imidlertid svært viktig å påse at ressursene utnyttes på en best mulig måte slik at verdiskapingen for det norske samfunnet opprettholdes»

Krafttilførsel fra land vil være et sentralt verdiskapende, effektiviserende og utslippsreduserende tiltak i denne sammenheng.

## 4.1. De foreslåtte områdene



Figur: Foreslått bruk av kraft fra land

#### 4.1.1. Ekofiskområdet

Felt med kraftbehov i området er Ekofisk J og K, Eldfisk, Gyda, Ula, Valhall og Tor. Valhall og Tor er ekskludert i vårt forslag; Valhall fordi operatøren BP og rettighetshaverne allerede har funnet det lønnsomt å benytte kraft fra land til feltet. Dette ble godkjent i statsråd 25. mai 2007, og olje- og energiministeren fremhevet i den forbindelse at tiltaket ville medføre at CO<sub>2</sub>-utslippene fra feltet ville reduseres med 400.000 tonn, tilsvarende omlag 1/3 av all innenriks flytrafikk.

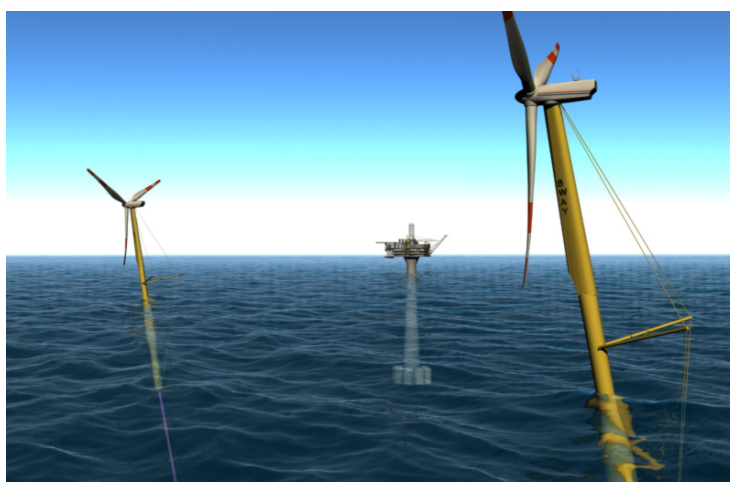
Tor er utelatt på grunn av meget beskjedent kraftbehov og kort levetid. Installasjonen drives nå nærmest «fra dag til dag». Tor kan imidlertid være aktuell som transformatorlokasjon i området.

Last og CO <sub>2</sub> utslipp fra gen.drift installasjonene (2004)										
	Antall		Gassturbiner last			Motorer Last [MW]	Prod kraft, totalt [GWh]		CO <sub>2</sub> -utslipp [tonn]	
	gen. drift	direkte drift	Totalt [MW]	Gen.drift	Direkte-drevet		turbiner og motorer	Gen.drift [GWh]	Totalt installasjon	Fra gen. drift
<b>Ekofisk-området</b>	<b>20</b>	<b>19</b>	<b>269</b>	<b>95</b>	<b>174</b>	<b>4</b>	<b>2 387</b>	<b>862</b>	<b>1 438 257</b>	<b>538 024</b>
Ekofisk J	2	4	101	26	75	0	888	232	461 375	120 359
Ekofisk K	3	3	23	0	23	0	202	4	191 606	3 832
Eldfisk	3	5	54	8	45	3	494	97	262 009	54 795
Gyda	4	0	10	10	0	0	92	92	79 719	79 719
Ula	3	0	26	26	0	0	226	226	149 153	149 153
Valhall	2	6	51	23	28	0	444	201	266 616	121 046
Tor	3	1	4	0	4	1	41	10	27 779	9 121

Tabell: Last og CO<sub>2</sub>-utslipp fra turbiner i Ekofiskområdet

Gunnar Einang, en av hovedforfatterne bak NVE/OD-rapporten fra 2002, har i sin masteroppgave «Olje- og gassproduksjon til havs – energibruk og effektivitet» (2006) foreslått en omfattende elektrifisering av Ekofiskområdet basert på vindkraft. Einang skriver blant annet:

«De siste årene har det blitt utredet flere konsept for vindkraft til havs. Et av konseptene som har kommet lengst i utredningen, er Sway, som vist i figur. Dette er utviklet av et selskap ved samme navn. Konseptet er basert på et sylindrisk vindturbintårn som flyter dypt med ballast i nedre ende.



Figur. Konsept for vindkraft fra Sway

En stor andel av kostnadene knyttet til et slikt prosjekt er kostnadene til strømoverføring til land. En mulig løsning for å redusere utbyggingskostnaden til et slikt vindkraftanlegg er å bruke samme strømkabel som en vil nytte for å forsyne anlegg til havs med strøm fra land.

(..) Strømanlegget [for Valhall feltet, red. anm.] vil være designet for en kapasitet på 78 MW levert på Valhall. Omformerstasjon planlegges etablert i Lista kommune (ved Far-

sund) med kabel til Valhall. Dersom et vindkraftanlegg til havs ble bygd ut i nærheten av Valhall, vil anlegget kunne samordnes med kraftforsyningen fra land til Valhall.

Et vindkraftanlegg på 240 MW ville ved gode vindforhold kunne dekke kraftforsyningen til Valhall samt kraftforsyningen til resten av feltene i Ekofisk-området (85 MW) og samtidig kunne eksportere strøm til land gjennom kabelen fra Valhall til land.

Ved lavere laster kunne vindkraftanlegget dekke kraftforsyningen til kraftforbruket til havs. Dersom det ikke ble generert nok vindkraft til å dekke hele kraftforbruket til havs kan deler av kraftforsyningen dekkes med kraft fra land gjennom kabelen til Valhall.

For den delen av tiden vindkraftanlegget ville produsere mindre enn 85 MW vil det måtte være beholdt tilstrekkelig reservekapasitet på feltene til å generere egen kraft til å dekke opp dette. Konseptet har ikke blitt grundig vurdert, men det har øyensynlig en rekke fordeler:

- Kan etablere et vindkraftanlegg til havs på 240 MW uten annet enn en kort tilknytning til et nærliggende oljefelt.
- Mulige drifts- og vedlikeholdsmessige samordningsgevinster.
- Kostnadseffektiv og miljøvennlig kraftoppdekning for feltene i Ekofisk/Valhall-området.

Et slikt tiltak vil kunne erstatte en kraftproduksjon til havs på 0-163 MW, og en har i dette tilfellet antatt en gjennomsnittlig oppdekning av 85 MW (har ikke data på dette, vil kreve nærmere studier). En slik antagelse vil gi en brutto reduksjon i årlige CO<sub>2</sub> utslipp på 341000 tonn.»

I påvente av at et slikt vindkraftanlegg eventuelt skal la seg realisere, er det mest aktuelle og robuste alternativet å legge en ny kabel fra Lista. Den mest elegante løsningen vil være at den også går til Valhall og at man kobler på de andre installasjonene med «stikkontakter og skjøteledninger» herfra. Det ville også fjernet behovet for å ha turbiner i back-up på Valhall. Dersom dette ikke skulle la seg gjøre, er som nevnt Tor et godt alternativt lokasjonssted for transformatoren.

I dette konseptet er det kun sett på å erstatte driften av de elgenererende turbinene, som er en relativ enkel oppgave. Dersom man i tillegg konverterer den direkte drevne kompresjonen, vil utslippsreduksjonen bli betydelig større. Siden man allerede har installert turbiner i området, har man en utmerket sikring i systemet. ZERO er for øvrig kjent med at selskapet ConocoPhillips ser på mulighetene for å etablere et kraftverk med CO<sub>2</sub>-fjerning på en av installasjonene i området. Det ville passe utmerket inn i et system som beskrevet her hvor kraften kan distribueres både offshore og til land. Likeledes ville man oppnå alle de samme positive fordelene ved å etablere en elektrisk infrastruktur, når et offshore vindkraftverk skulle bli aktuelt.

- Hel-elektrifisering av de nevnte aktuelle felt vil gi en utslippsreduksjon på 731.853 tonn CO<sub>2</sub>/år, og kreve 214 MW.
- Del-elektrifisering vil gi en utslippsreduksjon på 361.955 tonn CO<sub>2</sub>/år, og kreve 71 MW.

#### 4.1.2. Sleipner

Sleipnerfeltet blir av mange framholdt som et miljøflaggskip på sokkelen, fordi Statoil her har deponert en million tonn CO<sub>2</sub> årlig siden 1996 i Utsira-formasjonen. Deponeringen har vakt stor internasjonal oppmerksomhet.

Samtidig er Sleipner meget aktuelt deponi for CO<sub>2</sub> fra gasskraftverket på Kårstø som kommer i produksjon på Kårstø i år, og som Regjeringen nylig har ansatt en prosjektleder for å rense (se figur under). Siden Sleipnerfeltet skaper betydelige utslipp, ville det være nærliggende å benytte kraft fra dette anlegget på Kårstø. Da vil man i internasjonal sammenheng virkelig kunne snakke om et miljøprosjekt i særklasse.



Figur. Utsira-formasjonen og Sleipnerfeltet

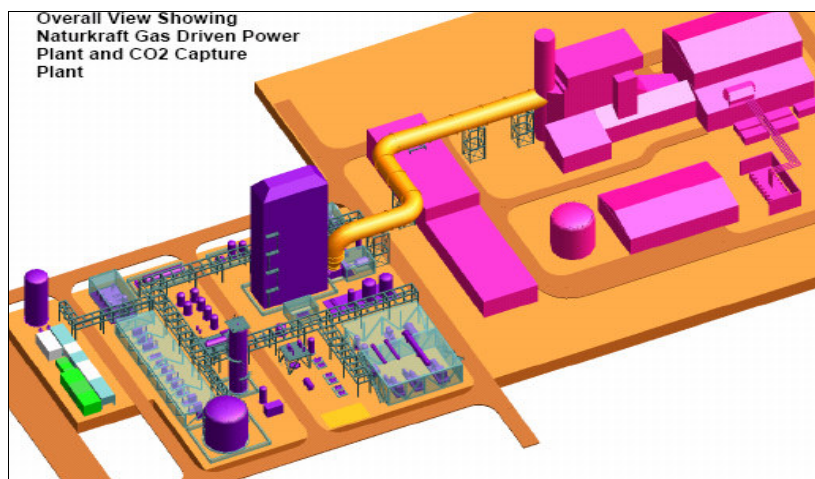
#### Last og CO<sub>2</sub> utslipp fra gen.drift installasjonene (2004)

	Antall		Gassturbiner last			Motorer Last [MW]	Prod kraft, totalt [GWh]		CO <sub>2</sub> -utslipp [tonn]	
	gen. drift	direkte drift	Totalt [MW]	Gen. drift	Direkte-drevet		turbiner og motorer	Gen.drift [GWh]	Totalt installasjon	Fra gen. drift
<b>Sleipner-området</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>150</b>	<b>40</b>	<b>110</b>	<b>14</b>	<b>1 439</b>	<b>475</b>	<b>855 790</b>	<b>284 833</b>
Sleipner A	3	5	110	36	74	0	966	319	584 031	192 489
Sleipner T	0	3	36	0	36	0	316	0	179 365	0
Glitne	4	0	4	4	0	6	82	82	51 131	51 131
Varg	0	0	0	0	0	9	75	75	41 262	41 262

Tabell: Last og utslipp fra turbiner i Sleipnerområdet

Nord for Sleipner ligger Grane-feltet og deretter Heimdal. Det er fullt mulig å elektrifisere begge disse lokasjonene uten at dette er inkludert i vår gjennomgang. Dette er en opsjon dersom det skulle bli aktuelt med ytterligere elektrifisering og utslippsreduksjoner.

- Hel-elektrifisering av Sleipner A og T vil gi en utslippsreduksjon på 763.395 tonn CO<sub>2</sub>/år og kreve 146,4 MW. Del-elektrifisering av Sleipner A vil gi en utslippsreduksjon på 192.489 tonn CO<sub>2</sub> per år og kreve 36,4 MW.



Figur: Gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-rensianlegg (blått til venstre) på Kårstø

Dersom man samtidig benyttet kraft fra gasskraftverket med rensing til også å elektrifisere deler av det eksisterende gassbehandlingsanlegget på Kårstø, vil ytterligere betydelige utslippsreduksjoner la seg realisere.

### 4.1.3 Troll/Oseberg/Gullfaks

De mest aktuelle feltene er Troll B og C, Oseberg (Feltsenteret, C, Sør og Øst), Veslefrikk, Gullfaks A og B.

	Antall		Gassturbiner last		Motorer Last [MW]	Prod kraft, totalt [GWh]	CO2-utslipp [tonn]			
	gen. drift	direkte drift	Totalt [MW]	Gen. drift			Direkte-drevet	Gen.drift [GWh]	Totalt installasjon	Fra gen. drift
Oseberg-området	11	8	300	137	163	6	2 687	1 258	1 596 701	812 477
Brage	2	1	38	26	12	0	332	228	196 768	134 770
Oseberg FS	3	5	165	37	128	0	1 444	324	720 203	161 764
Oseberg C	2	0	32	32	0	0	278	278	190 473	190 473
Oseberg Øst	1	0	13	13	0	0	116	116	93 703	93 703
Oseberg Sør	2	1	31	12	19	0	274	106	228 096	88 544
Veslefrikk	1	1	21	17	4	6	243	206	167 459	143 224
Troll	5	4	108	32	76	0	943	281	552 255	164 748
Troll A	1	0	1	1	0	0	6	6	3 520	3 520
Troll C	2	2	59	18	41	0	513	158	297 026	91 461
Troll B	2	2	48	13	35	0	424	118	251 709	69 767
Gullfaks A	4	3	96	47	49	0	839	411	532 618	260 970
Gullfaks C	3	2	67	35	31	0	583	310	383 262	203 773

Tabell: Last og CO2-utslipp fra turbiner i Troll/Oseberg-området og Gullfaks.

Selv om kraftforsyning fra land har vært pålagt utredet ved utbygginger siden 1996, er det altså kun for Troll A plattformen kraftleveranse fra land er gjennomført. Operatøren Statoil er nå i gang med et prosjekt som skal sikre Troll A økt kraftforsyning fra land. Bakgrunnen er at Troll A og landanlegget på Kollsnes om få år vil ha behov for mye mer strøm enn det som er tilgjengelig på plattformen i dag for å opprettholde gassproduksjonen. Statoil vil bygge et betydelig kraft-varmeverk på Mongstad-raffineriet og Regjeringen har inngått en forpliktende avtale om å rense utslippet fra verket (se figur under). I denne sammenheng vil det være nærliggende også å se på elektrifisering av Troll B og C, hvorav sistnevnte plattform allerede er pålagt å legge til rette for bruk av kraft fra land.



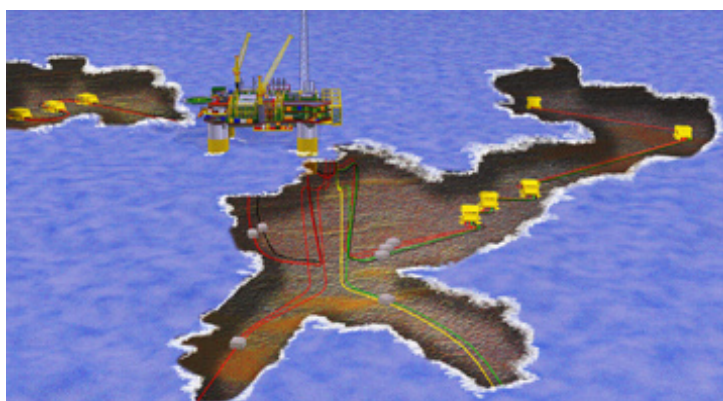
Figur. Mongstad-raffineriet med kraft-varmeverket innfelt til venstre i bildet

Nord for Trollfeltet ligger feltene Gjøa, Vega og Vega Sør. Regjeringen har nylig vedtatt å fremme en proposisjon for utbygging av disse feltene hvor det meste av plattformens forbruk av elektrisk kraft planlegges dekket med strøm fra land, med tilknytning til kraftnettet ved Mongstad i Hordaland.

I neste fase vil de mest nærliggende feltene være Oseberg, Veslefrikk og Gullfaks, hvor kraft fra land vil være et sentralt tiltak for å nå myndighetenes mål om betydelige utslippsreduksjoner, forlenget

levetid og økt utvinning. Både Oseberg og Gullfaks er for øvrig kandidater for bruk av CO2 til økt utvinning.

Brage er et felt som i mange sammenhenger regnes som del av Osebergområdet, men er av ZERO ikke vurdert som aktuelt for elektrifisering på grunn av kort levetid. Gullfaks regnes egentlig til Tampen-området, men er her tatt med fordi det gir meget stor gevinst og omfattende videreutviklingsarbeid bør gjennomføres på feltet. Statfjord, som tradisjonelt er dominerende i Tampen-området, er ikke tatt med på grunn av valgt senfasestrategi; nedblåsning etc., mens felt som Snorre og Visund med flere kan være aktuelle hvis man ønsker å utvide feltporteføljen. De er imidlertid ikke vurdert her.



Figur: Utbyggingsløsning for Gjøa

- Hel-elektrifisering vil gi en utslippsreduksjon på 2.820.467 tonn CO2 per år og kreve 532 MW. Ekskluderer man Gullfaks, blir utslippsreduksjonen 1.904.587 tonn CO2 per år og kreve 369 MW.
- Hel-elektrifisering av Troll B og C, og del-elektrifisering av Oseberg, Veslefrikk og Gullfaks vil gi en utslippsreduksjon på 1.647.104 tonn CO2 per år, og kreve 300,5 MW. Ekskluderer Gullfaks blir utslippsreduksjonen 1.182.261 CO2 tonn CO2, noe som krever 218.2 MW

#### 4.1.4 Norskehavet

Aktuelle felt: Draugen, Njord, Heidrun, Åsgard A og B, Kristin, og Skarv-Idun.

Last og CO2 utslipp fra gen.drift installasjonene (2004)										
	Antall		Gassturbiner last			Motorer	Prod kraft, totalt [GWh]		CO2-utslipp [tonn]	
	gen. drift	direkte drift	Totalt [MW]	Gen. drift	Direkte-drevet	Last [MW]	turbiner og motorer	Gen.drift [GWh]	Totalt installasjon	Fra gen. drift
Norskehavet	16	12	366	147	219	0	3 205	1 287	1 852 370	758 711
Draugen	3	2	36	27	10	0	319	233	209 631	153 420
Heidrun	3	1	60	34	26	0	528	301	323 485	184 173
Njord	2	1	33	12	21	0	293	106	175 523	63 512
Åsgard A	2	2	73	22	51	0	641	196	367 674	112 646
Åsgard B	2	3	96	21	75	0	842	188	461 763	103 072
Norne	2	2	67	30	37	0	583	263	314 293	141 888
Kristin	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0

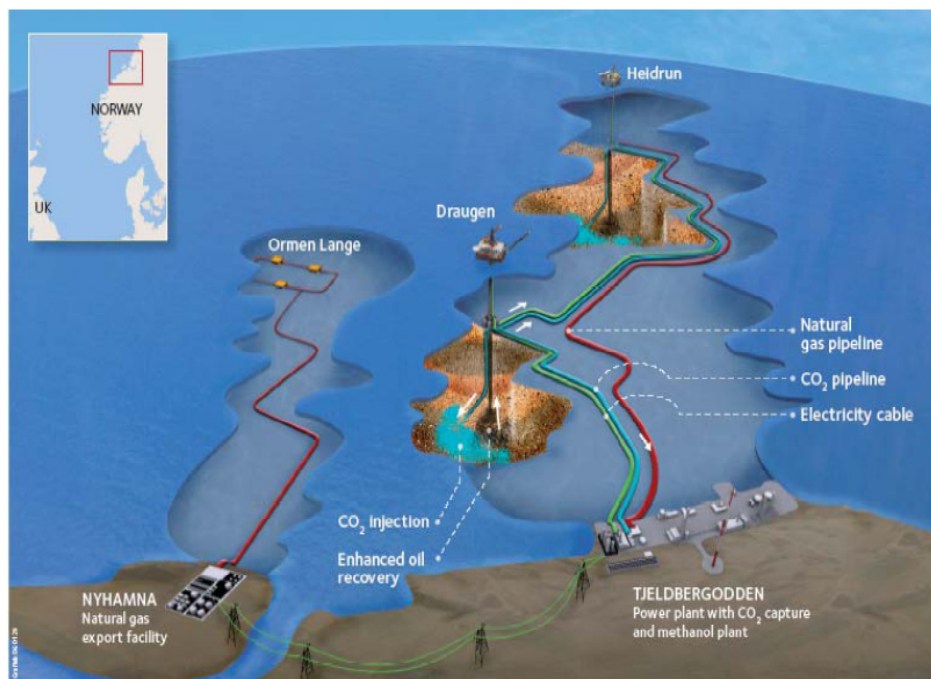
Tabell. Last og CO2-utslipp fra turbiner i Norskehavet

Statoil og Shell arbeider med planer om å bygge et 800 MW gasskraftverk med CO2-rensning på Tjeldbergodden, altså et dobbelt så stort kraftverk som på Kårstø. Hensikten med det som er kalt «Halten CO2-prosjektet» er å fremskaffe tilstrekkelig med CO2 for meroljeproduksjon på Draugen-feltet. Deler av kraftproduksjonen ønsker man samtidig å benytte til å elektrifisere Draugen – som om ikke lenge vil ha et udekket kraftbehov – samt Heidrun-feltet.. Noe av kraften vil også bli

benyttet til å dekke kraftbehovet for gassbehandlingsanlegget til Ormen Lange. I tillegg til et betydelig bidrag til forsyning i det ordinære nettet styrker dette prosjektet også muligheten for bruk av kraft fra land til andre felt i Norskehavet, som Njord i nærheten av Draugen og Åsgard og Kristin i nærheten av Heidrun.

I Norskehavet foreslår vi å dekke hele kraftbehovet til Draugen, Njord, Heidrun, Åsgard A og B, samt Kristin. Norne er et

produksjonsskip som ligger litt for seg selv nord i Norskehavet. Det er derfor ikke vurdert å elektrifisere feltet i denne omgangen. Midt mellom Heidrun og Norne kommer imidlertid Skarv-Idun utbyggingen, som også er basert på en løsning med produksjonsskip (i likhet med Åsgard A). Siden Skarv-Idun er en helt ny utbygging, må den naturligvis baseres på null-utslipp, altså kraft fra land. Når man da også geografisk nærmer seg Norne bør denne etter hvert også vurderes elektrifisert, men er altså ikke tatt med i denne omgangen.



Figur: Halten CO2-prosjektet

ZERO er kjent med at Statoil nå ønsker å se på en mer omfattende elektrifisering i Norskehavet, noe som vil inkludere slike skip. På midten av 90-tallet gjennomførte Statoil en analyse av alle sine daværende felt, som konkluderte med at elektrifisering var fullt ut mulig, om enn noe vanskeligere for skip.

- Hel-elektrifisering vil gi en utslippsreduksjon på 2.078.076 tonn CO<sub>2</sub> per år og kreve 433,4 MW.

Ekskluderer man Åsgard A blir reduksjonen 1.710.402 tonn CO<sub>2</sub> per år; det krever 360,2 MW. Dropper man også Skarv-Idun blir reduksjonen 1.310.402 tonn CO<sub>2</sub> per år; det krever 276,2 MW.

- Del-elektrifisering vil gi en utslippsreduksjon på 1.082.823 tonn CO<sub>2</sub> per år og kreve 230,8 MW. Ekskluderer man Åsgard A blir reduksjonen 970.177 tonn CO<sub>2</sub> per år, noe som krever 208,4 MW.

Beholder man Åsgard A, men ekskluderer Skarv-Idun blir reduksjonen 682.823 tonn CO<sub>2</sub> per år, og det krever 146,8 MW. Ekskluderer man både Åsgard A og Skarv-Idun blir reduksjonen 570.177 tonn CO<sub>2</sub> per år; dette krever 124,4 MW.

Basis for utregningene er oppgitt i tabellen, samt egne utregninger for Kristin og Skarv-Idun basert på opplysninger fra selskapene selv.

## 4.2. Tiltak

Avhengig av hvor mye man vektlegger klimahensyn, vil ulike grader av elektrifisering gi følgende resultater

*Stor vekt på klima:* Vil gi en utslippsreduksjon på 6.393.791 tonn CO<sub>2</sub> per år og kreve rundt 1.325 MW. Dette innebærer hel-elektrifisering av alle omtalte felt.

*Middels vekt på klima:* Vil gi en utslippsreduksjon på 3.455.277 tonn CO<sub>2</sub> per år og kreve rundt 664,7 MW. Dette innebærer del-elektrifisering av Ekofiskområdet; hel-elektrifisering av Sleipner; hel-elektrifisering av Troll B og C; del-elektrifisering av Oseberg, Veslefrikk og Gullfaks; del-elektrifisering av Norskehavet ekskludert Skarv-Idun.

*Lav vekt på klima:* Vil gi en utslippsreduksjon på 2.114.393 tonn CO<sub>2</sub> per år og kreve rundt 500 MW. Dette innebærer del-elektrifisering av Ekofisk-området; ingen elektrifisering av Sleipner; hel-elektrifisering av Troll B og C; del-elektrifisering av Oseberg og Veslefrikk; del-elektrifisering av felt i Norskehavet eksklusivt Åsgard A og Skarv-Idun.

### 4.2.1. Virkemiddel

ZERO foreslår det at myndighetene inngår en forhandlet avtale med selskapene på sokkelen om elektrifisering i størrelsesorden minimum 3 millioner tonn utslippskutt innen 2012, og 6 millioner tonn kutt innen 2020.

Sammen med andre tiltak ZERO har foreslått for andre sektorer, innebærer det at Norge kan gjennomføre hele sin internasjonale Kyoto-forpliktelse (+1 %) nasjonalt.

Dette betyr i praksis at man gjennomfører middelsscenariet innen Kyoto-perioden, men dimensjonerer kablene der man bare del-elektrifiserer nå for videre full-elektrifisering.

Dersom det skulle være aktuelt med ytterligere reduksjoner finnes en rekke mulige felt på sokkelen utover de som er inkludert her, men noen er nevnt.

## 5. Nærmere om tiltaks- og virkemiddelvurderinger

Ethvert reguleringsregime på miljøområdet har sin legitimitet i at det faktisk fører til reduserte utslipp. Det regimet som raskest og enklest mulig løser miljøproblemer, er å foretrekke. Gode virkemidler karakteriseres generelt gjennom at de a) er effektive og målbare; b) er langsiktig kostnadseffektive; c) er teknologisk og sosialt gjennomførbare; d) er internasjonalt fundert og globalt nyttige. I tillegg er det å foretrekke at virkemidlene er teknologidrivende, altså at de gir global nytte, fungerer i det rådende økonomiske system, og ikke ekskluderer eller vanskeliggjør ytterligere tiltak og reduksjoner. Det er viktig å være klar over at ikke alle virkemidler fører til målet. Noen virkemidler gir betydelig effekt på kort sikt, men innebære en blindvei i det lange løp.

I Stortingsmeldingen om Norges oppfølging av Kyoto-protokollen, St.meld nr. 29 (1997-98), ble det pekt på at: «Politikkutforming må ta hensyn til en langsiktig tilpasning der vi må være forberedt på stadig strengere forpliktelser. Og at «investeringene må være langsiktige og ikke binde oss opp til unødvendige høye utslipp i lang tid». Elektrifisering representerer en helt sentral løsning på dette området, mens forurensende alternativer ikke er i tråd med en slik nødvendig klimaforståelse.

Andre klimapolitiske mål og oppgaver for et reguleringsregime er blant annet: at man skal være i fremste rekke miljøteknologisk, bidra til teknologiutvikling som kan utløse betydelige utslippsreduksjoner lønnsomt, og gi incentiver til å implementere «sprang-teknologi». Endelig må reguleringsregimet innebære et enkelt, oversiktlig, kontrollerbart system med konsekvent håndhevelse. Dagens tiltak, virkemiddelbruk og de alternativer som er foreslått fra myndighetene har ikke bidratt til å nå målene man har satt seg, og er heller ikke i tråd med dem.

Suksessen til internasjonale miljøavtaler avhenger av de ulike landenes vilje til å påta seg forpliktelser og evnen til å gjennomføre utslippsreduksjoner. Det er åpenbart at gjennomføringsevnen må styrkes for at den viljen vi trenger skal være til stede. Alle utslippsintensive prosjekter som fremmes og tillates av myndighetene, og alle tiltak og muligheter som blir stående urørt i dag, må de neste generasjonene overkompensere mange ganger for i framtiden. Dette vil igjen gjøre det vanskeligere å skape oppslutning om de stadig mer dramatiske utslippsreduksjonene som da blir nødvendig. På den annen side er usikkerheten om hvorvidt beslutningstakere virkelig vil makte å ta klimautfordringen på alvor med den «verktøykassa» man har nå, den største barrieren for at energiselskapene skal tørre å investere i de rene energiløsningene som må på plass. Det betyr at alle må bidra til at nye virkemidler som virker og rammevilkår må på plass.

Det er samtidig verdt å merke seg at kostnader ikke kun er et resultat av rent tekniske forhold, men like mye motivasjon. Ulike selskaper operer med høyst ulike kostnader, og det er de som kan gjøre ting lønnsomt som bør få oppgavene, slik det er på alle andre områder. BP ville aldri klart å få til en lønnsom elektrifisering av Valhall uten at selskapet var motivert til det. Med den samme motivasjonen er det ingen ting som skulle tilsi at man ikke også skulle få til ytterligere elektrifisering i dette området og for de felt som er beskrevet her - både til overkommelig pris og med betydelig miljøgevinst.

Erfaringen så langt viser videre at kostnadsestimatene fra for eksempel utstyrsleverandørene i betydelig grad er avhengig av de signalene som blir gitt fra selskapene og myndighetene, om hvorvidt man virkelig ønsker å gjennomføre elektrifisering. Først når det blir gitt tydelige signaler om at man faktisk ønsker å gjennomføre elektrifisering, vil leverandørene prioritere å bruke ressurser for å få ned kostnadene slik at man kan være mest mulig konkurransedyktig.

Oppsummert er altså forholdet at: a) det er ytterst nødvendig å implementere elektrifisering og andre nullutslippsløsninger nå for å begrense skadene av klimaendringer (herunder de økonomiske, som langt overstiger kostnaden ved slike tiltak); b) det finnes ikke alternativer til å gjennomføre slike løsninger; c) dagens virkemiddelbruk er langt fra tilstrekkelig; d) de alternative reguleringene som hittil har blitt foreslått fra myndighetene holder heller ikke mål.

Forståelsen av dette har etter hvert bredt seg i ulike miljøer. Blant annet la Lavutslippsutvalget vekt på at tiltakene de foreslo skulle være:

- *Få og store.* Utvalget har valgt ut et fåtall store tiltak, slik at beslutningsinnsatsen kan fokuseres.
- *Basert på relativt kjent teknologi.* Utvalget har med hensikt valgt bort tiltak som i dag bare er på idéstadiet, siden det synes fullt mulig å få til nødvendige reduksjoner med relativt kjent teknologi.
- *Politisk realiserbare.* Utvalget har fokusert på tiltak som ses på som politisk realiserbare dersom det utvikles gode virkemidler. En rekke tiltak som krever store holdningsendringer, er derfor utelatt.

- *Gi bidrag til internasjonal teknologiutvikling.* Tiltakene skal gi Norge muligheter til å yte bidrag til en ønsket internasjonal teknologiutvikling på klimasiden og samtidig gi grunnlag for ny næringsutvikling i Norge.
- *Kostnadseffektive.* Utvalget har lagt vekt på at tiltakene ikke skal være urimelig dyre sett i forhold til utslippsreduksjonene de kan levere. Andre positive eller negative samfunnsmessige effekter ved tiltakene er også vektlagt.
- *Robuste.* De foreslåtte tiltakene skal i størst mulig grad være fornuftige under ulike antakelser om framtidig utvikling av økonomi, handel, energipriser, klimaavtaler, og lignende.

På bakgrunn av dette foreslo utvalget en nettopp betydelig elektrifisering av norsk sokkel og rensning av CO<sub>2</sub>-utslipp fra olje- og gassvirksomheten.

## 6. Avsluttende bemerkninger

Avslutningsvis skal det kun bemerkes at forfatteren av dette kapittelet har forståelse for at man i petroleumsvirksomhetens barndom benyttet seg av enkle gassturbiner med lav virkningsgrad. Dette var rett også slett bare måten man gjorde det på, og gass ble sett på som en overskuddsressurs – det var oljen man var på jakt etter. Mange kunne heller ikke på forhånd vite hvor man skulle gjøre funn og når og hvor det skulle bygges ut. Kunnskap om klimautfordringen knyttet til bruk av fossilt brensel var heller ikke videre utbredt.

De senere årene har det imidlertid oppstått mange initiativ for alternativ energiforsyning, som bruk av kraft fra land, både for enkeltprosjekter og for større effektive og fleksible infrastrukturer. I dag kan det knapt påstås at det skulle utgjøre noen forskjell om nettet bare er på land og ikke også under vann. Tvert imot. Å kun bygge nett over fjell og daler til forbrukere som utgjør en brøkdel av hva en enkelt installasjon offshore har behov for, må sies å være paradoksalt.

Årsaken til at dette nå ikke er blitt gjort er – som det fremgår av dette notatet – sammensatt. De enkelte prosjektene har blitt møtt med de samme holdningene som da man startet virksomheten; for lav verdsetting av miljøet, for lav verdsetting av gassen. Nå er norsk sokkel blitt moden og mange selskaper har gode prosjekter de ønsker å få gjennomført eller bidra til. I dagens klima representerer dette muligheter ansvarlige beslutningstagere ikke burde ha råd til å vike unna ved hjelp av gamle myter og argumenter. Med tanke på hvilke enorme utfordringer petroleumsvirksomheten står overfor, bør innlagt strøm på norsk sokkel være en selvfølge.





[www.zero.no](http://www.zero.no)

**ZERO**