

Elektrifisering av sokkelen

En case-studie av Sørliche Nordsjø og Oseberg-området

Forfattere:

Birgitte Laird

Marius Holm

Frederic Hauge

Dato 1.6.2007

BELLONA

Innholdsfortegnelse

Bellonas konklusjon og anbefalinger	3
Bakgrunn for Bellonas elektrifiseringsanalyse	5
Analyseresultater	7
Forutsetninger	9
Forslag til virkemidler	12
Norge bryter sine NO_x-forpliktelser	13
Vedlegg	15
Vedlegg I, del 1: Sørliche Nordsjø	15
Vedlegg I, del 2: Oseberg-området	16
Vedlegg II, del 1: Sørliche Nordsjø – OD/NVEs forutsetninger	17
Vedlegg II, del 2: Oseberg-området – OD/NVEs forutsetninger	18
Vedlegg III: Elektrisitetsproduksjon fra gasskraftverk med CO ₂ -håndtering	19

Bellonas konklusjon og anbefalinger

Myndighetene må umiddelbart gjennomføre en oppdatert analyse for kostnader ved elektrifisering av sokkelen. Den analysen som ble gjennomført av Oljedirektoratet (OD) og Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) i 2002 gir ikke et godt nok beslutningsgrunnlag for Regjeringen for å vurdere tiltak i en så sentral sektor som offshoresektoren når de sektorvise klimahandlingsplanene skal vedtas.

I følge Statistisk sentralbyrå kom omtrent 24 % av Norges klimautslipp og 24 % av Norges NO_x-utslipp fra olje- og gassvirksomheten i 2006. Elektrifisering av sokkelen vil kunne redusere både CO₂- og NO_x-utslippene betydelig. Dersom Regjeringen velger en politikk hvor oljeselskapene selv får velge mellom å kjøpe kvoter eller elektrifisering av plattformer, og oljeselskapene velger kvotekjøp, er det meget tvilsomt om Norge vil kunne innfri sine folkerettslige forpliktelser i henhold til Gøteborg-protokollen om NO_x-reduksjoner.

Det er mulig å kjøpe kvoter for å kompensere for CO₂-utslippene, mens Norges NO_x-forpliktelser må tas nasjonalt. Uten elektrifisering av sokkelen, som kan redusere Norges NO_x-utslipp betydelig, vil man måtte finne andre sektorer hvor NO_x-kuttene kan tas. NO_x-avgiften vil bli betraktelig høyere enn i dag, og dette vil kunne få alvorlige konsekvenser for andre sektorer, som for eksempel maritim sektor.

Regjeringen skal snart fremlegge stortingsmeldingen om de sektorvise klimahandlingsplanene. Bellonas analyse av elektrifisering synliggjør hvor dårlig det eksisterende beslutningsgrunnlaget er. Vi vet at det er OD/NVEs analyse fra 2002 som ligger til grunn for en rekke forhandlinger og evalueringer av spørsmålet om elektrifisering, og det er problematisk.

Vi vil ikke påstå at Bellonas analyse er 100 prosent riktig, blant annet fordi den baserer seg på gamle prognoser for CO₂- og NO_x-utslipp. Oljeselskapene og myndighetene er lite transparente når det gjelder informasjon, evalueringer og parametere. Dette er i seg selv et meget stort problem, og vanskeliggjør en god debatt på riktige premisser. Vi er imidlertid overbevist om at vår analyse klart dokumenterer at det er langt billigere å elektrifisere områder som Sørilige Nordsjø og Oseberg enn hva OD/NVE har lagt til grunn. Figuren nedenfor viser gjennom eksempelet Sørilige Nordsjø, hvordan vi har oppdatert OD/NVEs elektrifiseringsstudie. OD/NVE beregnet en tiltakskostnad for CO₂-reduksjon lik 981 kroner per tonn, forutsatt at kraften fra land kommer fra gasskraftverk med CO₂-håndtering. Vi har regnet på flere scenarier, og scenariet vist her baserer seg på en kraftkostnad for ren kraft lik 40 øre/kWh, og en fremtidig NO_x-avgift lik 45 kr/kg. Alle forutsetningene brukt i dette eksempelet er forklart i detalj i avsnittet *Forutsetninger* på side 9.

- 981 NOK/tonn CO₂
 - ↓ Ressurskategori 5 og 7 legges til basisprofilene
- 775 NOK/tonn CO₂
 - ↓ Gjennomsnittlig virkningsgrad = 31,4 % (0,6707 kg CO₂/kWh)
- 690 NOK/tonn CO₂
 - ↓ Nye strømkostnader (40 øre/kWh) og gasspriser (154 øre/Sm³)
- 526 NOK/tonn CO₂
 - ↓ 5 % kalkulasjonsrente (fra 7 %)
- 432 NOK/tonn CO₂
 - ↓ NO_x-avgift lik 45 kr/kg
- 293 NOK/tonn CO₂
 - ↓ Tidsforskyving, nye investerings- og driftskostnader
- 206 NOK/tonn CO₂

Figur: Sørlige Nordsjø: Scenarioanalyse (Alle forutsetningene brukt i dette eksempelet er forklart i detalj i avsnittet *Forutsetninger* på side 9.)

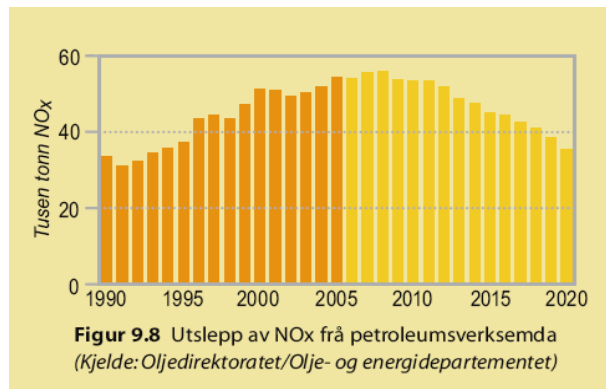
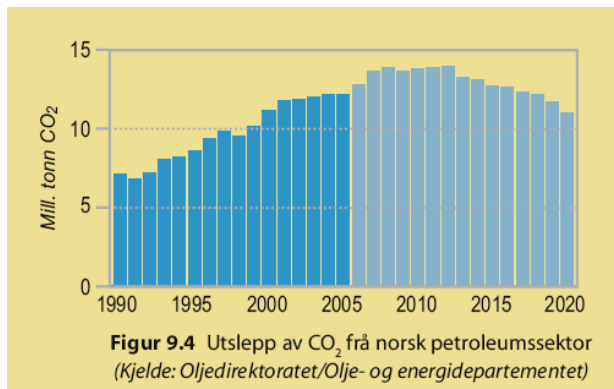
Vi mener selv å ha vært relativt konservative i valg av forutsetninger, men vi diskuterer gjerne forutsetningene, og kan endre disse i modellen vår dersom det finnes gode argumenter for dette. Bellonas analyse er et resultat av vår frustrasjon over manglende offentlig kvalitetssikring av beslutningsgrunnlaget for de klimatiltak som må iverksettes. Generelt mener vi at fagmiljøet for vurdering av praktiske nasjonale klimatiltak ikke er godt nok. Spesielt mener vi at tiltak på tvers av ulike områder og sektorer lider under dette. Reduksjon av CO₂ og NO_x på norsk sokkel er et meget godt eksempel på tiltak der kostnadene for utslippsreduksjoner må sees i sammenheng.

Denne analysen tar utgangspunkt i OD/NVE-studien "Kraftforsyning fra land til sokkelen", og er ikke bygd opp som en selvstendig studie. Vi har bare tatt med de faktorene som OD/NVE hadde analysert. Det er en rekke forhold som kunne vært tatt med i elektrifiseringsanalysen som ville redusert tiltakskostnadene for CO₂- og NO_x-reduksjon ytterligere. Eksempler på dette er økt sikkerhet, forlenget levetid og de samfunnsøkonomiske gevinstene av å kunne benytte kabelinfrastrukturen for vindmøller og bølgekraftverk til havs i fremtiden. Flere slike eksempler er nevnt i notatet og må telle positivt for elektrifisering når beslutningen skal tas.

På grunn av oljeselskapenes avkastningskrav og eierstrukturen på sokkelen, er det urealistisk å tro at elektrifisering i større skala vil skje av seg selv. Bellona foreslår derfor at investeringer i kabler og annen infrastruktur foretas av myndighetene. Infrastrukturen kan eies og drives av Statnett, mens kostnadene dekkes av brukerne gjennom en egen nettariff. Selskapene må forpliktes til å tilknytte seg nettet. Elektrifisering vil for de fleste innretninger bety reduserte driftskostnader, i tillegg til at betydelig mengde naturgass vil bli frigjort for salg.

Bakgrunn for Bellonas elektrifiseringsanalyse

Ifølge Statens forurensingstilsyn (SFT) var Norges totale CO₂-utslipp på 53,7 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2006, og NO_x-utslippene var på 194.500 tonn. Rundt 24 prosent av Norges klimagassutslipp og 24 prosent av Norges NO_x-utslipp kommer fra olje- og gassvirksomheten på sokkelen. Som vist i figurene nedenfor (fra Faktaheftet: Norsk Petroleumsvirksomhet, 2007) forventes det økende utslipp fra sokkelen også i årene fremover.



Mesteparten av CO₂-utslippene fra sokkelen skyldes kraftproduksjonen offshore. En stor del av de 167 gassturbinene som i dag produserer kraft på offshore-installasjoner er eldre turbiner med lave virkningsgrader og tilsvarende høye CO₂- og NO_x-utslipp. Den gjennomsnittlige elektriske/mekaniske virkningsgrad for disse 167 turbinene er 31,4 prosent, og i 2004 var de totale CO₂-utslippene fra disse turbinene på 9,6 millioner tonn¹.

De studiene som er blitt gjort på elektrifisering har alle konkludert med at elektrifisering er for dyrt. Siden OD/NVEs 2002-rapport, "Kraftforsyning fra land til sokkelen", er det etter det Bellona kjenner til, ikke blitt gjennomført noen grundig analyse av mulighetene for å elektrifisere sokkelen i stor skala.

Mye er endret siden 2002, og de økonomiske forutsetningene man ville brukt i dag er vesentlig forskjellige fra hva man antok i 2002. I OD/NVEs rapport opererte man med inntekter (etter tariffen) fra salg av gass på mellom 61 og 71 øre/Sm³, mens dagens gasspriser er betydelig høyere. Statoil hadde en gjennomsnittlig gassinntekt på 191 øre/Sm³ i 2006 og Hydro en gjennomsnittlig inntekt på 193 øre/Sm³ i 2006.

En NO_x-avgift på 15 kroner per kilo ble innført 1. januar 2007. Ifølge St.meld. nr. 26 (2006-2007), "Regjeringens miljøpolitikk og rikets miljøtilstand", kan tiltaksanalysene som er gjennomført tyde på at det er behov for å øke avgiftssatsen fram mot 2010 for å sikre at NO_x-forpliktelsen² overholdes.

Forutsetningene for en økonomisk analyse av elektrifisering av sokkelen har med andre ord endret seg betraktelig siden 2002, og samtidig er behovet for reduksjon av Norges NO_x- og CO₂-utslipp økt betraktelig.

¹ Kilde: Gunnar Einangs Masteroppgave: Olje- og gassproduksjon til havs - energiforbruk og effektivitet, des.2006

² I henhold til Gøteborg-protokollen har Norge forpliktet seg til et utslippstak på 156.000 tonn NO_x fra og med 2010.

Bellona tror at Norge vil ha store problemer med å oppfylle Gøteborg-protokollen innen 2010 uten at nye virkemidler blir iverksatt. Det finnes ingen mulighet for å kjøpe kvoter eller andre metoder for å unngå og ta NO_x-utslippsreduksjonene nasjonalt. Det er viktig at CO₂- og NO_x-utslippene kan bli sett under ett. Ved å elektrifisere sokkelen vil man kunne oppnå betydelige utslippsreduksjoner både for NO_x og CO₂.

Mesteparten av kraftproduksjonen på sokkelen skjer på gamle innretninger. Dersom en skal oppnå store utslippsreduksjoner må derfor en betydelig del av tiltakene skje på disse innretninger. For å gjøre en grundig analyse av mulighetene for å elektrifisere større deler av sokkelen trenger man feltspesifikke data. Fordi denne type data (produksjonsfiler, utslippsprognoser, turbindata, ombygningskostnader etc.) ikke er lett tilgjengelig, er det vanskelig for Bellona å få tilgang til nok tallmateriale til å gjennomføre en slik analyse fra bunnen av. Vi har derfor basert våre beregninger på OD/NVEs 2002-rapport, "Kraftforsyning fra land til sokkelen".

OD/NVE-rapporten beskriver elektrifisering av tre områder på sokkelen (Sørlige Nordsjø med 17 turbiner, Oseberg med 13 turbiner og Norskehavet med 14 turbiner), og gjør en analyse av disse tre områdene. Ved å bruke de samme tekniske felldata for gass frigjort for salg, CO₂- og NO_x-utslipp, har vi kunnet gjennomføre en økonomisk analyse basert på dagens avgifter, investeringskostnader og gasspriser. Fordi Halten-prosjektet ser på elektrifisering i Norskehavet (basert på kraft fra Tjeldbergodden) valgte vi å konsentrere oss om Sørlige Nordsjø og Oseberg-området. Analysen antar en deelektrifisering av disse områdene der de 30 turbinene som ble valgt ut i OD/NVEs opprinnelige analyse, blir erstattet med kraft fra land.

Et annet område det ville vært naturlig å se på er Tampen-området. Dette området ligger kun 140-165 km fra Lutelandet og har en betydelig kraftproduksjon. Tampen-området bør derfor bli gjenstand for en egen elektrifiseringsstudie. Figuren nedenfor er fra Luteland-prosjektet, og viser CO₂-utslipp og kraftbehov for dette området.



Analyseresultater

Resultatene av en analyse vil selvfølgelig alltid være avhengig av hvilke forutsetninger man velger. Vi har vært forholdsvis konservative i våre antagelser og tror at en ny analyse med oppdaterte produksjonsfiler kan gi enda lavere tiltakskostnader. Våre produksjonsfiler (med elektrifisering fra 2011) er basert på prognoser laget i 2002. Alle antagelser er beskrevet i detalj i avsnittet *Forutsetninger*.

Vi har antatt en gjennomsnittlig elektrisk virkningsgrad lik 31,4 prosent for de 30 turbinene som blir erstattet³. Kraftbehovet fra land vil være ca. 2,17 TWh i 2012.

Vi har valgt å se på to hovedscenarier. Begge scenarioene antar byggestart i 2008, og vi har antatt at begge områdene kan bygges ut på tre år. I realiteten vil det kanskje bli vanskelig å gjennomføre to såpass store utbygninger samtidig. Man må da vurdere (basert på forventninger om fremtidig olje- og gassproduksjon) hvilket område som bør elektrifiseres først.

Scenario 1

I dette scenarioet har vi forutsatt at all kraften fra land er produsert ved gasskraftverk med CO₂-rensing til en pris på 53 øre/kW (beregning av kraftkostnad er vist i vedlegg III).

Man vil oppnå to mål (reduksjon av både NO_x og CO₂) med de samme investeringskostnadene. Inkludert i beregningene av tiltakskostnadene for NO_x-reduksjon finnes derfor en inntekt fra samtidig reduksjon av CO₂-utslipp lik dagens CO₂-avgift på 342 kr/tonn. I beregningene av tiltakskostnadene for CO₂-reduksjon antas en inntekt fra samtidig reduksjon av NO_x-utslipp lik 15 kr/kg.

Scenario 2

I scenario 2 antar vi en blanding av kraft fra gasskraftverk med CO₂-rensing og kraft fra andre fornybare kilder. Vi har antatt en gjennomsnittlig kraftkostnad for ren kraft lik 40 øre/kWh. I tillegg har vi antatt at NO_x-avgiften vil øke til 45 kr/kg innen 2011. Scenario 2 er vist i detalj i vedlegg I. (Vedlegg II viser tilsvarende data fra OD/NVE-analyser for Sørliche Nordsjø og Oseberg-området.)

Tiltakskostnader og nåverdier

	CO ₂ -reduksjon		NO _x -reduksjon		Nåverdier ⁽¹⁾	
	<i>Scenario 1</i>	<i>Scenario 2</i>	<i>Scenario 1</i>	<i>Scenario 2</i>	<i>Scenario 1</i>	<i>Scenario 2</i>
Sørliche Nordsjø ⁽²⁾	545 kr/tonn	206 kr/tonn	79 kr/kg	1 kr/kg	-912 mill NOK	642 mill NOK
Oseberg-området ⁽³⁾	706 kr/tonn	331 kr/tonn	98 kr/kg	42 kr/kg	-1324 mill NOK	44 mill NOK

(1) Diskonteringsats lik 5%

(2) 17 gassdrevne turbiner

(3) 13 gassdrevne turbiner

³ Kilde: Gunnar Einangs Masteroppgave: Olje- og gassproduksjon til havs - energiforbruk og effektivitet, des.2006

Man vil i år 2012 kunne oppnå følgende utslippsreduksjoner dersom man antar en kraftkostnad på 40 øre/kWh (scenario 2):

Utslippsreduksjoner og kraftbehov

	CO₂-reduksjon i 2012	NO_x-reduksjon i 2012	Strømforbruk i 2012
Sørlige Nordsjø	0,62 mill. tonn	1,48 tusen tonn	1,05 TWh
Oseberg-området	<u>0,69</u> mill. tonn	<u>2,90</u> tusen tonn	<u>1,13</u> TWh
	1,31 mill. tonn	4,38 tusen tonn	2,17 TWh

Elektrifisering av sokkelen har fordeler som ikke ble kvantifisert i OD/NVEs rapport, og som vi heller ikke har kvantifisert i vår analyse. Dette er gevinster som:

- Høyere regularitet ved drift av plattformene.
- Bedre sikkerhet og arbeidsmiljø.
- Reduserte driftskostnader vil forlenge levetiden til feltene og gi økt utvinning.
- Mer oljeutvinning vil føre til flere tonn CO₂-reduksjon med de samme investeringskostnadene, som igjen betyr lavere tiltakskostnader.
- Fjerning av utstyr kan frigi areal på innretningene.
- Analysen omfatter bare 30 av de 167 turbinene på sokkelen. Direktedrevede turbiner er ikke tatt med i beregningene. Det er med andre ord store muligheter for å redusere utslipp ytterligere ved å elektrifisere mer utstyr på de enkelte plattformene.
- Levetiden for kablene er mye lengre enn analyseperioden (25 år). Kablene kan i fremtiden eventuelt brukes til å frakte strøm til land fra vind- eller bølgekraftanlegg til havs.
- E-drift. I samband med legging av kabel vil det trekkes fiberkabel som øker telekapasiteten til innretningene. Dette vil øke mulighetene for fjernstyring.

Forutsetninger

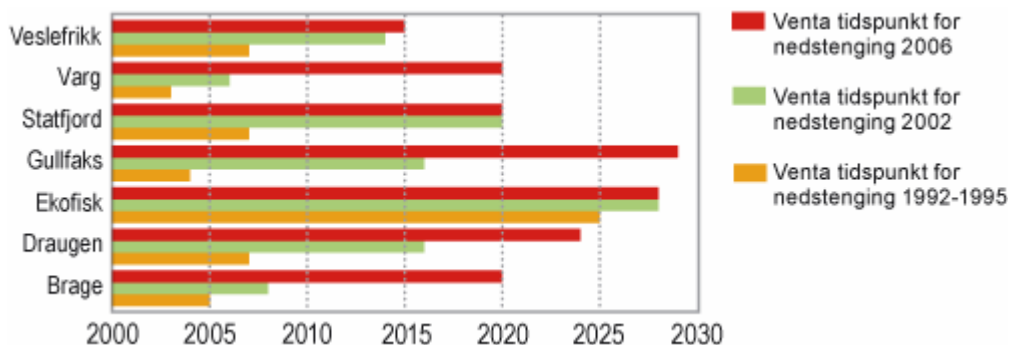
Våre viktigste forutsetninger er som følger:

Produksjonsprofiler

Denne økonomiske analysen baserer seg på de produksjonsprofilene som ble samlet da OD/NVE skrev sin rapport i 2002. OD/NVE baserte sine konklusjoner på analyser der basisprofilene for fremtidige CO₂- og NO_x-utslipp ble brukt. Som et mulig oppsidescenario beregnet OD/NVE tiltakskostnader der man forutsatte at forventede tilleggsressurser også ville bli utvunnet. Fordi vi nå er fem år lenger frem i tid, valgte vi å basere oss på OD/NVEs "ressurskategori 5, 7-scenario". Ressurskategori 5 omfatter ressurser der utvinning er sannsynlig, men uavklart, og ressurskategori 7 omfatter ressurser med mulighet for økt utvinning. Dette er med andre ord tilleggsressurser som var forventet litt ut i tid. Disse ressursene medfører ikke behov for nye investeringer. I begge våre scenarier tok vi OD/NVEs basisprofiler for NO_x- og CO₂-utslipp og la til filene for ressurskategori 5 og ressurskategori 7.

Vi har nå hatt høye oljepriser i flere år, og dette forventes også i årene fremover. Historisk sett har det vist seg at man nesten alltid har klart å utvinne betydelig mer fra feltene enn opprinnelig antatt. Dermed forlenges levetiden på feltene og installasjonene. Estimater fra OD viser at om lag to tredjedeler av de uoppdagede ressursene på norsk kontinentalsokkel ligger i Nordsjøen og Norskehavet. Dette er områder der det i dag er etablert mye infrastruktur, og styresmaktene har nå etablert en offensiv letepolitikk for modne områder. Figuren nedenfor er fra OD og viser forventet levetid for en del felter på sokkelen. Flere av feltene har en forventet levetid i dag som er betydelig lenger enn det man forventet i 2002.

De siste fem årene av analyseperioden har vi antatt flate prognoser for NO_x- og CO₂-utslipp på grunn av mangel på data. På grunn av diskontering har denne antagelse liten økonomisk betydning.



Figur: Levetiden for noen felt (kilde OD)

CO₂-utslipp

OD/NVE baserte sine utslippsdata på brenngassprofiler for de forskjellige turbinene. Vi har brukt CO₂- og NO_x-profilene fra OD/NVE (for basis pluss RK5,7-ressurser). Vi har så brukt CO₂-utslippsprognosene til å beregne fremtidig strømbehov på sokkelen. Vi har antatt en gjennomsnittlig virkningsgrad for de 30 turbinene lik 31,4 prosent. Dette er basert på resultatene fra Gunnar Einangs masteroppgave "Olje- og gassproduksjon til havs – energibruk og effektivitet" fra desember 2006. Vi har antatt en gjennomsnittlig utslippsfaktor lik 2,34 kg CO₂/Sm³ gitt en brenngass på 40 MJ/Sm³. (Fra OLFs "Elkraft fra land til norsk sokkel", januar 2003.) Dette tilsvarer en gjennomsnittlig utslippsfaktor lik 0,67 kg CO₂ per kWh produsert.

Kraftkostnader

NVEs 2006-rapport ” CO₂-håndtering på Kårstø” konkluderte med en tiltakskostnad for CO₂-håndtering på ca. 700 kroner per tonn CO₂. Bellona mener at tiltakskostnaden for CO₂-fangst og lagring vil bli betydelig redusert når denne teknologien har vært i bruk en stund. På grunn av tidsperspektivet har vi forutsatt at et ”fremtidig” Kårstø (Mongstad/Tjelbergodden) vil kunne håndtere CO₂ for 515 kroner per tonn. Vi har antatt at fanget CO₂ kun lagres og ikke vil bli solgt for bruk til økt oljeutvinning. En slik håndteringskostnad betyr en ekstrakostnad på ca. 19 øre per kWh produsert dersom en antar en kraftkostnad (uten CO₂-håndtering) på 34 øre/kWh (se vedlegg III). I tillegg har vi antatt en sentraltarif lik 1,41 øre/kWh (samme som OD/NVE). Bellona synes det er rimelig å anta at ikke all ren kraft vil komme fra gasskraftverk med CO₂-håndtering, men at det også vil være ren kraft fra andre kilder (som vannkraft) tilgjengelig. I vårt scenario 2 har vi antatt en gjennomsnittskostnad for ren kraft lik 40 øre/kWh.

Investeringskostnader for kabler

I de opprinnelige estimatene var det antatt totale investeringskostnader på 3,9 milliarder kroner for kabler. Det ble forutsatt bruk av DC-kabler til Sørlege Nordsjø og AC kabler til Oseberg-området. Det ble også antatt at man ville legge AC kabler mellom de forskjellige innretningene innen hvert område. I tiden som er gått siden disse estimatene ble laget, er det skjedd mye innen kabelteknologi. ABB har videreutviklet sin HVDC light-teknologi som kan overføre strøm over lange strekninger med reduserte tap og kostnader. Samtidig har kobberprisene gått betraktelig opp. Vi har basert våre kostnadstall på tall fra ABB. Vi har antatt at DC-kabler vil bli brukt fra land til begge feltene, og at AC-kabler blir brukt mellom de forskjellige innretningene. I tillegg har vi lagt på 20 prosents margin på alle kabelestimatene fra ABB.

Kabelkostnader

	DC-kabler		AC-kabler			Usikkerhet	Total	
Sørlege Nordsjø	80 kV	280 km	1.098 MNOK	132 kV	110 km	720 MNOK	364 MNOK	2.182 MNOK
Oseberg-området	150 kV	106 km	840 MNOK	132 kV	94 km	789 MNOK	326 MNOK	1.955 MNOK

Overføringstap

Tapene ved elektrisitetsoverføring varierer for de forskjellige områdene, og vi har valgt å bruke tall fra ABB da investeringskostnadene er basert på ABBs teknologi.

Tap ⁽¹⁾

	OD/NVE Tall	ABB Tall
Sørlege Nordsjø	10,0%	10,0%
Oseberg-området	7,5%	8,0%

(1) I OD/NVE rapporten var tapene beskrevet som 7 % og 11 %, men så vidt vi forstår er det tapene i tabellen som ble brukt i beregningene.

Ombygningskostnader

Beregningene av ombygningskostnader for OD/NVE-rapporten ble gjort av Fabricom. De beregnet de totale ombygningskostnadene til 2.451 mill. NOK. Fabricom la til både ”growth” og ”contingency” til sine tall. Det opprinnelige investeringsestimateret var på 1.577 mill. NOK. Så ble det lagt til 287 mill NOK i ”growth” og 587 mill. NOK i ”contingency”, med andre ord et tillegg på 55 prosent. Vi tok i stedet de opprinnelige estimatene og la på 45 prosent for prisøkning fra 2002 til 2007 (vi antok en 50 prosents prisøkning for kostnader på sokkelen og en 30 prosents prisøkning i planlegging og designkostnadene). Så la vi til 20 prosent for usikkerhet.

Ombyggingskostnader

	Bellona	OD/NVE
Sørlige Nordsjø	989 MNOK	817 MNOK
Oseberg-området	1.755 MNOK	1.634 MNOK

Utbyggingstid

Vi valgte å bruke samme fordeling av investeringskostnader som OD/NVE for Sørlige Nordsjø. Her blir elektrifiseringen gjennomført i løpet av tre år. I OD/NVE-rapporten ble Oseberg-området elektrifisert i løpet av fem år (bare fire prosent av kostnadene kom i de to første årene). For Oseberg-området blir dette en ”dyr” forsinkelse. Osebergs profilen er raskt avtagende etter 2016, og en tidlig oppstart (2011) vil redusere tiltakskostnadene betraktelig. Vi har valgt å anta at også Oseberg-området kan elektrifiseres på tre år.

Utbyggingsscenarioer

<i>Basert på en kraftkostnad lik 40 øre/kWh</i>	Tiltakskostnad CO₂	Tiltakskostnad NO_x
Oseberg-området med utbygging på 3 år	331 kr/tonn	44 kr/kg
Oseberg-området med utbygging på 5 år	495 kr/tonn	81 kr/kg

Driftskostnader

Elektrifisering reduserer driftskostnadene på plattformen. Vedlikehold og drift av gassturbiner er omfattende og tidkrevende, og krever en del personell. I samsvar med antagelsen for ombygningskostnader har vi antatt en 50 prosents stigning i kostnader på sokkelen. Følgelig har vi forutsatt at ”reduserte driftskostnader” har økt med 50 prosent siden 2002.

Gasspriser

Ved å erstatte gassturbiner på innretningene med elektrisitet fra land, blir det frigjort store mengder gass for salg. Vi har antatt en gasspris på 154 øre/Sm³, som tilsvarer en oljepris rundt 50 dollar/fat. Til sammenligning hadde Statoil en gjennomsnittlig gassinntekt på 191 øre/Sm³ i 2006 og Hydro en gjennomsnittlig inntekt på 193 øre/Sm³ i 2006. I 2006 oppnådde Statoil en gjennomsnittlig oljepris på 64,4 dollar/fat og Hydro en gjennomsnittlig pris på 63,1 dollar per fat. I 2005 oppnådde begge ca. 53 dollar/fat. Vi har forutsatt tariffen på 10 øre/ Sm³ for Oseberg og Sørlige Nordsjø. Vi har også antatt at verdien av ikke-salgbar gass er lik null.

Kalkulasjonsrente

Vi har antatt en kalkulasjonsrente på 5 prosent og en analyseperiode fra 2008 til 2033. Dette er samme kalkulasjonsrente som ble brukt for beregning av tiltakskostnaden for CO₂-håndtering på Kårstø.

Forslag til virkemidler

CO₂-utslippene fra forbrenning av gass på sokkelen er i dag omfattet av en CO₂-avgift på 342 kroner per tonn. I utkastet til endringer av klimakvoteloven, har regjeringen foreslått at utslippene skal omfattes av kvoteplikt, uten tildeling av vederlagsfrie kvoter. I tillegg skal avgiften opprettholdes, men justeres til et nivå som tilsvarer differansen mellom dagens avgift og kvoteprisen i markedet. Vi legger til grunn at dette forslaget blir vedtatt, og at selskapenes kostnad ved utslipp av CO₂ vil bli den samme etter at lovendringene har trådt i kraft.

Selv om tiltakskostnaden per tonn CO₂ ved elektrifisering ligger innenfor dagens alternative kostnad ved utslipp, konstaterer vi at få prosjekter iverksettes på eksisterende installasjoner. Dette kan skyldes flere forhold.

Lisensene har hver for seg for lavt kraftforbruk til å hente ut storskalafordeler ved investeringer i infrastruktur. Beslutningsstrukturen i lisensene er krevende, med mange eiere. Dette gjør at samarbeid om investeringer på tvers av lisenser er vanskelig. Beslutningsstrukturen på sokkelen er således en barriere mot utløsning av lønnsomme, lisensovergrepene investeringer. Videre vil investeringer i elektrifisering måtte konkurrere med andre investeringsmuligheter i selskapene. Selv om elektrifisering er lønnsomt, vil oljeselskapene kunne ha andre prosjekter (i Norge eller utland) som er mer lønnsomme, og dermed prioritere disse.

Bellona foreslår derfor at investeringer i kabler og annen infrastruktur fram til plattform foretas av myndighetene. Infrastrukturen kan eies og drives av Statnett, men kostnadene kan dekkes av brukerne gjennom en egen nettariff. Selskapene må forpliktes til å knytte seg til nettet. Investeringsbeslutninger i offentlig infrastruktur foretas etter samfunnsøkonomiske lønnsomhetskriterier. På denne måten utløses samfunnsøkonomiske lønnsomme prosjekter som ikke vil blitt utløst av markedet.

I vår case-studie er investeringskostnadene til infrastruktur fram til plattform om lag 4,1 milliarder kroner. Dette inkluderer både hovedkabler ut til sokkelen, og kabler mellom knutepunkter offshore og de enkelte plattformene.

Kabelinfrastruktur legger grunnlag for framtidig offshore kraftproduksjon

Selv om levetiden til installasjonene på sokkelen i stor grad viser seg å bli lengre enn det man forventet da investeringsbeslutningene ble foretatt, vil kraftbehovet på installasjonen falle over tid. Kabelinfrastruktur mellom land og offshore-installasjonene kan legge grunnlaget for framtidig kraftproduksjon offshore, basert på offshore-vindkraft og bølgekraft.

Norge bryter sine NO_x-forpliktelser

I følge Statstisk sentralbyrå var Norges totale NO_x-utslipp 194.500 tonn i 2006. Gjennom Gøteborg-protokollen har Norge forpliktet seg til å redusere de årlige NO_x-utslippene til 156.000 tonn innen 2010. Utslippene må altså reduseres med nærmere 40.000 tonn i løpet av de neste tre årene. Regjeringen har innført en NO_x-avgift på 15 kr/kg, som omfatter:

- a) framdriftsmaskineri med samlet installert motoreffekt på mer enn 750 kW
- b) motorer, kjeler og turbiner med samlet installert innfyrt effekt på mer enn 10 MW
- c) fakler på offshoreinstallasjoner og anlegg på land.

Fastsettelsen av avgiften er basert på Statens forurensningstilsyns (SFT) tiltaksanalyse fra 2006, som viste at man kunne oppnå utslippskutt på 35.600 tonn gjennom tiltak med tiltakskostnad opp til 56 kr/kg, men at en stor del av dette utslippskuttet, 28.500 tonn (fra skip/fiskefartøy og fastlandsindustri), kunne utløses til kostnader under 15 kroner per kilo.

Tabellen nedenfor er hentet fra SFTs tiltaksanalyse:

Sektor	Kostnad	Utslippsreduksjon	Sum akkumulert
Skip/fiskefartøy	< 15 kr/kg	26.000 tonn	26.000 tonn
Energianlegg	< 17 kr/kg	1.000 tonn	27.000 tonn
Fastlandsindustri	< 15 kr/kg	2.500 tonn	29,500 tonn
Fastlandsindustri	< 25 kr/kg	3 000 tonn	32.500 tonn
Energianlegg	18-56 kr/kg	3.100 tonn	35.600 tonn
Energianlegg	57-150 kr/kg	7.200 tonn	42.800 tonn
Nybygg skip	20 kr/kg	10.000 tonn	52.800 tonn

Dersom SFTs tallmateriale legges til grunn, er det tydelig at den nåværende avgiften ikke er tilstrekkelig til å bringe Norges NO_x-utslipp i takt med Gøteborg-målet. Dette ble også slått fast av Finansdepartementet da avgiften ble foreslått i Statsbudsjettet for 2007: *"Avgiften settes i første omgang til 15 kroner pr. kg NO_x i 2007. Analyser av kostnadene ved tiltak som reduserer utslipp av NO_x, viser imidlertid at betydelige utslippsreduksjoner innen 2010 bare kan oppnås ved at avgiften økes opp mot 50 kroner pr. kg."*

Til tross for erkjennelsen av at avgiftsatsen er for lav til å nå det folkerettslige bindende målet, omtaler departementet i sin pressemelding først og fremst behovet for å unngå for store økonomiske konsekvenser for enkelt næringer, og legger opp til at det skal være tilskuddsordninger og kompensasjonsordninger: *"Regjeringen legger vekt på at utslippene av NO_x reduseres uten at den økonomiske belastningen for næringene blir unødvendig høy. Det foreslås derfor betydelige kompensasjoner til enkelte berørte næringer."*

(<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/pressemeldinger/2006/Utslippsavgift-pa-NOx.html?id=271754>)

NO_x-avgiften på 15 kr/kg etterlater seg altså et behov for ytterligere virkemidler eller for avgiftsøkning. Det siste synes som politisk og økonomisk urealistisk, ut i fra kommentaren til Finansdepartementet, og ikke minst ut i fra krav fra sektorer som fiskeflåte, cruise-trafikk og Hurtigruta om dispensasjoner fra dagens avgift.

Videre er det grunn til å frykte at avgiften på 15 kr/kg *ikke* er høy nok til at den vil utløse de 28.500 tonn med NO_x reduksjon som SFT har estimert i sin tiltaksanalyse. I høringsrunden etter at analysen

ble publisert påpekte flere instanser at 15 kr/kg neppe er nok til å utløse tiltakene innen skipsfart og fiskeri, altså at SFT har antatt for lave kostnader. SFT har lagt for liten vekt på ombyggingskostnader for skip. I blant annet supply-flåten er det vanlig at båtene er så kompakte at det ikke er plass til ettermontering av for eksempel katalysator, uten omfattende ombygging av innredning og overbygg. Dessuten er det i liten grad tatt hensyn til kostnadene med å ta båter ut av tjeneste, med det inntektstap som det medfører.

SFTs underestimering av kostnader forsterker det allerede anerkjente behovet for ytterligere virkemidler eller avgiftsøkninger.

SFTs tiltaksanalyse inneholder også en vurdering av NO_x-tiltak på sokkelen. Det eneste tiltaket som er grundig vurdert, er oppgradering og utskiftning av turbiner for lavere NO_x-utslipp som er et svært kostbart tiltak. Selv om elektrifisering av sokkelen i tillegg til reduserte NO_x-utslipp også ville gitt lavere CO₂-utslipp og lavere energiforbruk, er dette temaet kun ofret et overflatisk avsnitt på fem linjer:

”Mulighetene for elektrifisering av norsk sokkel, dvs. kraftforsyning fra land, ble utredet i 2002. Utredningen viste at kostnadene med de forutsetninger som ble lagt til grunn, var høye. Foreløpig er det kun Valhallfeltet, som opereres av BP, med et kraftbehov på 70 MW, hvor det er besluttet at kraftforsyningen skal komme fra land. Under gitte forutsetninger vil elektrifisering også kunne bidra til å redusere utslippene av CO₂.”

Siden det synes næringspolitisk vanskelig å innføre en høyere NO_x-avgift på tvers av sektorer, er det tvingende nødvendig å finne andre alternativer: Enten må det legges til rette for elektrifisering av sokkelen gjennom offentlig infrastrukturinvesteringer, eller så må det innføres en differensiert NO_x-avgift, som for sokkelen sin del er så vidt høy at den utløser elektrifisering.

Gøteborg-protokollen har ingen ”fleksible mekanismer” som kvotehandling. Norge må redusere våre egne utslipp til 156.000 tonn NO_x per år. Dagens regime vil føre til at Norge bryter Gøteborg-protokollen. Den norske regjeringen er vel vitende om dette. Dersom det ikke settes i verk elektrifisering av sokkelen, vil Norge bryte sine folkerettslige forpliktelser.

Vedlegg I, del 1: Sørlige Nordsjø

Forutsetninger	
Gjennomsnittlig elektrisitetsstap ved overførsel	10 %
CO ₂ -avgift	342 NOK/tonn CO ₂
NO _x -avgift	45 kr/kg
Salgsverdi - naturgass (-10 øre)	144 øre/Sm ³
Kraftkostnad, gasskraftverk med CO ₂ -rensing	53,09 øre/kWh
Markedspris, vannkraft	25,00 øre/kWh
Prosent av kraft fra gasskraftverk	53 %
Sentraltariff	1,41 øre/kWh
Kraftkostnad, med tariff	41,41 øre/kWh
Økning i driftskostnader	50 %

Elektrifisering av 17 gassdrevne turbiner, basis+RK5,7 profiler

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total	
Netto reduksjon i CO ₂ -utslipp (mill. tonn)	0,00	0,00	0,00	0,55	0,62	0,60	0,59	0,57	0,52	0,49	0,46	0,45	0,42	0,41	0,29	0,26	0,23	0,21	0,20	0,19	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	8,11
Netto reduksjon i NO _x -utslipp (1000 tonn)	0,00	0,00	0,00	1,56	1,48	1,48	1,50	1,57	1,61	1,67	1,69	1,57	1,50	1,44	1,04	0,95	0,87	0,81	0,75	0,70	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	26,04
Strøm produsert for sokkelen (TWh)	0,00	0,00	0,00	0,93	1,05	1,01	1,00	0,96	0,87	0,82	0,77	0,75	0,71	0,68	0,49	0,43	0,39	0,36	0,34	0,31	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	13,63
Gass solgt (mill Sm ³)	0	0	0	220	249	241	237	227	205	193	176	175	165	158	117	103	93	85	78	73	68	68	68	68	68	68	68	3 203

NPV, CO ₂ -reduksjon:	4,71 millioner tonn
NPV, NO _x -reduksjon:	14,56 tusen tonn

Kontantstrøm (mill. NOK)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total		
Ombygging	-178	-297	-514																										-989
Kabler ++	-218	-982	-982																										-2 182
Nettforsterkninger			-13																										-13
Reduserte driftskostnader	0	0	0	87	87	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	3 815
Nye drift og vedlikeholdsutgifter	0	0	0	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-138
Besparelser CO ₂ -avgift	0	0	0	190	213	206	203	195	177	168	156	152	144	139	100	88	80	73	68	64	59	59	59	59	59	59	59	59	2 773
Besparelser NO _x -avgift	0	0	0	70	66	66	67	71	73	75	76	71	68	65	47	43	39	36	34	32	29	29	29	29	29	29	29	29	1 172
Strømkostnad	0	0	0	-386	-433	-419	-413	-398	-361	-342	-317	-310	-294	-282	-204	-180	-163	-149	-139	-130	-121	-121	-121	-121	-121	-121	-121	-121	-5 646
Salg av gass	0	0	0	317	359	347	341	327	296	278	254	252	238	228	169	148	133	122	113	105	98	98	98	98	98	98	98	98	4 612
Netto kontantstrøm	-396	-1 278	-1 509	271	286	367	365	363	352	346	336	332	323	316	279	266	257	250	244	238	233	233	233	233	233	233	233	3 406	
Kontantstrøm uten CO ₂ - og NO _x -avgifter	-396	-1 278	-1 509	11	7	95	95	97	102	104	104	109	112	113	132	136	138	140	141	143	144	144	144	144	144	144	144	144	-539
Kontantstrøm uten CO ₂ - og med NO _x -avgifter	-396	-1 278	-1 509	82	73	161	163	168	175	179	180	180	179	178	178	178	177	176	175	174	173	173	173	173	173	173	173	173	632
Kontantstrøm med CO ₂ - og uten NO _x -avgifter	-396	-1 278	-1 509	201	219	301	298	292	279	271	260	262	256	252	232	224	218	213	210	207	204	204	204	204	204	204	204	204	2 234

NPV, netto kontantstrøm	642 millioner NOK
-------------------------	-------------------

”Prosjektøkonomisk tiltakskostnad per tonn CO ₂ ”: (med NO _x -avgift som "inntekt")	
Kroner/tonn = Neddiskonterte nettokostnader/Neddiskontert årlig CO ₂ -reduksjon	206 NOK/tonn

”Prosjektøkonomisk tiltakskostnad per tonn NO _x ”: (med CO ₂ -avgift som "inntekt")	
Kroner/kg = Neddiskonterte nettokostnader/Neddiskontert årlig NO _x -reduksjon	1 kr/kg

Vedlegg I, del 2: Oseberg Området med 3 års utbyggingstid

Forutsetninger	
Gjennomsnittlig elektrisitetstap ved overførsel	8 %
CO2-avgift	342 NOK/tonn CO2
NOx-avgift	45 kr/kg
Salgsverdi - naturgass (-10 øre)	144 øre/Sm3
Kraftkostnad, gasskraftverk med CO2-rensing	53,09 øre/kWh
Markedspris, vannkraft	25,00 øre/kWh
Prosent av kraft fra gasskraftverk	53 %
Sentraltariff	1,41 øre/kWh
Kraftkostnad, med tariff	41,41 øre/kWh
Økning i driftskostnader	50 %

Elektrifisering av 14 gassdrevne turbiner, basis+RK5,7 profiler

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total	
Netto reduksjon i CO2-utslipp (mill. tonn)	0,00	0,00	0,00	0,71	0,69	0,69	0,65	0,59	0,49	0,31	0,26	0,21	0,18	0,16	0,13	0,11	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	5,90
Netto reduksjon i NOx-utslipp (1000 tonn)	0,00	0,00	0,00	2,98	2,90	2,92	2,78	2,50	2,04	1,22	1,04	0,86	0,77	0,69	0,58	0,48	0,37	0,35	0,32	0,30	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	24,79
Strøm produsert for sokkelen (TWh)	0,00	0,00	0,00	1,16	1,13	1,13	1,07	0,96	0,81	0,51	0,43	0,34	0,30	0,26	0,21	0,18	0,14	0,14	0,13	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	9,69
Gass solgt (mill Sm3)	0	0	0	301	291	290	278	253	213	135	111	89	77	67	54	46	37	35	33	31	29	29	29	29	29	29	29	2 513

NPV, CO2-reduksjon: 3,82 millioner tonn

NPV, NOx-reduksjon: 16,06 tusen tonn

Kontantstrøm (mill. NOK)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total	
Ombygging	-316	-527	-913	0	0																							-1 755
Kabler ++	-195	-880	-880	0	0																							-1 955
Nettforsterkninger	0	0	0	0	0																							0
Reduserte driftskostnader	0	0	0	77	77	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	3 396
Nye drift og vedlikeholdsutgifter	0	0	0	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-184
Besparelser CO2-avgift	0	0	0	242	234	235	223	201	168	107	89	72	62	54	44	37	30	28	26	25	23	23	23	23	23	23	23	2 018
Besparelser NOx-avgift	0	0	0	134	130	131	125	113	92	55	47	39	35	31	26	22	17	16	14	14	13	13	13	13	13	13	13	1 115
Strømkostnad	0	0	0	-482	-466	-467	-444	-400	-335	-213	-177	-142	-123	-108	-88	-74	-60	-56	-52	-49	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-4 014
Salg av gass	0	0	0	433	419	418	400	364	307	194	160	128	110	96	78	66	53	50	47	44	42	42	42	42	42	42	42	3 618
Netto kontantstrøm	-511	-1 406	-1 792	397	386	464	451	424	379	289	265	242	230	220	207	197	187	185	182	180	178	178	178	178	178	178	178	2 240
Kontantstrøm uten CO2- og NOx-avgifter	-511	-1 406	-1 792	20	21	98	102	110	119	127	129	132	133	135	136	138	140	141	141	141	141	142	142	142	142	142	142	-894
Kontantstrøm uten CO2- og med NOx-avgifter	-511	-1 406	-1 792	155	152	229	228	223	210	182	176	171	168	166	162	160	157	156	156	155	154	154	154	154	154	154	154	222
Kontantstrøm med CO2- og uten NOx-avgifter	-511	-1 406	-1 792	263	256	333	326	311	287	234	219	204	195	189	180	175	170	169	167	166	165	165	165	165	165	165	165	1 124

NPV, netto kontantstrøm 44 millioner NOK

"Prosjektøkonomisk tiltakskostnad per tonn CO2": (med NOx-avgift som "inntekt")

Kroner/tonn = Neddiskonterte nettokostnader/Neddiskontert årlig CO2-reduksjon **331 NOK/tonn**

"Prosjektøkonomisk tiltakskostnad per tonn NOx": (med CO2-avgift som "inntekt")

Kroner/kg = Neddiskonterte nettokostnader/Neddiskontert årlig NOx-reduksjon **42 kr/kg**

Vedlegg II, del 1: Sørlige Nordsjø - OD/NVEs forutsetninger

Forutsetninger		
Gjennomsnittlig elektrisitetstap ved overførsel	10 %	
CO ₂ p.g.a. diesel (4%)	1,04	
CO ₂ -avgift	311 NOK/tonn CO ₂	
NO _x -avgift	0 kr/kg	
Salgsverdi - naturgass	71 øre/Sm ³	
Sentraltariff	1,41 øre/kWh	
Kraftkostnad, gasskraftverk med CO ₂ -rensing	32,00 øre/kWh	(OD/NVE: +12øre)
Kraftkostnad, med tariff	33,41 øre/kWh	

Elektrifisering av 17 gassdrevne turbiner

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total	
CO ₂ -reduksjon, sokkelen (mill. tonn)	0,00	0,00	0,00	0,61	0,57	0,53	0,52	0,50	0,50	0,40	0,39	0,38	0,37	0,36	0,34	0,30	0,23	0,23	0,22	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12	0,11	0,11	7,290	
CO ₂ -utslipp, gasskraftverk (mill. tonn)	0,00	0,00	0,00	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,891
Netto red. CO ₂ -utslipp (mill. tonn)	0,00	0,00	0,00	0,54	0,50	0,47	0,46	0,45	0,44	0,35	0,35	0,34	0,33	0,32	0,30	0,26	0,20	0,20	0,19	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	6,398	
NO _x -reduksjon, sokkelen (1000 tonn)	0,00	0,00	0,00	1,73	1,60	1,49	1,47	1,45	1,44	1,13	1,11	1,10	1,07	1,05	1,01	0,93	0,70	0,68	0,68	0,34	0,33	0,33	0,32	0,32	0,32	0,31	20,917	
NO _x -utslipp, gasskraftverk (1000 tonn)	0,00	0,00	0,00	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,810	
Netto red. NO _x -utslipp (1000 tonn)	0,00	0,00	0,00	1,66	1,54	1,44	1,42	1,39	1,39	1,09	1,07	1,05	1,03	1,01	0,97	0,90	0,67	0,66	0,65	0,32	0,32	0,31	0,31	0,30	0,30	0,30	20,107	
Strøm prod. for sokkelen (TWh)	0,00	0,00	0,00	1,18	1,08	0,99	0,97	0,95	0,94	0,77	0,75	0,74	0,72	0,70	0,66	0,59	0,48	0,47	0,46	0,30	0,30	0,29	0,29	0,28	0,28	0,28	14,470	
Gass solgt (mill Sm ³)	0	0	0	230	213	199	195	189	188	151	147	143	139	133	125	107	83	81	79	46	45	44	43	42	41	41	2 665	

NPV(7%), Netto CO₂-reduksjon: 3,14 millioner tonn

Kontantstrøm (mill. NOK)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ombygging	-147	-245	-425																								-817
Kabler ++	-200	-900	-900																								-2 000
Nettforsterkninger			-10																								-10
Reduserte driftskostnader	0	58	58	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	2 544
Nye drift og vedlikeholdsutgifter (1,5%)	0	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-690
Besparelser CO ₂ -avgift	0	168	155	145	142	139	138	110	107	105	102	99	93	82	63	61	60	33	33	32	31	31	30	30	30	30	1 990
Besparelser NO _x -avgift	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Strømkostnad	0	-395	-360	-331	-326	-318	-316	-257	-251	-246	-240	-232	-221	-199	-160	-155	-154	-101	-99	-98	-97	-95	-94	-94	-94	-94	-4 835
Salg av gass	0	163	151	141	138	134	133	107	104	102	99	95	89	76	59	57	56	33	32	32	31	30	29	29	29	29	1 921
Sum	-347	-1 145	-1 335	-36	-25	41	41	41	41	46	47	47	47	47	46	46	48	48	48	51	51	51	51	51	51	51	-1 897
Sum uten CO ₂ og NO _x avgifter	-347	-1 145	-1 335	-203	-180	-104	-102	-98	-97	-64	-61	-59	-55	-52	-47	-37	-15	-13	-12	18	18	19	20	20	21	21	-3 887

NPV(7%) (2 105) millioner NOK

"Prosjektøkonomisk tiltakskostnad per tonn CO₂": 7% diskontering (CO₂- og NO_x-avgift = 0)

Kroner/tonn = Neddiskonterte nettokostnader/Neddiskontert årlig CO₂-reduksjon

981 NOK/tonn

Vedlegg II, del 2: Oseberg Området - OD/NVEs forutsetninger

Forutsetninger		
Gjennomsnittlig elektrisitetstap ved overførsel	7,5 %	
CO ₂ p.g.a. diesel (4%)	1,04	
CO ₂ -avgift	311 NOK/tonn CO ₂	
NOx-avgift	0 kr/kg	
Salgsverdi - naturgass	71 øre/Sm ³	
Sentraltariff	1,41 øre/kWh	
Kraftkostnad, gasskraftverk med CO ₂ -rensing	32,00 øre/kWh	(OD/NVE: +12øre)
Kraftkostnad, med tariff	33,41 øre/kWh	

Elektrifisering av 13 gassdrevne turbiner

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total
CO ₂ -reduksjon, sokkelen (mill. tonn)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,86	0,78	0,72	0,72	0,68	0,67	0,61	0,53	0,43	0,25	0,19	0,14	0,11	0,09	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	7,181
CO ₂ -utslipp, gasskraftverk (mill. tonn)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,05	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,852
Netto red. CO ₂ -utslipp (mill. tonn)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,76	0,69	0,64	0,63	0,60	0,59	0,54	0,47	0,38	0,22	0,17	0,12	0,09	0,08	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	6,329
NOx-reduksjon, sokkelen (1000 tonn)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,46	3,14	2,92	2,91	2,77	2,72	2,48	2,13	1,66	0,84	0,66	0,48	0,38	0,31	0,22	0,22	0,21	0,21	0,21	0,20	0,20	28,326
NOx-utslipp, gasskraftverk (1000 tonn)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,05	0,04	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,774
Netto red. NOx-utslipp (1000 tonn)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,37	3,06	2,84	2,83	2,70	2,65	2,42	2,07	1,62	0,82	0,64	0,46	0,36	0,30	0,21	0,21	0,21	0,21	0,20	0,19	0,19	27,552
Strøm prod. for sokkelen (TWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,69	1,50	1,40	1,39	1,33	1,30	1,16	0,95	0,80	0,45	0,36	0,26	0,21	0,17	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	13,828
Gass solgt (mill Sm ³)	0	0	0	0	0	348	315	292	289	275	269	249	219	181	102	79	57	44	36	25	24	24	24	23	22	22	2 898

NPV(7%), Netto CO₂-reduksjon: 3,12 millioner tonn

Kontantstrøm (mill. NOK)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ombygging	0	0	-294	-490	-850																						-1 634
AC fra land	0	-81	-242	-242	-242																						-805
Distribusjon	0	-49	-147	-147	-147																						-490
Mottaksinnretninger	0	0	0	-198	-401																						-599
Nettforsterkninger			0	0	0																						0
Reduserte driftskostnader			0	0	0	51	51	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	2 058
Nye drift og vedlikeholdsutgifter (1,5%)			0	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-541
Besparelser CO ₂ -avgift			0	0	0	236	214	199	196	187	183	169	147	120	68	53	38	29	24	16	16	16	16	15	15	15	1 968
Besparelser NOx-avgift			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Strømkostnad			0	0	0	-566	-501	-466	-464	-443	-435	-389	-319	-266	-149	-119	-88	-70	-58	-43	-42	-42	-41	-40	-39	-39	-4 620
Salg av gass			0	0	0	247	224	208	205	195	191	177	155	128	73	56	40	31	25	17	17	17	17	16	16	16	2 073
Sum	0	-130	-683	-1 100	-1 663	-56	-35	19	16	18	18	37	63	61	71	69	69	70	70	70	70	70	70	71	71	71	-2 589
Sum uten CO ₂ og NOx avgifter	0	-130	-683	-1 100	-1 663	-291	-249	-179	-180	-169	-165	-132	-84	-58	3	16	32	41	46	54	54	55	55	56	56	57	-4 558

NPV(7%) (2 434) millioner NOK

"Prosjektøkonomisk tiltakskostnad per tonn CO₂": 7% diskontering (CO₂- og NOx-avgift = 0)

Kroner/tonn = Neddiskonterte nettokostnader / Neddiskontert årlig CO₂-reduksjon

1 092 NOK/tonn

Vedlegg III. Elektrisitetsproduksjon fra gasskraftverk med CO2-håndtering

Oljepris	50 \$/fat
Gasspris	154 øre/Sm ³
Elektritetskostnad, uten rensing	34 øre/kWh

Fra Kårstø-rapport:	Netto Kraftproduksjon (MW)	Brukt i Fangstanlegg (MW)	Virkningsgrad
Kraftverk uten fangst av CO ₂ :	420	0	58 %
Kraftverk med avtapping av damp og forbruk av el til fangstanlegg:	354	66	49 %

Kostnad per tonn CO₂-rensing:	515 NOK/tonn
---	---------------------

Driftstid:	8 000 timer per år
Kraftproduksjon eksklusivt rensing:	2,83 TWh/år
Lagret CO ₂ per år:	1,05 millioner tonn
Årlige kostnader for CO ₂ -fangst/lagring:	541 MNOK/år
Inntekt per tonn CO ₂ :	0 NOK/tonn
Årlig CO ₂ -inntekt:	0 MNOK
Årlige Nettokostnad CO ₂ -rensing:	541 MNOK

Rensekostnader per kWh solgt eksternt:	19,09 øre/kWh
---	----------------------

Elektritetskostnad (med CO₂-håndtering):	53,09 øre/kWh
--	----------------------