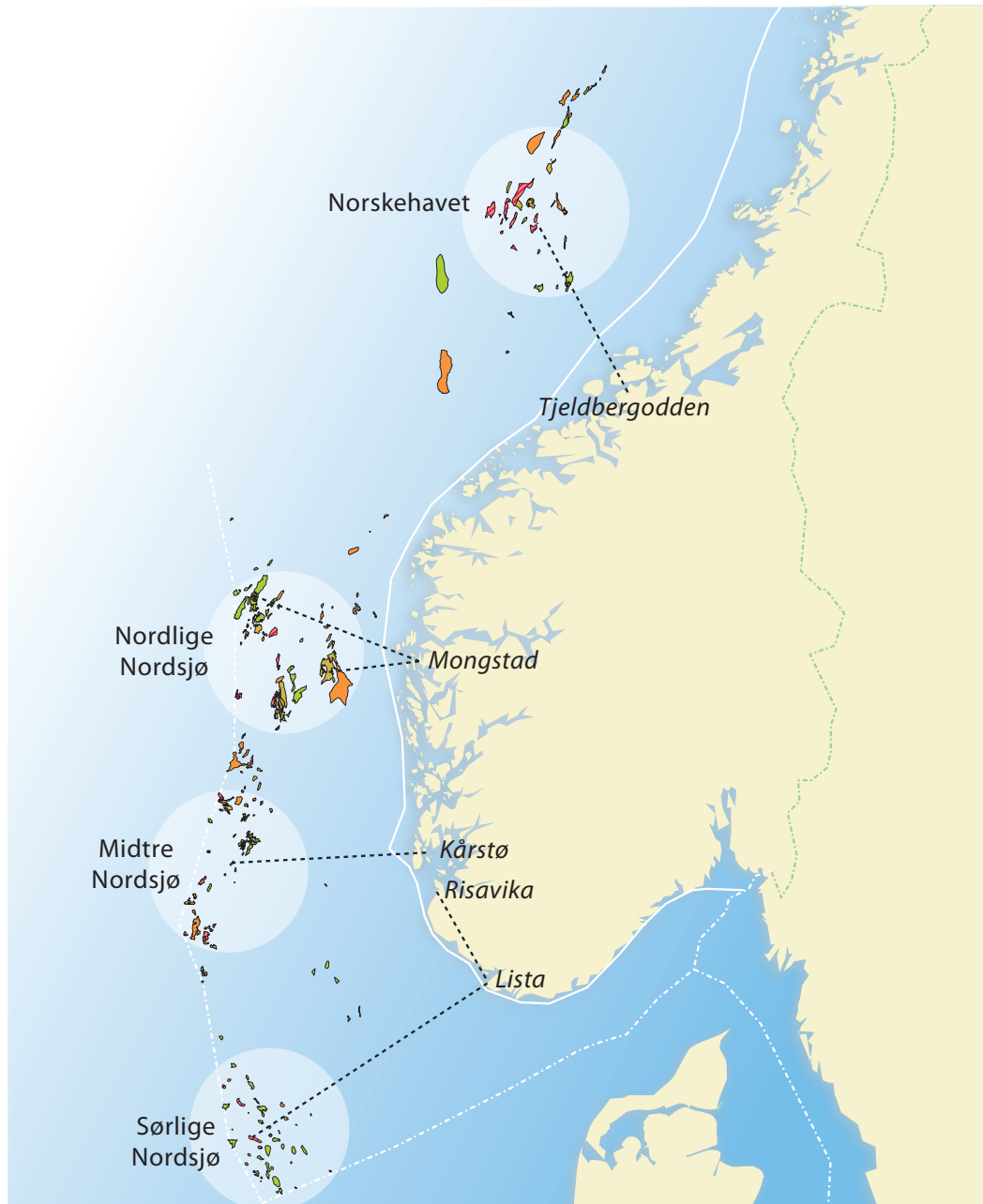


Kraft fra land til norsk sokkel



Forord

I forbindelse med debatten rundt arbeidet med St. meld. nr. 34 (2006 - 2007) Norsk klimapolitikk ble det vedtatt å oppdatere NVE/OD-rapporten fra 2002 om elektrifisering av norsk kontinentalsokkel.

Mandat for en ny utredning, gjennomført av NVE, OD, Ptil og SFT ble sendt etatene 2.7.2007, og arbeidet er utført sensommeren og høsten 2007. OD fikk i oppdrag å sette i gang prosessen og koordinere arbeidet for å legge fram en felles rapport fra de fire direktoratene.

Denne rapporten er en oppdatering av analysen NVE og OD gjorde i 2002 av elektrifisering av sokkelen. Det er en rekke faktorer som har endret seg siden 2002, og som er tatt hensyn til i foreliggende rapport.

Etatene ønsker at denne rapporten skal være et nyttig og godt bidrag i den videre debatten om mulighetene for elektrifisering av sokkelen.

Prosjektets styringsgruppe har bestått av direktørene Ellen Hambro (SFT), Bente Nyland (OD), Olaf Thuestad (Ptil) og Agnar Aas (NVE).

Følgende selskaper har bidratt i betydelig grad: Global Maritime, Novatech, Preventor, Statistisk Sentralbyrå, Statnett og Unitech Power Systems. Etatene ønsker å rette en stor takk til disse, og til oljeselskapene og alle andre som har bidratt med informasjon og kompetanse i dette arbeidet.

Sammendrag

Nye beregninger viser at tiltakskostnaden ved å elektrifisere eksisterende innretninger på sokkelen ligger fra om lag 1 600 kroner per tonn CO₂ og oppover. Den høye tiltakskostnaden skyldes i hovedsak kostnadsnivået, kompleksiteten i ombyggingsprosessene og feltenes levetid. Samtidig utvikles det ny teknologi som både kan bidra til at flere typer nye innretninger kan elektrifiseres, og at kraftinfrastruktur til havs kan utnyttes til andre formål i framtiden.

Innledning

Petroleumssektoren sto for om lag 25 prosent av de norske utslippene av klimagasser i 2006. Denne rapporten vurderer kostnadene og de tekniske mulighetene for å elektrifisere innretninger med kraft fra land, slik at CO₂-utslippene reduseres. De totale CO₂-utslippene fra petroleumsvirksomheten var i 2006 på om lag 12 mill. tonn. Tiltakene som drøftes i denne rapporten ville, dersom de hadde vært gjennomført, redusert utslippene fra petroleumsektoren isolert sett i 2006 med om lag 4 mill. tonn CO₂. Resten av utslippene kommer i hovedsak fra drift av kompressorer og pumper, fakling, letevirksomhet og boreoperasjoner. Innretninger som ikke lar seg elektrifisere med dagens teknologi og innretninger med kort gjenværende levetid er ikke tatt med i beregningene. Grunnlaget for rapporten er utslippsprognoser fra 2006 (RNB2007). Tidligste gjennomførbare tidsplan er vurdert til byggestart i 2012 og oppstart av elektrifisering i 2015.

På innretningene benyttes gass og diesel både til produksjon av elektrisitet og til direkte drift av pumper og kompressorer. Tiltakskostnadene og CO₂-reduksjonen som er beregnet i rapporten gjelder deelektrifisering, det vil si at utstyr for produksjon av elektrisk kraft på innretningene blir erstattet med kraft fra land.

Det er også gjort en vurdering av helelektrifisering, dvs. at alt kraftforbruk til havs blir erstattet med kraft fra land. Det er imidlertid svært vanskelig å vurdere teknisk gjennomførbarhet og kostnader for slike ombygginger, fordi forholdene varierer mye fra innretning til innretning. For å danne seg et realistisk bilde av helelektrifisering, er det nødvendig med langt mer detaljerte studier av de enkelte innretningene. Helelektrifisering av eksisterende innretninger vil normalt innebære en betydelig høyere tiltakskostnad enn deelektrifisering.

For å beregne tiltakskostnader, er det gjennomført studier av nødvendig ombygging av innretninger, av infrastruktur til havs for kraftoverføring og av nødvendig forsterkning av kraftproduksjon og kraftnett på land. Fire områder på norsk kontinentalsokkel er med i studien: sørlige Nordsjø, midtre Nordsjø, nordlige Nordsjø og Norskehavet.

Studien beregner tiltakskostnader for deelektrifisering av sokkelen. Det samme ble gjort i NVE/OD-rapporten fra 2002 og i andre rapporter som er kommet senere. I det følgende omtales deelektrifisering som elektrifisering. Analysen omhandler elektrifisering av eksisterende innretninger, mens elektrifisering av framtidige nye utbygginger ikke er kostnadsestimert. Dette skyldes at elektrifisering vil bli utredet for alle nye utbygginger, og at de teknisk-økonomiske problemstillinger ved elektrifisering av nye innretninger er annerledes enn for eksisterende innretninger.

Forutsetninger for kraftproduksjon

Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked som er tilknyttet resten av kraftmarkedet i Europa. En økning av elektrisitetsforbruket i Norge vil på kort sikt medføre økt import, i all hovedsak fra fossile kraftverk, med tilsvarende økte CO₂-utslipp. En elektrifisering av samtlige av innretningene på sokkelen, som er inkludert i denne studien, vil kreve rundt 4 TWh elektrisk kraft i 2020 utover allerede forventet økning i kraftetterspørsel fra petroleumssektoren. Kraftbehovet reduseres imidlertid etter hvert som aktiviteten i petroleumssektoren avtar.

Det er mange aktører i markedene for elektrisk kraft og CO₂-kvoter. Derfor er det krevende å vurdere nettoeffekten av utslippsreduksjoner som følge av elektrifisering av sokkelen, spesielt langt fram i tid.

I rapporten er det derfor valgt å legge til grunn tre scenarier for hvor kraften kommer fra. Scenarioene er ulike med hensyn til hvordan CO₂-utslipp fra kraftproduksjon på land beregnes. Scenarioene er presentert i tabell 1.

I scenario 1 bygges det dedikerte gasskraftverk med CO₂-håndtering på land i Norge for å forsyne innretningene. Direkte forsyning fra et kraftverk med CO₂-håndtering på land (scenario 1), gjør det enkelt å anslå tiltakskostnader og CO₂-reduksjoner innenfor Norges grenser.

I scenario 2 og 3 forutsettes det at det hentes kraft fra markedet, og at kraften i hovedsak vil komme fra utlandet. I scenario 2 forutsettes dagens rammebetingelser i Norge og Europa, og det gjøres regnskap for økte utenlandske utslipp. I scenario 3 forutsettes en mer ambisiøs klimapolitikk med strengere europeiske utslippsforpliktelser. Kostnadene ved å hindre at økt kraftproduksjon gir økte CO₂-utslipp i utlandet avspeiler seg i kraftprisen ved import.

Tabell 1: Tre scenarier for kraftproduksjon

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
	Dedikert kraftproduksjon	Kraft fra markedet - fysiske effekter	Kraft fra markedet - med utslippsforpliktelser og kvotehandling
Kostnad kraftproduksjon	Gasskraft, fangst og lagring	-	-
Kraftpris	Ikke relevant	Markedspris ekskl. kvoter	Markedspris inkl. kvoter
CO ₂ -utslipp fra kraftmarkedet	Reelt utslipp	Gjennomsnittlig utslipp fra kraftproduksjon	-

Dersom kraft fra markedet skal erstatte gassturbiner til havs, vil utslippene fra kraftproduksjonen i hovedsak flyttes til utlandet. Hvor store utslippsreduksjonene fra kraftsektoren da blir, og hvordan øvrige CO₂-utslipp i Norge og utlandet påvirkes er usikkert og baseres i scenario 2 på relativt overordnede forutsetninger.

Tiltakskostnadene i scenario 1 og scenario 2 tar ikke hensyn til effektene av internasjonale klimavotesystemer og nasjonale utslippsforpliktelser, men sammensetningen av kraftproduksjonen i scenario 2 vil være påvirket av slike forpliktelser og kvotesystemene. Det er ikke gjort forsøk på å fjerne virkningen av dagens CO₂-regime i priser eller kostnader.

I praksis forutsetter elektrifisering av sokkelen et ønske om å redusere norske utslipp ved å bygge gasskraftverk med CO₂-håndtering i Norge eller ved hjelp av kraft fra et kraftmarked som er omfattet av et internasjonalt klimavotesystem. Når tiltakskostnad beregnes i scenario 3, er det ikke tatt hensyn til utslipp fra kraftproduksjon i utlandet, ettersom disse utslippene omfattes av kvotesystemer og utslippsforpliktelser. Dermed forutsettes det at utslippene av CO₂ i utlandet i hele beregningsperioden er gitt av landenes utslippsforpliktelser og at prising av CO₂-utslipp i Norge og i utlandet kan være forskjellig. Kostnadene ved CO₂-utslipp i utlandet avspeiler seg i kraftprisen ved import.

Scenarioene forutsetter at nødvendig kraftoppdekning lar seg gjennomføre, innenfor samme tidshorisont som elektrifisering, enten gjennom utbygging av nye, større overføringslinjer eller ny produksjonskapasitet. Konesjonsprosessen for nye kraftlinjer er erfaringsmessig krevende, og kraftlinjer innebærer betydelige naturinngrep. Dersom nødvendige kraftlinjer ikke kommer på plass som forutsatt, kan resultatet bli betydelig høyere regional kraftpris i perioder, og eventuelt også redusert forsyningssikkerhet. Slike kostnader er ikke inkludert i de beregnede tiltakskostnadene.

Hovedforutsetninger for tiltakskostnadsanalysen

Analysen tar for seg ombygging av eksisterende innretninger. Tiltakskostnadene er gyldige for elektrifisering av ett og ett område. Analysen er en før-skattanalyse, og det er lagt til grunn en diskonteringsrente på 5 prosent. Det forutsettes at oppstart for investeringene er 2012, og at elektrifisering skal være gjennomført til 2015. NO_x verdsettes til 50 kr/kg. Ny dedikert kraftproduksjon, unntatt for Norskehavet, forutsettes å bruke CO₂-infrastrukturen som allerede er til stede på Kårstø og Mongstad. Analysen gjelder ressurskategoriene 1-7. Kraftprisen i analysen er 30 øre/kWh i 2015 og stiger til 40 øre/kWh i 2030. Gassprisen er 1,31 kr/Sm³. I scenario 3 er det lagt til grunn en kvotepris på 800 kr/tonn CO₂ og en kraftpris på 67 øre/kWh.

Tiltakskostnader

Tiltakskostnaden for elektrifisering av eksisterende innretninger i stor skala vil i de to første scenarioene variere betydelig mellom de ulike områdene på sokkelen, fra om lag 1600 kr/tonn CO₂ og oppover, se tabell 2 og 3.

Tabell 2: Hovedresultater for elektrifisering av områder på sokkelen med kraft fra dedikert produksjon (scenario 1)

Område	Tiltakskostnad (kr/tonn)	Samlet CO ₂ -reduksjon (mill. tonn)
Sørlige Nordsjø	1 600	6,2
Midtre Nordsjø	3 800	2,3
Nordlige Nordsjø 60Hz*	1 600	11,7
Norskehavet	1 900	7,9

* Ett av tre utbyggingsalternativer for nordlige Nordsjø vises i tabellen

Tabell 3: Hovedresultater for elektrifisering av områder på sokkelen der kraften hentes fra markedet (scenario 2)

Område	Tiltakskostnad (kr/tonn)	Samlet CO ₂ -reduksjon (mill. tonn)
Sørlige Nordsjø	1 850	2,9
Midtre Nordsjø	4 750	1,0
Nordlige Nordsjø 60Hz*	1 850	5,9
Norskehavet	1 750	4,5

* Ett av tre utbyggingsalternativer for nordlige Nordsjø vises i tabellen

Med de forutsetninger som ligger til grunn, kommer utbyggingsløsningene med dedikerte kraftverk bedre ut enn markedskraftsalternativene, med unntak av Norskehavet, hvor det ikke er antatt noen samlokaliseringsevner med eksisterende kraftverk. Tiltakskostnaden er betydelig høyere for midtre Nordsjø enn for de andre alternativene. Størst potensial for utslippsreduksjon finner vi i nordlige Nordsjø, men her er også nødvendige investeringer størst.

Det er gjort en rekke sensitivitetsberegninger for tiltakskostnad, der kostnadene varierer fra 1000 - 5000 kr/tonn CO₂. Konvensjonell gasskraft som dedikert kraftproduksjon gir høyere tiltakskostnad enn gasskraft med CO₂-håndtering på grunn av lavere netto utslippsreduksjon. Dersom tilstrekkelig kraft fra allerede vedtatte gasskraftverkutbygginger, eksempelvis Kårstø, ble dedikert til sokkelen, og investeringene i fangst og lagring holdes utenfor, vil tiltakskostnadene reduseres betydelig.

Scenarioene forutsetter elektrifisering fra 2015. Det er også beregnet tiltakskostnader for oppstart i 2017. Tiltakskostnadene stiger markant ved senere oppstart, fordi de største CO₂-besparelsene skjer de første årene.

Tiltakskostnadene ligger betydelig over markedets forventninger til kvotepriser i perioden 2008-2012. Dagens norske CO₂-avgift på sokkelen er 342 kr/tonn CO₂.

Dersom flere områder skal elektrifiseres samtidig, øker kompleksiteten i gjennomføringen. Nye utfordringer, blant annet leveringskapasitet på kabler, fartøykapasitet, eventuelt parallelle CO₂-håndteringsprosjekter og større behov for forsterkninger av kraftnettet, gjør det

vanskeligere å lage en realistisk analyse. En slik løsning vil kreve lengre gjennomføringstid, antakelig høyere pris på de enkelte elementene i prosjektet og medføre høyere tiltakskostnad

De beregnede tiltakskostnadene i rapporten er høyere enn tidligere publiserte estimater for elektrifisering av områder på sokkelen. Dette skyldes i hovedsak at forventet ombyggingsomfang, priser og kostnadsestimater har steget betydelig de senere årene, og at gjenstående levetid for feltene er redusert i forhold til det som lå til grunn i 2002-rapporten. Estimaterne som gjengis i denne rapporten er basert på dagens (2007) marked for materialer, utstyr og personell. Økt press i ulike delmarkeder vil medføre enda høyere kostnader for de ulike kostnadselementene og kan potensielt øke både investerings- og driftskostnadene betydelig. På samme måte kan en bevegelse i retning av lavkonjunktur medføre kostnadsbesparelser for prosjektene.

Beregningene av tiltakskostnad har fokusert på å etablere kostnadsdata for elektrifisering av eksisterende virksomhet i større områder. Det kan vise seg mulig å identifisere felt eller deler av områder der elektrifisering kan gjennomføres til lavere kostnader. Omfanget av elektrifiseringstiltak med lavere tiltakskostnader forventes imidlertid å være beskjedent i forhold til de samlede CO₂-utslippene fra sokkelen. Spesielt er det dyrere å bygge om eksisterende plattformer enn å sørge for at en innretning allerede i utgangspunktet får kraft fra land. Det vil normalt gi lavere tiltakskostnader å benytte kraft fra land ved nye utbygginger på eksisterende felt (f eks Valhall) og ved nye feltutbygginger.

Sammenliknet med rapporten fra NVE/OD i 2002, inkluderer beregningene i denne rapporten flere kostnads- og nytteelementer. Selv om det er lagt stor vekt på å prissette flest mulig konsekvenser av elektrifisering, er det identifisert både positive og negative faktorer som ikke har latt seg prissette, og det er også gjort enkelte fordelaktige forutsetninger, for eksempel regnes det med 5 prosents diskonteringsrente og en nytteverdi for NO_x på 50 kr/kg (dagens avgift er 15 kr/kg). Innspill underveis fra eksterne interessenter betoner sterkt svakheten ved elementer som ikke er prissatt. Dette gjelder for eksempel eventuell senere samordning med kraftproduksjon til havs og forlenget driftstid av innretningene som følge av elektrifisering.

En kvalitativ analyse av konsekvensene av elektrifisering på helse, miljø og sikkerhet viser at det å fjerne kraftproduksjon til havs, skaper utfordringer i ombyggingsfasen, mens det har en positiv effekt på innretningene i driftsfasen.

Tiltakskostnader for scenario 3, gitt høye kvotepriser i et strengt utslippsregime

Både Norge og EU har fastsatt ambisiøse klimamål for 2020 og senere. I forbindelse med scenario 3, er det ved beregning av tiltakskostnad forsøkt å inkludere effekten av at landene rundt oss er omfattet av utslippsforpliktelser. Det er gjort et forsøk på å vurdere effektene av at klimapolitikken i Europa og i resten av verden utvikler seg mot et strengere regime. Det er krevende å etablere konsistente forutsetninger for et slikt scenario, fordi en slik utvikling vil påvirke prisen på CO₂-kvoter, elektrisk kraft og petroleumsprodukter. Dermed påvirkes også kraftmarkedet, petroleumsvirksomheten og verdensøkonomien for øvrig. Rapporten presenterer likevel forenklete beregninger for å illustrere effekten av noen forutsetninger om framtidig klimapolitikk.

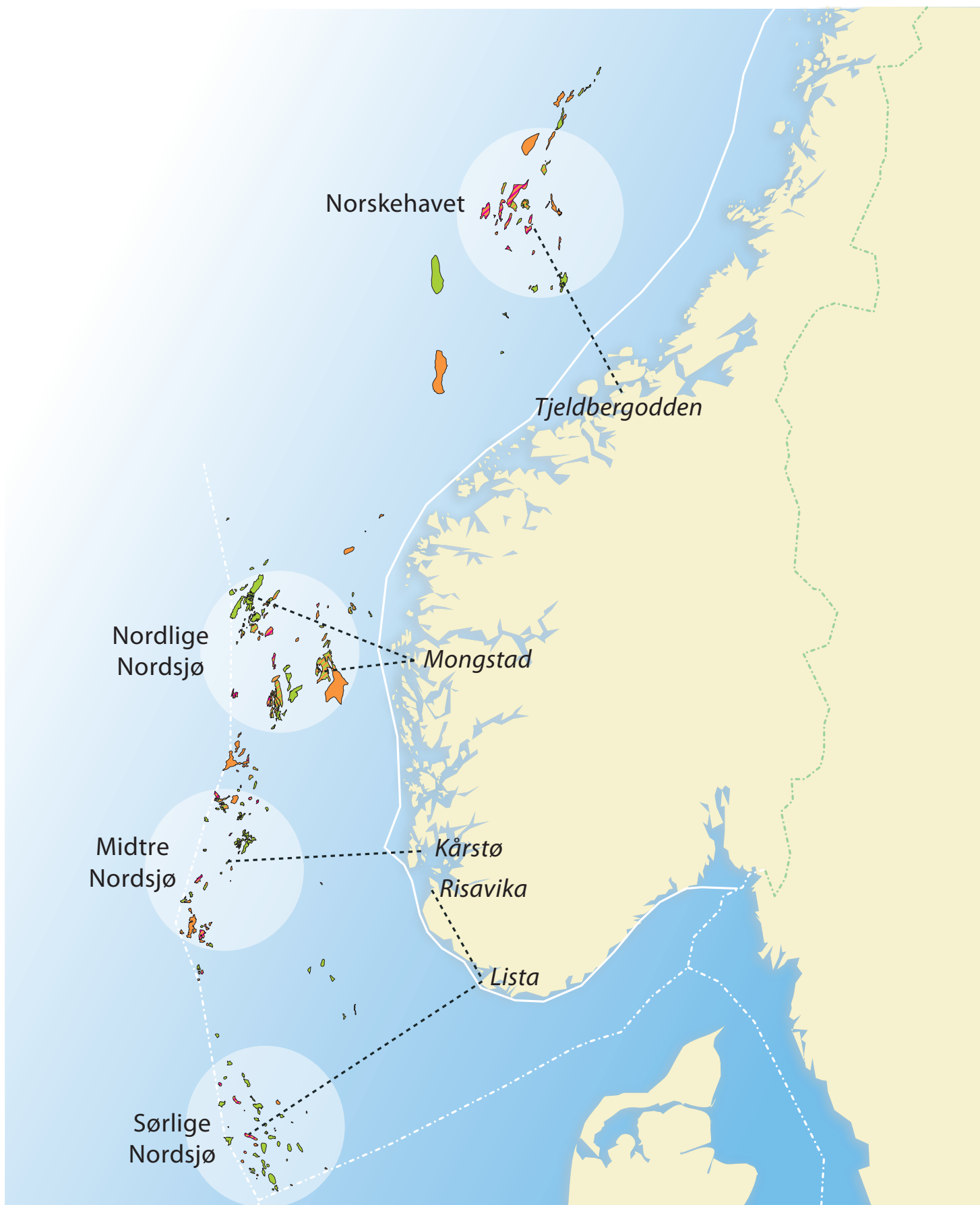
Ved beregning av tiltakskostnader for scenario 3, er det også gjort en forutsetning som skiller seg fra de to andre scenarioene ved at effekten av økt kraftproduksjon i utlandet er reflektert i økt kraftpris i stedet for gjennom økte utslipp.

Tiltakskostnadene ved disse forutsetningene ligger i intervallet 1300-2400 kr/tonn CO₂. Dette er noe lavere enn i de andre to scenarioene. Det er flere ikke-prissatte konsekvenser i scenario 3, da en ikke har vurdert markedsvirkninger av økte klimakvotekostnader i andre markeder enn kraftmarkedet. Felles for alle tre scenarioene er at usikkerheten rundt det framtidige klimaregimet i Europa også fører til usikkerhet om beregningene i rapporten bygger på fornuftige (riktige) forutsetninger.

Framtidige muligheter

Beregningene av tiltakskostnad for eksisterende innretninger er gjort med utgangspunkt i teknologi som vurderes tilgjengelig i dag. Rapporten beskriver også muligheter og teknologi som kan utvikles. Dette gjelder for eksempel kraft fra land til bruk på flytende ikke-vinddreierende innretninger. Dessuten arbeides det med videreutvikling av teknologi for overføring av større kraftmengder til produksjonsskip, vindkraft til havs på store havdyp og sentraliserte gasskraftverk med CO₂-fangstanlegg på sokkelen.

Både for gasskraft med CO₂-fangstanlegg og andre teknologier med potensial til å bidra positivt ved elektrifisering av sokkelen, kan det ligge en gevinst i å utsette implementering for å kunne ta i bruk forbedret teknologi. Ulempen med dette er at det fortsatt vil bli sluppet ut CO₂ fra sokkelen i påvente av ny teknologi, og at prosjektet som helhet får færre år i drift og isolert sett økte tiltakskostnader. Dersom det stilles teknologidrivende krav fra myndighetene, forventes utviklingen innenfor miljørelevant teknologi å gå raskere.



Innhold

1	Innledning	3
2	Petroleumsproduksjon og utslipp	5
	2.1 Utslipp av klimagasser	5
	2.2 Utslipp av NO _x	8
	2.3 Norges miljøforpliktelser	10
	2.4 HMS - virkninger	11
3	Status kraftproduksjon og elektrifisering til havs	13
	3.1 Kraftproduksjon til havs	13
	3.2 Innretninger som har eller vurderer kraft fra land.....	14
4	Omfang av studien	16
	4.1 Innretninger som inkluderes i analysen	16
	4.2 Elektrifisering	16
	4.3 Deelektrifisering	17
	4.4 Helelektrifisering	18
	4.5 Driftsmessige konsekvenser	19
5	Kraftnett på norsk sokkel	22
	5.1 Forutsetninger.....	22
	5.2 Sørlige Nordsjø.....	23
	5.3 Midtre Nordsjø	24
	5.4 Nordlige Nordsjø.....	24
	5.5 Norskehavet	26
	5.6 Kostnadsestimater	27
6	Kraft fra land	29
	6.1 Tre scenarioer for kraftforsyning fra land	29
	6.2 Ny dedikert kraftproduksjon	30
	6.3 Kraft fra det eksisterende kraftsystemet	34
	6.4 Behov for nettførsterkninger på land.....	37
7	Tidsplan	39
	7.1 Innledning	39
	7.2 Tidsplan før investeringsbeslutning	39
	7.3 Tidsplan etter investeringsbeslutning.....	40
	7.4 Samlet tidsplan	41
8	Beregnete tiltakskostnader	42
	8.1 Innledning	42
	8.2 Overordnede beregningsforutsetninger	42
	8.3 Samlet vurdering av beregning av tiltakskostnader	46
	8.4 Tiltakskostnader ved dedikert ny kraftproduksjon: scenario 1	48
	8.5 Tiltakskostnader ved kraft fra markedet: scenario 2	48
	8.6 Sensitivitetsberegninger	49
9	Elektrifisering med ambisiøse europeiske klimaforpliktelser	52
	9.1 Klimapolitikk og kvotemarked	52
	9.2 Virkninger på petroleumsnæringen.....	53
	9.3 "Tiltakskostnad" for scenario 3.....	53

10	Teknologi og fremtidsperspektiver	55
10.1	Tekniske forutsetninger for elektrifisering	55
10.2	Flytende innretninger	56
10.3	Sentralisert kraftproduksjon med CO ₂ -fangst til havs	60
10.4	Kraftsamkjøring til havs	62
10.5	Samordning av elektrifisering med andre tiltak	63
10.6	Vindkraft til havs	64
	REFERANSER.....	68
	FORKORTELSER OG DEFINISJONER.....	69
	VEDLEGG.....	71
	Vedlegg 1: Mandat og avgrensning	73
	Vedlegg 2: Tidligere utredninger	74
	Vedlegg 3: Utslippsprognoser for områder på sokkelen.....	77
	Vedlegg 4: Eksisterende kraftsystem og kraftmarked	81
	Vedlegg 5: HMS ved elektrifisering av innretninger offshore.....	87
	Vedlegg 6: CO ₂ -fangstanlegg til havs	90

1 Innledning

Olje- og energidepartementet, Miljøverndepartementet og Arbeids- og inkluderingsdepartementet har bedt Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Oljedirektoratet (OD), Petroleumstilsynet (Ptil) og Statens Forurensningstilsyn (SFT) om å gjøre en oppdatert studie av NVE/OD sin elektrifiseringsstudie fra 2002 (se mandat i vedlegg 1)¹.

NVE/OD 2002 [16] fokuserte på elektrifisering av eksisterende felter i et områdeperspektiv. I etatenes tolkning av mandatet er det lagt vekt på å innrette prosjektet slik at problemstillinger der myndighetene sitter med spesielle fortrinn med hensyn til tilgang til data tillegges spesiell vekt. Myndighetene har spesielle forutsetninger for å gjøre overordnede analyser på tvers av lisenser og operatørskap og kan fremskaffe data til videre bruk av andre utredningsmiljøer, av organisasjoner og av kommersielle aktører.

Etatene har valgt å angripe problemstillingen bredt, ved at hele sokkelen og flere former for elektrifisering er studert. Ved å velge denne tilnærmingen, har det ikke vært mulig innenfor den knappe tidsrammen å gjøre detaljerte vurderinger av enkeltinnretninger. Det fokuseres på større elektrifiseringsprosjekter, det vil si overføring av betydelige kraftmengder og vesentlig potensial for reduksjoner av CO₂-utslipp. Prosjektene krever betydelige investeringer offshore, i kabler og i elektrisitetsforsyningen på land, mens CO₂-utslippsreduksjonene også kan være betydelige i et nasjonalt perspektiv. Felles for alle større elektrifiseringsprosjekter er at prosjektene ikke kan analyseres isolert, men at også kraftforsyningen på land må bli gjenstand for analyse. Rapporten presenterer tiltakskostnader for ulike elektrifiseringsløsninger. Det ligger ikke i prosjektets mandat å vurdere hva som er akseptable tiltakskostnader og hvilke tiltak som er ”for dyre”. Det har heller ikke vært prosjektets mandat å vurdere og/eller foreslå virkemidler som kan utløse elektrifiseringstiltak

Alle nye utbygginger på norsk sokkel er pålagt å utrede kraft fra land. En slik analyse ligger på et høyere detaljerings- og nøyaktighetsnivå enn det som er mulig i en overordnet tiltakskostnadsanalyse. Elektrifisering ved nye utbygginger er derfor ikke kostnadsberegnet i denne rapporten.

I tiltakskostnadsanalysen er kjent teknologi lagt til grunn. Siden olje- og gassfelt offshore har begrenset levetid, bør CO₂-motiverte tiltak komme så raskt som mulig for å ha flere år med miljøvirkning. Teknologi som ikke ansees som moden beskrives som framtidige muligheter (se kap. 10), men legges ikke til grunn for beregning av tiltakskostnad.

Etatene gjennomførte et åpent seminar i Stavanger 20.9.07, der prosjektet ble presentert for næringsinteresser, organisasjoner, forskning og media. Plan og forutsetninger for analysen ble presentert og innspill ble etterspurt. I ettertid har seminaret blitt fulgt opp med møter med ulike selskaper og organisasjoner. Presentasjonene fra seminaret kan lastes ned fra www.npd.no.²

¹ Det er tidligere blitt gjennomført en rekke studier som belyser ulike problemstillinger knyttet til elektrifisering av norsk sokkel. En kort oppsummering av tidligere studier kan finnes i Vedlegg 2.

² Det foreligger en video av eksterne innlegg ved dette seminaret.

Det legges opp til at de delene av beregningsgrunnlaget for tiltakskostnader som ikke inneholder konfidensielle opplysninger skal gjøres tilgjengelig for andre interessenter.

I rapporten beskrives et skille mellom deelektrifisering og helelektrifisering. Disse to begrepene brukes der dette skillet er nødvendig. I den videre beskrivelse brukes kun begrepet elektrifisering, dette er da synonymt med deelektrifisering.

2 Petroleumsproduksjon og utslipp

Hovedfunksjonen til en olje- og gassproduserende innretning er å prosessere brønnstrømmen, levere injeksjonsmedium (vann og gass) for trykkvedlikehold i reservoaret, boring og drift av brønner og andre støttetjenester. Brønnstrømmen fra reservoaret ledes gjennom et separasjonssystem hvor vann, gass og olje skilles. Gass behandles i henhold til eksportspesifikasjoner mht sammensetning/kvalitet og komprimeres for transport eller eventuell injeksjon. Olje eksporteres via tankbåt fra feltet eller ved transport i rør til terminal på land.

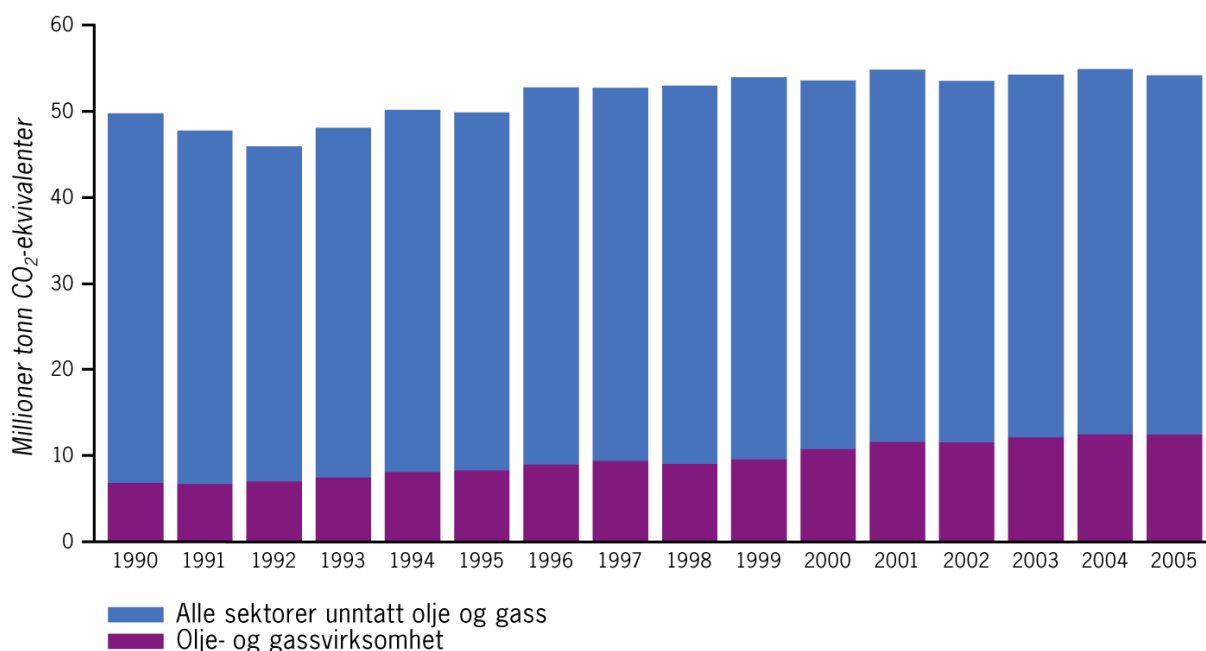
Injeksjon av vann og gass for trykkvedlikehold av reservoaret og kompresjon av gass for eksport er normalt de mest kraftkrevende operasjonene på en produksjonsinnretning. Andre energikrevende operasjoner er boring av brønner, pumping av olje og løfting av sjøvann opp på innretningen.

Kraftbehov og energieffektivitet vil variere med produksjonsfase. Norsk sokkel står overfor en rekke endringer i produksjonsmønstre som vil ha betydning for framtidig kraftbehov og som vil innebære energi- og miljømessige utfordringer;

- Tiltak for å øke utvinningsgraden fra modne felt innebærer ofte økt injeksjon av vann og gass. Lavtrykksproduksjon vil medføre økt kompresjons- og pumpearbeid
- Generelt økt vannproduksjon fra modne oljefelt i en avtrappingsfase
- Overgang fra primært oljeproduksjon til en større andel gassproduksjon. Dette vil medføre økt energibehov til gasstransport
- Virksomheten beveger seg stadig nordover, noe som medfører større behov for energi til transport av gass til markedene
- Teknologisk utvikling og større havdyp som gjør at en større del av operasjonene vil foregå på havbunnen, noe som i en del tilfeller vil resultere i økt kraftbehov på innretningen (pumping, kunstig løft, varmebehov)

2.1 Utslipp av klimagasser

I 1990 var utslippene fra petroleumssektoren 6,76 mill. tonn CO₂-ekvivalenter og utgjorde 13,6 prosent av de totale norske utslippene. Foreløpige tall fra SSB viser at Norges samlede utslipp i 2006 var 53,7 mill. tonn CO₂ ekvivalenter, og petroleumssektoren sto for 12,8 mill. tonn CO₂ ekvivalenter, om lag 25 prosent av de norske CO₂-utslippene. Norske klimagassutslipp totalt og utslipp fra petroleumsvirksomheten i perioden 1990-2005 er vist i Figur 1.



Figur 1: Totale utslipp av CO₂ ekvivalenter i Norge fra 1990 til 2005 (Kilde SSB/SFT)

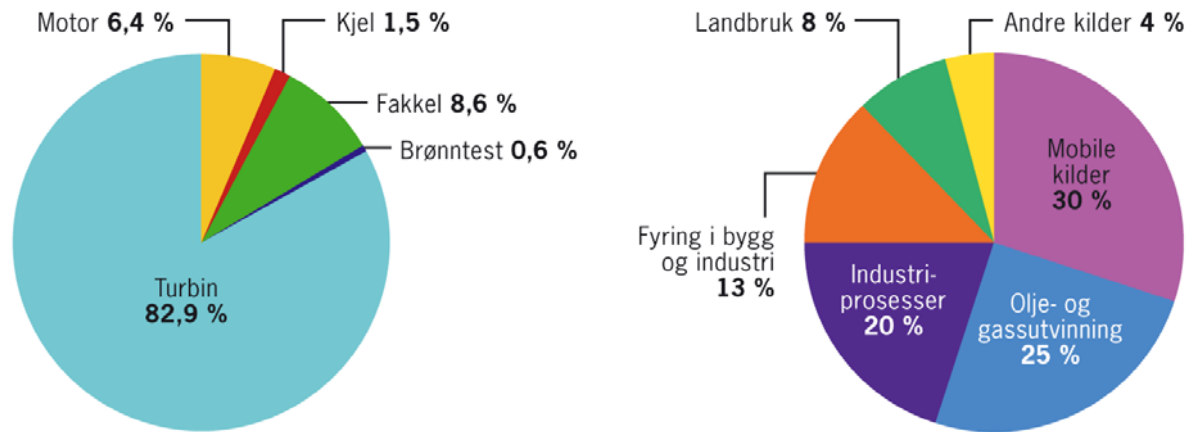
CO₂-utslippene på innretningene offshore kommer i hovedsak fra forbrenning av gass og diesel i turbiner, motorer og kjeler og fakling av gass. Utslippene blir regnet ut fra mengde brenngass og diesel som har blitt brukt på innretningene. Avgassene fra forbrenning inneholder i tillegg til CO₂ bl.a. NO_x, nmVOC, CH₄ og SO₂. Utover dette er det CO₂-utslipp ved gassterminalene på land og indirekte fra nmVOC- og CH₄-utslipp, hovedsakelig fra lagring og lasting av olje. De to siste komponentene bidrar inn i regnskapet for CO₂-ekvivalenter.

Generelt varierer utslipp knyttet til produksjon av olje eller gass både mellom felt og over feltenes levetid. Reservoarforhold og transportavstanden til gassmarkedet er faktorer som gjør at kraftbehovet, og dermed utslippene, varierer fra felt til felt. Det er den samlede væske- og gassmengden (vann, olje og gass) som avgjør energibehovet i prosessanlegget. Behandling og transport av produsert gass er mer energikrevende enn produksjon av væske.

Figur 2 viser kildefordeling for CO₂-utslipp³ i petroleumssektoren i 2006 og Norge som helhet (2005).

I 2005 var rundt 45 prosent av den installerte effekten på innretningene knyttet til elektrisk utstyr. Den resterende installerte effekten var knyttet til turbiner som driver kompressorer og annet utstyr direkte. Dette utstyret inngår ikke i studien og bidrar til en større andel av utslippene utover det utslippsreduserende potensialet ved elektrifisering.

³ Figur 2 og 3 viser kun CO₂-utslipp. I figur 1 er også de andre klimagassene inkludert og omregnet til CO₂-ekvivalenter



Figur 2: Kildefordeling av CO₂ utslipp i petroleumssektoren (2006, OLF) og kildefordeling av totalt klimagassutslipp i Norge (2005, SFT/SSB)

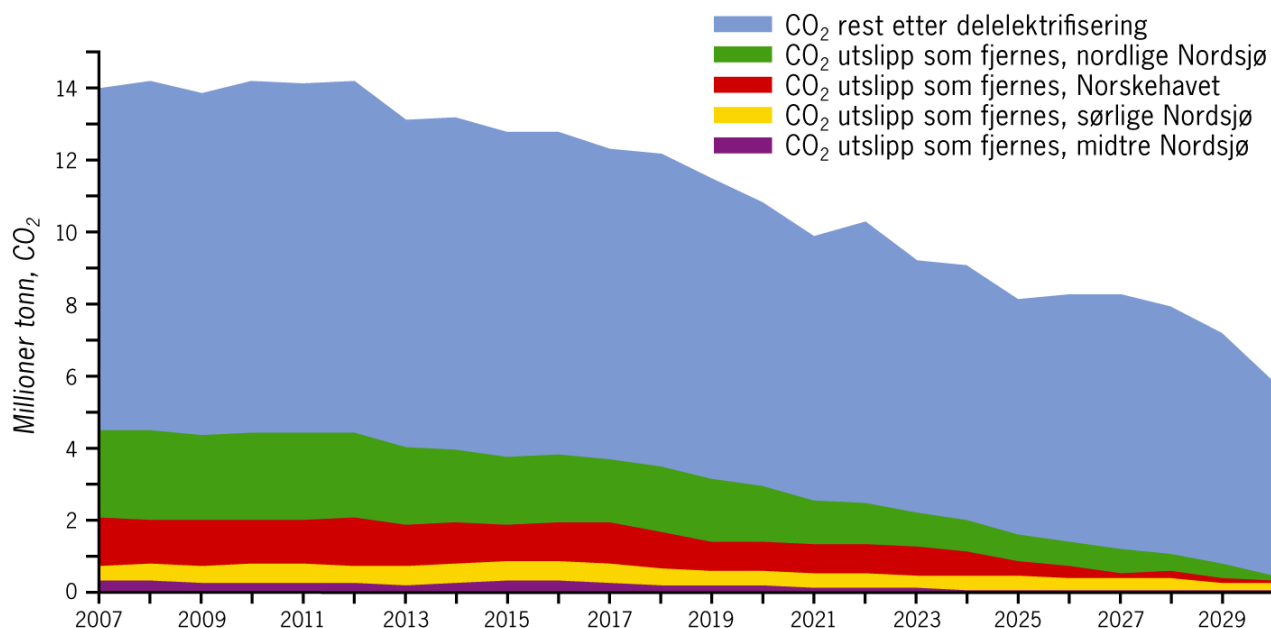
Figur 3 viser prognoser for utslipp av CO₂ fra petroleumsvirksomheten. Totalprognosen for CO₂ omfatter felt i drift, funn og uoppdagede ressurser samt leting, terminaler på land og prosessutslipp.

I de offisielle CO₂-prognosene er uoppdagede ressurser ikke forutsatt utvunnet med kraft fra land. Prognosen for Valhall, Troll A, Ormen Lange, Snøhvit gasskompresjon og deler av Gjøa er forutsatt med kraft fra land. Uoppdagede ressurser bidrar mer utover i tid og utgjør ca 26 prosent av petroleumssressursene totalt. Disse ressursene er beheftet med meget stor usikkerhet både med hensyn på størrelse, utvinningsgrad og geografisk plassering.

Ressursene i funn og tilleggsressurser som er forutsatt innfaset til eksisterende innretninger, er inkludert i beregningsgrunnlaget for tiltakskostnad. Dette reflekteres i andel CO₂- og NO_x-utslipp som fjernes som følge av elektrifisering i figur 3 og figur 6.⁴

Utslippene følger i stor grad produksjonsutviklingen. Når det gjøres store justeringer i forventningene om framtidig produksjon, får dette konsekvenser for utslippsprognoene. Utslippene på sokkelen i årets prognose (RNB2007), forventes å avta fra 2013. Dette skyldes i stor grad at produksjonen fra feltene som i dag bidrar med en vesentlig andel av utslippene er nedadgående.

⁴ For forklaring av ressursklassifiseringssystemet vises til Oljedirektoratets hjemmesider: www.npd.no.



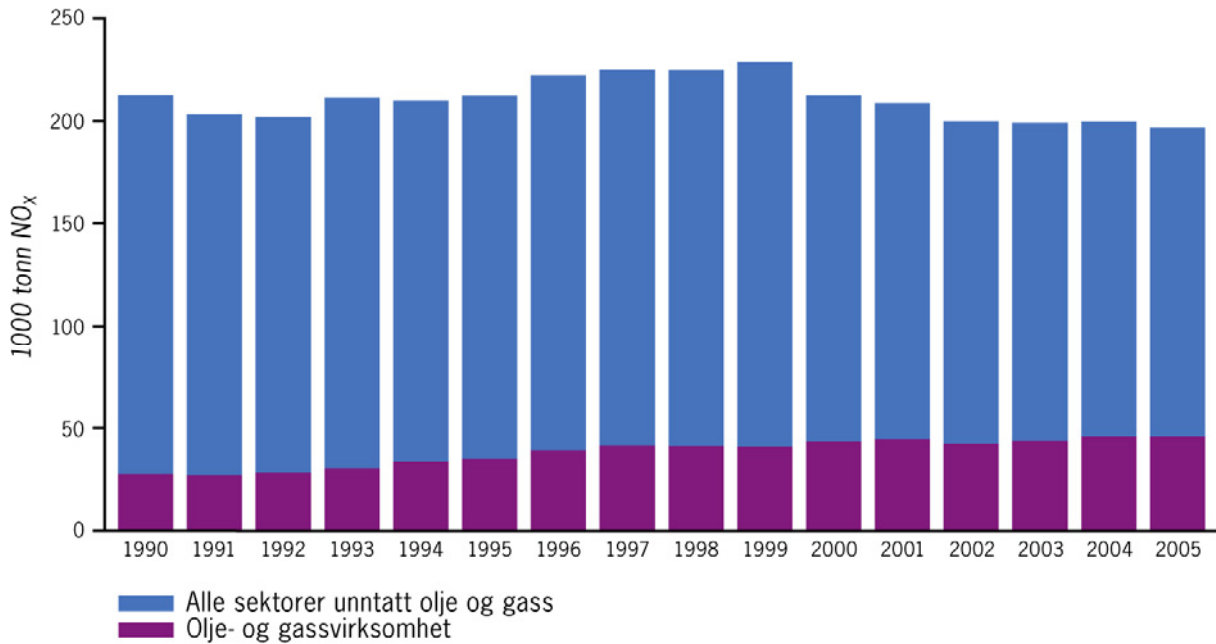
Figur 3: Prognoser for CO₂-utslipp og potensialet for utslippsreduksjon ved elektrifisering av sokkelen. (OD, RNB2007)

Tiltakene som drøftes i denne rapporten ville, hvis de hadde vært gjennomført, samlet kunne redusere utslippene fra petroleumsvirksomheten i dag med om lag 4 mill. tonn CO₂. Resten av utslippene kommer i hovedsak fra brenngass til direkte drift av kompressorer og pumper, faking, utvinningsboring og leteaktivitet. I tillegg er innretninger som ikke lar seg elektrifisere med dagens teknologi og innretninger med kort gjenværende levetid ikke tatt med. Utslippsreduksjonen er fordelt på de fire områdene som omfattes av studien.

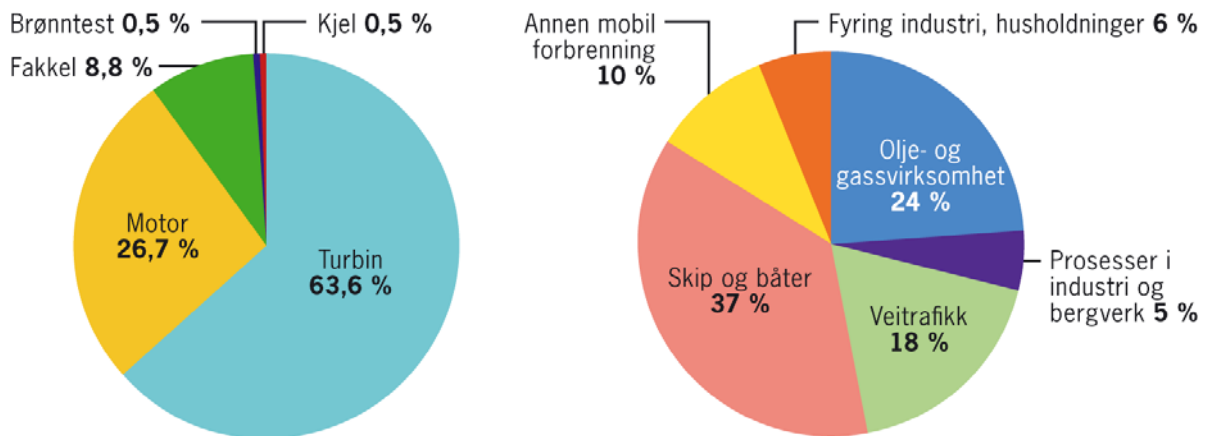
I vedlegg 3 er figurer for CO₂-prognoser med reduksjonspotensialer vist for hvert område som studien omfatter.

2.2 Utslipp av NO_x

I 1990 var NO_x-utslippene fra petroleumssektoren på 28 100 tonn og utgjorde 13,2 prosent av de totale norske utslippene. I 2006 utgjorde utslipp av NO_x fra olje- og gassvirksomheten 54 500 tonn. Samlede norske utslipp av NO_x var i følge foreløpige tall fra SSB 194 500 tonn. Det betyr at olje- og gassindustrien stod for rundt en fjerdedel av de samlede nasjonale utslippene. Figur 4 viser utslipp av NO_x for petroleumssektoren og for hele Norge fra 1990 til 2005. Figur 5 viser kildefordeling av NO_x-utslippene fra petroleumsvirksomheten i 2006 og i hele Norge i 2005.



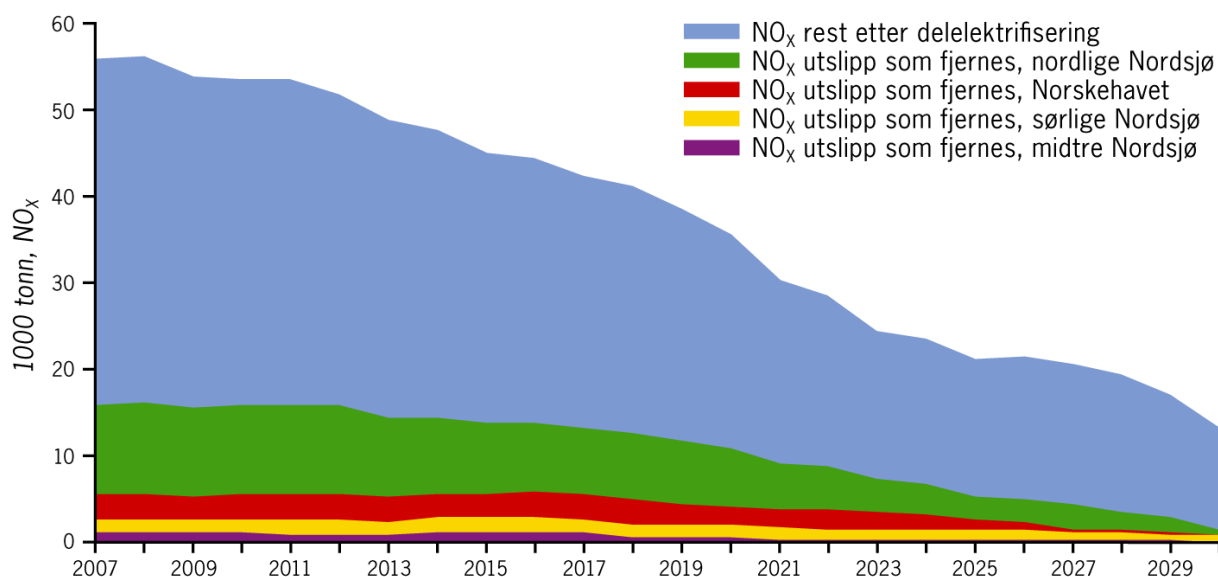
Figur 4: Oversikt over totale NO_x-utslipp i Norge (1990 - 2005), (Kilde: SSB/SFT)



Figur 5: Kildefordeling for utslipp av NO_x fra petroleumsindustrien (2006, OLF) og Norge som helhet (2005 SFT/SSB)

Figur 6 viser prognoser for NO_x-utslipp fra petroleumssektoren og potensialet for utslippsreduksjon ved elektrifisering av sokkelen. Utslippsreduksjonen er fordelt på de fire områdene som omfattes av studien.

Enkelte av gassturbinene som omfattes av studien har allerede lavNO_x-turbiner. Disse vil ikke bidra til betydelige reduksjoner av NO_x-utslipp totalt ved elektrifisering.



Figur 6: Prognose for utslipp av NO_x og potensialet for utslippsreduksjon ved elektrifisering av sokkelen (OD, RNB2007)

Utslippsprognosen for NO_x følger i stor grad samme forløp som CO₂-utslippsprognosen. Imidlertid vil besluttede og gjennomførte tiltak som lavNO_x-teknologi bidra til større reduksjon i forhold til produksjonsutviklingen enn tilsvarende CO₂-prognose. Oppstart av både Snøhvitfeltet og Alvheimfeltet vil ikke bidra til den samme relative økningen i utslipp av NO_x som for CO₂, da begge feltene er bygget ut med lavNO_x-teknologi.

I vedlegg 3 er figurer for NO_x-prognoser med reduksjonspotensialer vist for hvert område som studien omfatter.

2.3 Norges miljøforpliktelser

2.3.1 Klimamål, Kyotoforpliktelser og kvotehandel

Ifølge Norges forpliktelser i Kyotoprotokollen kan Norge øke sine CO₂-utslipp i perioden 2008 - 2012 med 1 prosent i forhold til 1990. Regjeringen foreslo juni 2007 at Norge skal overoppfylle sine forpliktelser med 10 prosent, og reduserer utslippene med 9 prosent i forhold til 1990. Videre har regjeringen foreslått at Norge fram til 2020 påtar seg en forpliktelse om å kutte de globale utslippene av klimagasser med tilsvarende 30 prosent av Norges utslipp i 1990, og at Norge skal være karbonnøytralt i 2050.

For perioden 2005 til 2007 hadde Norge et nasjonalt kvotehandelssystem, men dette systemet omfattet ikke petroleumssektoren. For perioden 2008 - 2012 knytter Norge seg til EUs kvotehandelssystem. Over 40 prosent av Norges klimagass- utslipp vil være omfattet av dette, også petroleumssektoren. Det betyr at de aller fleste utslipp fra faste og flytende installasjoner i petroleumssektoren vil omfattes av kvoteplikten.

2.3.2 Post-Kyoto

I klimaforhandlingene under FNs klimakonvensjon arbeides det for å få etablert en ny avtale som skal gjelde når dagens Kyotoavtale avsluttes i 2012 (post-Kyoto). Behovet for å få til en ny og mer omfattende avtale bekreftes av FNs klimapanel som i 2007 ga ut sin 4. hovedrapport om klimaendringer, klimavirkninger, klimatiltak og virkemidler [1].

2.3.3 NO_x-forpliktelser.

Utslipp av nitrogenoksider (NO_x) reguleres internasjonalt innenfor rammen av konvensjonen om langtransportert grenseoverskridende luftforurensning. Gøteborgprotokollen er den siste protokollen under denne konvensjonen, og omfatter reduksjon av NO_x, svoveldioksid (SO₂), ammoniakk (NH₃) og flyktige organiske forbindelser (VOC). Norge skal ifølge Gøteborgprotokollen redusere sine utslipp av NO_x til 156 000 tonn innen 2010. Det betyr en reduksjon på 41 000 tonn, eller 21 prosent, fra 2005.

Indirekte fastsetter Gøteborgforpliktelsen en kostnad på norske NO_x-utslipp. SFTs tiltaksanalyse for NO_x [2] indikerer at marginal tiltakskostnad for å tilfredsstille disse forpliktelsene vil være i overkant av 50 kr/kg NO_x redusert per år.

2.4 HMS - virkninger

Helse, miljø og sikkerhet (HMS) som begrep brukes for å beskrive det totale virkeområdet for gjeldende regelverk for petroleumsvirksomheten. HMS-begrepet slik det brukes i petroleumsvirksomheten må forstås i lys av helse-, miljø-, og sikkerhetslovgivningen. HMS-begrepet omfatter blant annet sikkerhet og miljø i petroleumslovens forstand, inkludert tiltak for forebygging av skader på personell, ytre miljø og økonomiske verdier, herunder tiltak for å opprettholde produksjons- og transportregularitet.

2.4.1 Generelt

En kvalitativ analyse av konsekvensene av elektrifisering på helse, miljø og sikkerhet viser at det å fjerne kraftproduksjon fra innretninger i sum har en positiv effekt på helse, miljø og sikkerhet på innretningene i driftsfasen. Elektrifisering fører blant annet til:

- Redusert risiko for brann og eksplosjoner på grunn av fjerning av antennelseskilder
- Redusert risiko for personskader på grunn av redusert vedlikehold
- Forbedret fysisk arbeidsmiljø på grunn av reduksjon av støy, vibrasjoner og avdamping fra turbinolje og andre oljeprodukter

Fiberoptiske kabler er normalt en integrert del av kraftkablene som legges fra land og ut til innretningene. Det er sannsynlig at elektrifisering av sokkelen styrker mulighetene for utvikling av integrerte operasjoner. Det er således mulige positive synergieffekter mellom elektrifisering, utvikling av integrerte operasjoner og forbedring av helse, miljø og sikkerhet.

Elektrifisering innebærer modifikasjon av eksisterende innretninger. Samtidig drift og modifikasjon innebærer økt fare for alvorlige personskader og økt storulykkesrisiko. Aktivitetsnivået på norsk sokkel gjør det vanskelig å få tak i kvalifisert personell, og dette er en utfordring med hensyn til HMS. Flere større modifikasjonsprosjekter vil kunne forsterke denne utfordringen. Den enkelte virksomheten vil måtte iverksette en rekke operasjonelle og

styringsmessige tiltak for at modifikasjonsprosjekter som skal redusere klimagasser i petroleumsvirksomheten ikke gjennomføres med skade på mennesker, det ytre miljø og økonomiske verdier.

Uansett valg av hel- eller delelektrifisering av sokkelen, vil det medføre omfattende modifikasjonsarbeider på eksisterende innretninger. Omfanget blir i stor grad bestemt av innretningsspesifikke forhold, men vil uansett bli størst ved helelektrifisering. Aktivitetsnivået under modifikasjonsarbeidet vil være høyt og bidra til økt fare for alvorlige personskader og økt storulykkesrisiko. Viktige elementer for vurderingen av innvirkningen på HMS på norsk sokkel som følge av elektrifiseringsprosjekter er drøftet i vedlegg 5.

2.4.2 Felt- og innretningsspesifikke vurderinger

Foreliggende analyse av HMS-konsekvenser av elektrifisering [11] er en kvalitativ analyse. HMS-regelverket krever at løsningene tilpasses de særskilte risikoforholdene ved den enkelte aktivitet. Hvor krevende HMS-forskriftene er å oppfylle, vil derfor i stor grad være avhengig av aktivitets-, innretnings-, og feltspesifikke forhold. Type og omfang av modifikasjoner som de ulike elektrifiseringsscenarioer medfører, og av forholdsregler for at modifikasjonsarbeidet skal foregå forsvarlig vil variere fra aktivitet til aktivitet.

3 Status kraftproduksjon og elektrifisering til havs

3.1 Kraftproduksjon til havs

Dagens innretninger henter kraft fra følgende kraftkilder:

- Forbrenning av gass i gassturbiner og motorer/ kjeler
- Forbrenning av diesel i gassturbiner og motorer/ kjeler
- Elektrisk kraft fra land

For kraftgenerering og utslipp, kan det skilles mellom ulike typer gassturbiner. Et hovedskille går mellom single-fuel og dual-fuel turbiner. Dual-fuel turbiner kan brenne både diesel og gass, mens single-fuel bare kan bruke gass. Diesel som brennstoff brukes normalt som supplement til gass. Fordi gass normalt tas fra prosessen, er ikke gass tilgjengelig ved oppstart. I slike perioder brukes diesel. I hovedsak genereres elektrisk og mekanisk kraft for drift av innretningene på sokkelen av gassturbiner.

En gassturbin består forenklet av en gassgenerator (kompressor og forbrenningskammer) og selve turbinseksjonen. Kompressoren øker trykket på atmosfærisk luft og sender denne luften til forbrenningskammeret hvor den blander seg med brensel. Ved forbrenning ekspanderer den varme forbrenningsgassen og deler av den konverteres til mekanisk energi for drift av strømgeneratorer, kompressorer eller pumper.

Totalt er det 167 gassturbiner på norsk sokkel med samlet installert effekt på ca 3000 MW. Av disse har 34 turbiner lavNO_x-teknologi. Turbinene varierer i størrelse, de fleste er i størrelsesorden 20-30 MW, mens 41 er under 10 MW, hvorav de fleste står i reserve.

Det totale behovet for elektrisk energi på sokkelen er i dag rundt 15 TWh, og forventes å være forholdsvis stabilt de neste årene.

For hver av hovedtypene turbiner, kan det skilles mellom lavNO_x-turbiner og konvensjonelle turbiner. Begge typer turbiner (single fuel/dual fuel) kan bygges med lavNO_x-teknologi. LavNO_x-teknologi går ut på å tilpasse forbrenningsprosessen i turbinenes brennkammer for å generere mindre NO_x. LavNO_x for single-fuel turbiner anses som konvensjonell teknologi og er et krav til nye utbygginger. For dual-fuel turbiner har det hittil ikke vært lavNO_x-teknologi tilgjengelig, men denne løsningen skal benyttes for første gang på produksjonsskipet på Alvheimfeltet som settes i produksjon i løpet av våren 2008.

Energieffektivitet

Med energieffektivitet menes forholdet mellom det fysiske energiinnholdet i brenselet og den energien som faktisk utnyttes. Elektrisk virkningsgrad i gassturbiner på innretningene ligger i størrelsesorden 30-37 prosent, med et gjennomsnitt på 31,4 prosent. En måte å øke energieffektiviteten er å utnytte spillvarmen, og slik varmegjenvinning brukes på de fleste innretninger. Dette øker den gjennomsnittlige totale virkningsgraden for turbinene på sokkelen til ca 40 prosent.

3.2 Innretninger som har eller vurderer kraft fra land

I tråd med Innst nr 114 (1995 - 96) fra energi- og miljøkomiteen om norsk politikk mot klimaendringer og utslipp av nitrogenoksider, vedtok Stortinget 22. februar 1996 følgende;

Ved alle nye feltutbygginger skal det legges fram en oversikt over energimengden og kostnadene ved å elektrifisere innretningen framfor å bruke gassturbiner.

Slike utredninger gjennomføres i forbindelse med nye utbygginger, og for enkelte felt er det nå planlagt eller besluttet kraft fra land.

Gassproduksjonen på Trollfeltet (Troll A) drives med kraft fra land; vekselstrøm for generell drift og likestrøm for kompressordrivere for prekompresjon av gass. Kraftbehovet på feltet vil øke etter hvert som trykket i reservoaret synker, og denne økte etterspørselen skal også dekkes med kraft fra land.

Gassfeltet Ormen Lange er en undervannsutbygging. Etter hvert som reservoartrykket avtar, må en kompresjonsløsning til havs etableres. En løsning med undervannskompressorer på havbunnen vil da være basert på kraft i kabel fra land.

Gjøfelfeltet er besluttet utbygd med kraft fra land. I tillegg til kraft fra land vil det være en gassturbin på feltet som driver en kompressor, og som også dekker det nødvendige varmebehovet for å skille olje, gass og vann i prosessanlegget.

Valhallfeltet har produsert olje og gass i mange år. Feltet står nå foran en omfattende ombygging. Det er besluttet at det skal legges likestrømskabel for å forsyne feltet med kraft fra land. Dette arbeidet har startet og skal stå ferdig i 2010.

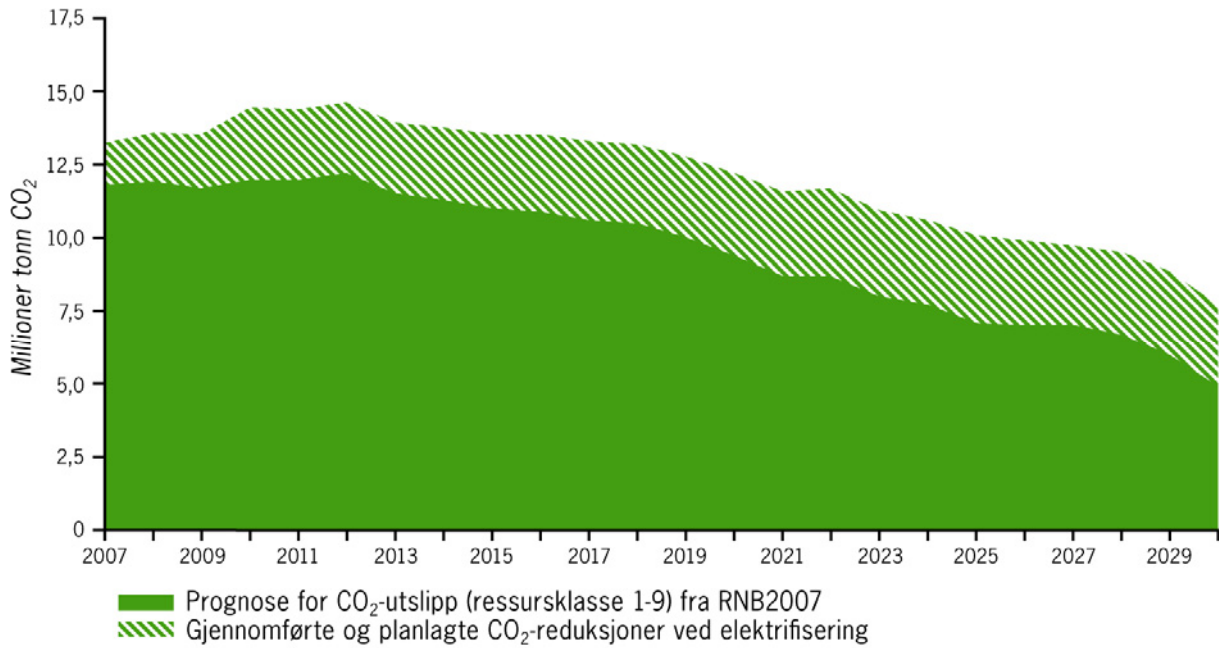
Draugenfeltet har allerede vært i produksjon i flere år. Feltet kan utover i tid få underdekning på egen kraft, på grunn av redusert tilgang på gass fra reservoaret. Kraft fra land er ett av alternativene som skal vurderes.

Eldfiskfeltet står foran en større ombygging, og kraft fra land vil bli vurdert som mulig kraftløsning. Eldfisk kan eventuelt vurderes i en samordningsløsning med Valhall- og Ekofiskfeltene.

Snøhvitfeltet er nylig kommet i produksjon. Som for Ormen Lange vil ulike kompresjonsløsninger med kraft fra land vurderes for å kompensere for et fallende reservoartrykk bli vurdert.

Goliatfunnet er under planlegging for utbygging. Operatøren planlegger for en PUD til høsten 2008, og kraft fra land vil inngå som en del av vurderingsgrunnlaget.

Ellers er de aller fleste funnene som er aktuelle for utbygging innen 2020 - 2025 små funn som forventes utbygd med undervannsproduksjonsanlegg knyttet opp mot eksisterende innretninger. Av større funn som kan være aktuelle å bygge ut med selvstendige produksjonsinnretninger, og hvor kraft fra land kan være aktuelt, er Peon i Nordsjøen, og funnene Victoria, Onyx, Luva, Stetind og Hvitveis i Norskehavet. Funnene er umodne, og det er ikke besluttet utbyggingsløsning for noen av disse. Flere av funnene vil være kandidater for utbygging med produksjonsskip. Skal slike innretninger elektrifiseres, må det forutsettes at det kvalifiseres teknologi for overføring av større mengder elektrisk kraft gjennom svivelarrangementet (se kap. 10).



Figur 7: Prognose for CO₂-utslipp fra petroleumsproduksjonen og estimat for CO₂-besparelser av gjennomførte og vedtatte elektrifiseringsprosjekter (Kilde: OLF)⁵

Figuren viser prognose for sparte CO₂-utslipp fra vedtatt elektrifiserte felter. CO₂-besparelser som følge av elektrifisering utgjør årlige CO₂-besparelser i størrelsesorden 1,5 - 3 mill. tonn CO₂ fram mot 2030.

⁵ Figuren er hentet fra rapporten *Alternativ kraft til norsk sokkel*, Oljeindustriens landsforening (2007). Totalprognosen i figuren inneholder ikke CO₂-utslipp fra leting, landanlegg, terminaler, rør og prosess

4 Omfang av studien

4.1 Innretninger som inkluderes i analysen

Framtidige nye innretninger på sokkelen inngår ikke i studien. Normalt vil elektrifisering av nye innretninger være mindre kostnadskrevenne enn elektrifisering av eksisterende innretninger, fordi det ikke påløper kostnader til fjerning og modifikasjon av eksisterende og fungerende utstyr samt inntektstap ved produksjonsavbrudd. Ikke minst vil nye innretninger utformes for kraft fra land, slik at en lettere kan realisere potensielle gevinster ved kraftforsyningsløsningen.

Når nye utbygginger ikke analyseres i denne rapporten, skyldes dette at alle nye utbygginger må utrede kraft fra land som et mulig alternativ for kraftoppdekning. En slik utredning vil være langt mer detaljert enn analysen i denne rapporten og myndighetene vil være involvert i arbeidet. Det er derfor valgt å avgrense analysen til ombygging av eksisterende innretninger.

Denne rapporten presenterer tiltakskostnad for elektrifisering av eksisterende produksjonsinnretninger. Innfasing av mulige tilleggsressurser og satellittfunn er også inkludert i beregningsgrunnlaget. Felt som antas stengt ned innen 2015 er ikke inkludert i studien.

Det forutsettes at elektrifisering er basert på bruk av kjent teknologi. Produksjonsskip er ikke inkludert i beregningen av tiltakskostnader. Dette utelukker feltene Balder, Jotun, Varg, Norne, Glitne, Åsgard A og Alvheim. Skarv/Idun er også besluttet utbygd med dagens konvensjonelle produksjonsskip og har forventet produksjonsstart 2010.

Kapittel 5 gir en nærmere oversikt over hvilke innretninger som inngår.

4.2 Elektrifisering

Det skilles mellom to former for elektrifisering

- Delelektrifisering
- Helelektrifisering

Med delelektrifisering menes her at de turbinene som produserer elektrisk kraft i generator for bruk på innretningene erstattes med strømtilførsel gjennom kabel fra land.

På en produksjonsinnretning er det i tillegg mye kraftkrevende utstyr som drives direkte av gassturbiner, uten å gå via elektromotorer. Dersom slikt utstyr erstattes med kraft fra land, øker potensialet for CO₂-reduksjoner. Dette omtales videre i rapporten som helelektrifisering.

Elektrifisering av innretninger kan gjøres enkeltvis, slik som er vanlig ved nye utbygginger, eller i større skala ved å elektrifisere flere innretninger samtidig.

Denne rapporten har lagt til grunn en områdevis elektrifisering av følgende områder:

- Sørliche Nordsjø (Ekofiskområdet)
- Midtre Nordsjø (Sleipnerområdet)
- Nordlige Nordsjø (Oseberg/Tampen/Troll-området)
- Norskehavet

Følgende faktorer er sentrale i forbindelse med elektrifisering og tilhørende tiltakskostnader:

- Varierende frekvens på innretningene (50 eller 60 Hz anlegg)
- Pris og kapasitet ved hhv. like- og vekselstrømsanlegg
- Plass- og vektkapasitet på innretningene
- Distanse til land
- Energi- og effektbehov
- Muligheter for bygging og plassering av knutepunkt for kraftdistribusjon til havs

4.3 Delelektrifisering

Kostnadene for ombygging av innretninger for kraft fra land kan deles opp i ulike elementer.

Inntaksstasjon med brytere, hvor høyspenning fra sjøkabel transformeres ned til riktig spenningsnivå for produksjonsinnretningen. En slik inntaksstasjon vil være i størrelsesorden 9 -15 meter lang, 8 - 10 meter bred og 8 - 9 meter høy, avhengig av effekt og antall skillebrytere. I de fleste tilfeller er det sannsynligvis nødvendig at to turbindrevne generatorer blir fjernet for å gi plass til inntaksstasjonen. For noen innretninger kan det være tilstrekkelig med mindre omfattende fjerningsarbeid.

Fjerning av turbinene og tilhørende elektriske generatorer er en omfattende arbeidsoperasjon. De må løftes ut ved hjelp av et marint kranfartøy. Før dette kan gjøres, må eksosanlegg (med varmegjenvinningsenhet om dette er installert) og luftinntakssystem fjernes.

For varmegjenvinningsenhet som er plassert på generatorturbiner vil det i mange tilfeller være nødvendig at denne enheten flyttes til en av de gjenværende turbinene som har direkte drift av pumper og kompressorer. I praksis vil dette innebære at det installeres ny enhet, som koples opp mot det eksisterende varmforsyningssystemet.

Der den eksisterende turbinen og generatoren må fjernes før inntaksstasjonen kan installeres, vil innretningen være uten tilgang på normal kraft, og innretningen må stenge helt eller delvis ned. Det er forutsatt at det må installeres et midlertidig aggregat for strømforsyning under demontering og installasjon av inntaksstasjon.

For innretninger som vil få sin termiske energi fra varmegjenvinningsenheter, som ved elektrifisering blir omplassert til kompressorturbiner, vil det kunne være behov for varme ved oppstart og før innretningen produserer. Det er derfor forutsatt installasjon av en mindre elektrokjel på innretningene.

For noen få innretninger lar det seg ikke gjøre å overføre eksisterende avgasskjeler fra generatorturbinene til turbiner for direkte drift av utstyr. I disse tilfellene forutsettes det installert gassfyrte kjeler for generering av varmeenergi. Et alternativ kan være bruk av større elektrokjel.

For noen innretninger er det forutsatt at en ny vegg i generatormodulen installeres mellom de turbindrevne generatorer som skal demonteres og de andre turbindrevne generatorene. Da forutsettes det at gass turbinene som blir stående kan benyttes under modifikasjonsarbeidene.

Noen steder er det forutsatt nye sjøkabler og J-rør (inntrekkingsrør) for feltinterne sjøkabler. Disse er også inkludert i estimatet der det er behov.

For å beregne ombyggingskostnader og investeringer i infrastruktur er noen forenklinger og forutsetninger lagt til grunn:

- Infrastruktur for kraft som beskrevet i kapittel 5.
- Avgasskjeler på generatorturbiner overføres til kompressorturbin(er) der dette er gjennomførbart
- Inntaksstasjoner ferdigstilles som moduler på land for å redusere arbeidet på innretningen

Ombyggingsarbeidene vil kreve bruk av løftefartøy for fjerning av eksisterende gassturbiner og montering. Studien forutsetter at oppgavene for flytekran og tilhørende transportlektene blir koordinert, slik at disse fartøyene kan arbeide på en rekke innretninger i et planlagt koordinert løfteprogram for å spare mobiliserings- og demobiliseringskostnader.

For å minimalisere nedetid, må ombyggingsarbeidene foregå raskt. Dette vil kreve høy bemanning. Det anses sannsynlig at det må brukes flotell for å dekke innkvarteringsbehovet. Dette er det tatt hensyn til i kostnadsestimatet. Følgende metodikk er benyttet:

1. På grunnlag av de innsamlede data fra gjennomførte prosjekter er det etablert enhetskostnader (kr/tonn)
2. Det er beregnet vekt av de nye installasjonene (utstyr, materialer og stål)
3. Kostnader for ombyggingsarbeidene er basert på enhetskostnader etablert i trinn 2
4. Usikkerhet for kostnadselementer er anslått ut fra tilgjengelig informasjon
5. Sannsynlighetsfordelingen for kostnadene for hvert felt er beregnet gjennom en Monte Carlo simulering
6. Kostnadene og usikkerhetene per område er summert deterministisk (ikke stokastisk, da kostnadene ikke er uavhengige)

Tabell 1 viser ombyggingskostnadene for de enkelte områdene og innretningene ved elektrifisering.

Tabell 1: Investeringskostnad for ombygging av innretninger ved elektrifisering

Område	Investeringskostnad (mill. kr)
Sørlige Nordsjø (60 Hz)	1 715
Midtre Nordsjø (50 og 60 Hz)	1 070
Nordlig Nordsjø (50 Hz)	1 765
Nordlige Nordsjø (60 Hz)	5 780
Nordlige Nordsjø samlet	7 545
Norskehavet	2 505

Oppsummert gir dette total kostnader for modifikasjon av de utvalgte installasjonene mellom 9 mrd. kroner og 19 mrd. kroner, med en "mest sannsynlig" verdi på om lag 13 mrd. kroner

4.4 Helelektrifisering

Helelektrifisering innebærer langt mer modifikasjonsarbeid på eksisterende innretninger enn delelektrifisering

I denne studien har det ikke latt seg gjøre å framskaffe realistiske kostnadsestimater for helelektrifisering av de enkelte installasjonene. Dette avsnittet summerer opp problemstillinger og peker på tiltak som bør gjennomføres før et pålitelig kostnadsestimat kan utarbeides.

Gassturbindrevne pumpe- og kompressortog på norsk sokkel er normalt montert på et felles fundament, sammen med kontrollsystemer og kabinetter, og med nødvendige hjelpesystemer som tetningsolje og smøreoljesystemer og tilhørende tanker. Dette installeres på leverandørens verksted. Studier er nødvendig for å klargjøre om det er teknisk mulig og sikkerhetsmessig forsvarlig å bygge hele pumpe-/kompressortog opp på nytt i den eksisterende modulen på innretningen, eller om dette må skje i verksted.

Det må videre avklares om det er mulig å løfte av/fjerne en pumpe-/kompressor tog med drivturbine uten full demontering og uten å fjerne overliggende og tilliggende utstyr og strukturer. Det må også studeres om det er mulig å installere elektromotoren gjennom de lukene som er tilrettelagt for utskifting av gassturbine. Kostnadene vil være avhengig av om det er mulig å komme til ved å brenne bort over- eller sideliggende strukturer uten for store konsekvenser.

Avhengig av mulige løsninger på de forholdene som er skissert, vil kostnadene for ombygging kunne variere innenfor vide grenser. Usikkerheten er så stor at det ikke vil være mulig å utvikle et troverdig kostnadsestimat dersom det ikke finnes dokumenterbare svar på de fleste av forholdene som er påpekt. Helelektrifisering av eksisterende innretninger antas i de fleste tilfeller å ha lavere kostnadseffektivitet enn delelektrifisering.

4.5 Driftsmessige konsekvenser

4.5.1 Tapt og utsatt produksjon

Ombygging av kraftanlegget på en innretning krever normalt at den ordinære produksjonen stenges ned mens ombyggingen pågår. Feltene produserer ikke petroleum i nedstengningsperioden. Dette medfører tapte inntekter ved i) utsatt produksjon og ii) tapt produksjon. Egenskaper ved olje- og gassproduserende felt gjør at disse må behandles forskjellig. Gassprodusenter kan, dersom det er noe ledig kapasitet i eksportørene, "lagre" noe produsert gass i røret og for kortere driftsstanser på en dag eller to ikke ha kommersielle tap. For lengre driftsstanser vil produksjon bli utsatt. Dette har en samfunnsøkonomisk kostnad målt ved nåverditapet av utsatt kontantstrøm. Det forventes ikke at ressurser går tapt ifm gassproduksjon. Oljeproduksjon fungerer annerledes, og der vil all utsatt produksjon medføre nåverditap. Reservoaregenskapene ved hvert enkelt felt avgjør eventuelle tap av produserbare ressurser på grunn av en nedstengning.

I tiltakskostnadsanalysen er det ikke forutsatt produksjonstap i forbindelse med nedstengning. OD har gjort en grov vurdering av verdien av utsatt produksjon med to ulike beregningsprinsipper. Dersom ressurser går tapt, kan kostnadene være høyere enn det høye estimatet i Tabell 2 indikerer. Det lave estimatet er benyttet i beregningene av tiltakskostnad. I tiltakskostnadsanalysen er utsatt produksjon diskontert med 5 prosent, for å være konsistent med resten av beregningen, mens petroleumsinntekter diskonteres normalt ved 7 prosent realrente. Resultater for både 5 prosent og 7 prosent diskonteringsrente er vist i Tabell 2.

Tabell 2: Anslag på nåverdien av utsatt produksjon (mill. kr)⁶

Område	Lavt (optimistisk) estimat		Høyt estimat	
	5 %	7 %	5 %	7 %
Sørlige Nordsjø	100	120	600	750
Midtre Nordsjø	50	90	200	300
Nordlige Nordsjø	500	550	1 400	1 800
Nordlige Nordsjø 50 Hz	200	220	500	700
Nordlige Nordsjø 60 Hz	300	350	900	1 150
Norskehavet	300	450	1 300	1 700

Alle innretningene på sokkelen blir med jevne mellomrom stengt for planlagt periodisk vedlikehold, utskifting av slidedeler og mindre oppgraderinger og ombygginger. I denne perioden etableres logistikk-løsninger etc. som sikrer effektivt arbeid. Ombyggingskostnadene som estimeres i denne rapporten, er basert på at ombyggingene foretas i en planlagt nedstengningsperiode. Det økonomiske tapet av nedetid estimeres likt uavhengig av tidspunktet for ombyggingen.

4.5.2 Endret regularitet

Ved elektrifisering erstattes de eksisterende turbin- og generatorsystemene på innretningen med nye elektro- og instrumenteringskomponenter. Dette utstyret forventes isolert sett å ha bedre regularitet enn en gassturbin, det vil si at det blir mindre behov for periodisk vedlikehold og at det oppstår færre ikke planlagte driftsstanser. En rekke innretninger har imidlertid turbiner i reserve som bidrar til å sikre høy regularitet. For denne studien er det forutsatt samme regularitet for en elektrifisert løsning som for opprinnelig løsning.

4.5.3 Endrede vedlikeholdskostnader

Vedlikeholdsbehovet for gassturbiner og kompressordrift er i utgangspunktet betydelig. Ved elektrifisering vil fjerning eller reduksjon av gassturbindrift føre til redusert vedlikeholdsbehov og tilhørende kostnader. Det oppstår dreining fra mer vedlikeholdsintensive mekaniske utstyrskomponenter til mindre vedlikeholdsintensive elektro- og instrumenteringskomponenter. Ved helelektrifisering vil tunge motorer og tunge gir/frekvensstyrte turtallsregulatorer kreve sjeldnere vedlikehold, men ved behov for tungt vedlikehold vil slike enheter kreve mye utstyr for løfting og håndtering.

Denne studien viser at besparelsen ved å skifte ut en gassturbin med en elektrifisert løsning er på 7 – 8 mill. kroner for turbiner med varmegjenvinningsenhet.

⁶ Det høye estimatet vurderes som høyt, så fremt det ikke blir reelt tap av ressurser.

4.5.4 Prosessering og transport av frigjort gass

Brenngass som blir frigjort ved elektrifisering av kraftanleggene på sokkelen kan eksporteres for salg. I rapporten er det ikke tatt hensyn til behov for ekstra kompresjonsenergi for eksport av denne gassen i rør til markedet.

Det er også kostnader forbundet med at gassen transporteres i gassrørledningene og prosesseres videre. I denne analysen danner Gasscos tariffen for gasstransport ⁷ i perioden grunnlaget for transportkostnader. Gasscos tariffen inneholder enhetskostnader for å dekke investeringer. Bruk av disse tariffene kan da forstås som langsiktig marginalkostnad for gassnettet.

Tariffen varierer mellom de ulike områdene av sokkelen og avhenger også av om gassen eksporteres eller benyttes i gasskraftverk innenlands. Dette skyldes kortere transport og færre behandlingsledd. Tabell 3 viser tariffene for transport og prosessering som er lagt til grunn for analysen av tiltakskostnader.

Tabell 3: Prosess- og transportkostnader for gass fordelt på område og scenario (øre/Sm³)

	Sørlige Nordsjø	Midtre Nordsjø	Nordlige Nordsjø	Norskehavet
Eksport	8	8	15	15
Gasskraftverk	8	8	7	4

I Norskehavet er det i årene som kommer knapp kapasitet i transportrørene for gass. Det er forutsatt i analysen at det er kapasitet til de relativt små ekstra tilleggsstrømmene som følger av elektrifiseringen. Dersom ikke frigjort gass kan selges i markedet umiddelbart men må lagres i feltene til transportkapasitet er frigjort, kan dette gi et kraftverk en "rabatt", fordi innestengt gass vil ha en noe lavere pris enn gass med umiddelbar alternativ anvendelse. Bygging av gasskraftverk gjør det mulig å selge gassen tidligere. For slik fremskutt produksjon er gassprisen som kraftverket må betale neddiskontert og justert for samfunnsøkonomiske tariffen. For tilstrekkelige store gassvolumer vil det imidlertid være formålstjenlig å bygge ny eksportkapasitet i rørledningsnettet. For scenarioet med kraft fra markedet, ville innestengning av gass medføre at noe av gevinsten ved elektrifisering ble redusert.

⁷ <http://www.gasviagasled.no/html/tariffs.htm>

5 Kraftnett på norsk sokkel

5.1 Forutsetninger

5.1.1 Generelt

Det er fire områder som er studert. Utover skillet mellom hel- og deelektrifisering er det i tillegg for nordlige Nordsjø, to uavhengige systemer for overføring av kraft til havs (50 Hz og 60 Hz systemer). Dette gir totalt 10 ulike løsninger som det er utarbeidet tekniske beskrivelser (enlinjeskjema) for. Videre i kapittelet er kun løsningene for deelektrifisering presentert, mens dimensjonering for helelektrifisering er beskrevet i [5]. Elektrifisering av alle de fire områdene vil kreve i størrelsesorden 4 TWh elektrisk kraft til havs i 2020. Kraftbehovet avtar etter hvert som petroleumsproduksjonen avtar.

Utforming av infrastruktur eller topologi ble fastlagt tidlig i prosjektet, med utgangspunkt i erfaringer fra tidligere elektrifiseringsstudier og kunnskap om tekniske løsninger og kostnader. Innenfor tidsrammene for arbeidet har det ikke vært mulig å optimalisere løsningene. Slik optimalisering vurderes imidlertid ikke å kunne redusere tiltakskostnadene i vesentlig grad.

Generelt er sjøkabel det største kostnadselementet for overføring av kraft. Likestrøm (HVDC) løsninger viser seg generelt dyrere enn vekselstrøm (AC). Derfor er vekselstrøm (AC) transmisjon vurdert for alle områder hvor avstanden til land er mindre enn 200 km og effektbehovet mindre enn 200 MW.

5.1.2 Bæreinretning

I forbindelse med likestrømsoverføring er det lagt opp til å bruke separate bæreinretninger på sokkelen for omformeranlegg (vekselretterstasjon), transformatorer og fordelingsanlegg. Ved å velge en slik løsning for alle likestrømsoverføringene, blir kostnadsbildet mer forutsigbart sammenlignet med alternativet, som er fjerningsprosjekter og rydding av plass på eksisterende innretninger.

Tekniske fordeler ved å velge en slik løsning er at installasjon og testing av stasjonene kan gjøres ved verft i stedet for ved krevende operasjoner til havs. De dedikerte innretningene kan også konstrueres optimalt for formålet sammenlignet med å bruke eksisterende innretninger.

Konsepter for bæreinretninger er vurdert separat for de ulike områdene. Innretningene er forutsatt ubemannet. Bunnfaste innretninger forutsettes forbundet med eksisterende innretninger med gangbro. For flytende innretninger forutsettes det noe større avstand til eksisterende innretninger, og at de er utstyrt med helikopterfasiliteter og et begrenset antall hotellrom.

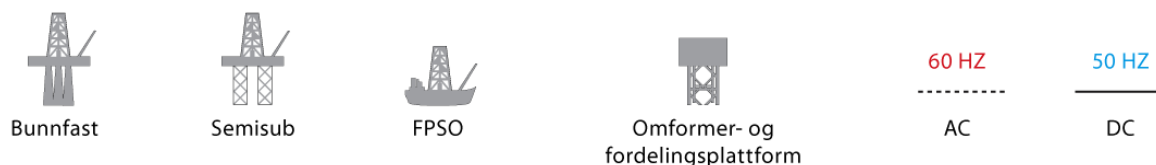
5.1.3 Valg av landfall/tilknytningspunkt

Erfaring fra tidligere studier av elektrifisering viser at kostnadene knyttet til kabel fra landfall ut til områdene står for en stor andel av kostnadene i et slikt prosjekt. Det er derfor valgt landfall med sikte på å minimere kabellengde ut til området. I tillegg til krav om minimal lengde sjøkabel er det lagt vekt på at landfallet skal være ved et sterkt punkt i eksisterende

nett på land. Dette for å sikre at tilstrekkelig kortslutningsytelse er tilgjengelig samt minimere investeringsbehovet på land.

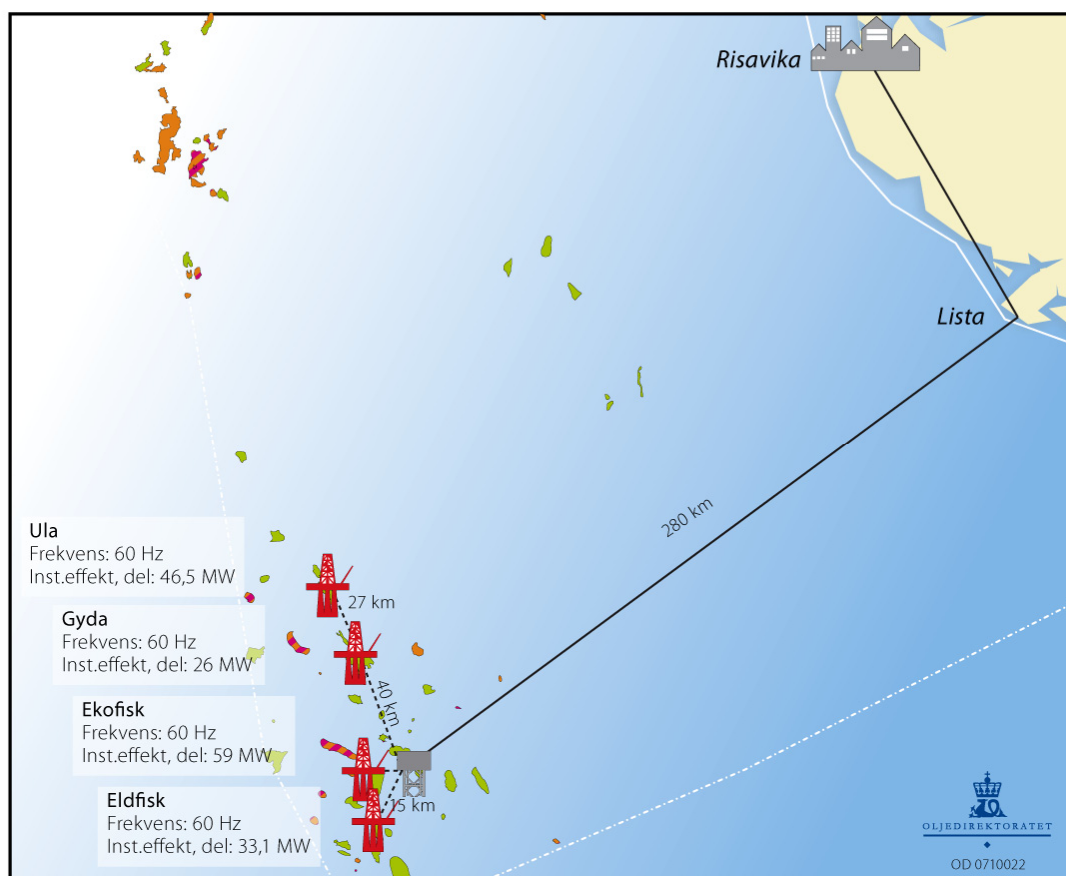
5.1.4 Forklaring av kart

Forklaring av symboler i kartene over elektrifiseringsprosjektene i avsnitt 5.2, er vist under.



5.2 Sørliche Nordsjø

De valgte innretningene i den sørlige delen av Nordsjøen omfatter feltene Ula, Gyda, Eldfisk og Ekofisk. Alle innretningene som inngår i studien har 60 Hz kraftforsyning. Landfall for sørlige Nordsjø er lagt til Lista. Vanndybden ved innretningen er om lag 70 meter. Det forutsettes derfor bruk av en bunnfast enhet (fagverkstårn).



Figur 8: Topologikart for sørlige Nordsjø

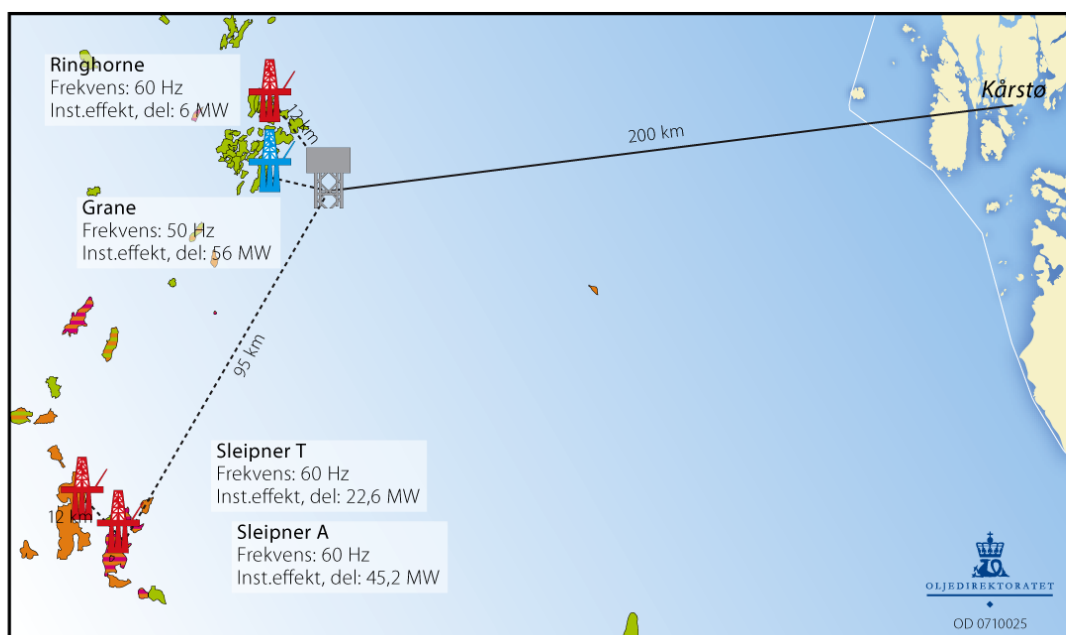
Dimensjonerende effekt for området er 142 MW. På grunn av den lange avstanden og 60 Hz frekvens for alle innretningene i området er det valgt likestrømsoverføring (HVDC) fra Lista ut til egen omformerinnretning ved Ekofisk. Distribusjon videre fra omformerinnretningen skjer ved 60 Hz vekselstrøm.

5.3 Midtre Nordsjø

I midtre Nordsjø tar studien utgangspunkt i innretningene Ringhorne, Grane og Sleipner. Området kjennetegnes ved lave effektbehov og forbruk på både 50 og 60 Hz spredt over et større geografisk område. Dimensjonerende effekt er 64 MW, og kabelen har landfall på Kårstø.

For midtre Nordsjø er vanddybden ved innretningene om lag 80 og 130 meter, og det velges derfor bunnfaste enheter (fagverkstårn) for omformerstasjoner.

Ved elektrifisering velges likestrøm (HVDC) transmisjon fra Kårstø ut til en omformer- og fordelingsstasjon plassert ved Grane. Fra denne går egne distribusjonsradialer på 60 Hz til Sleipner og Ringhorne, mens Grane forsynes med 50 Hz.



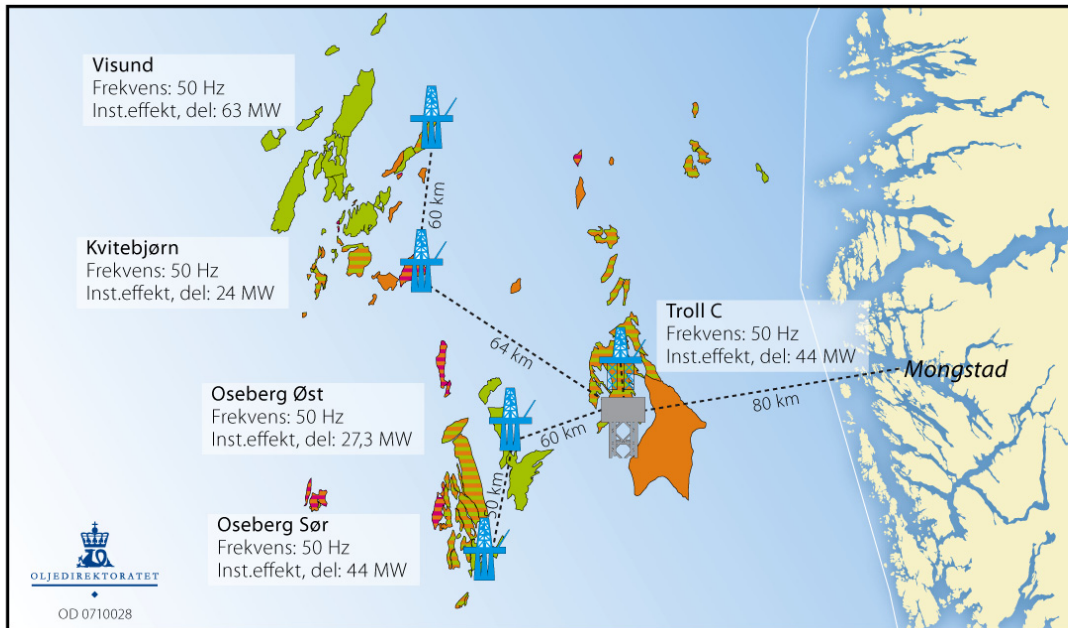
Figur 9: Topologikart for midtre Nordsjø

5.4 Nordlige Nordsjø

I dette området er 50 Hz innretningene Visund, Kvitebjørn, Troll C, Oseberg Sør og Oseberg Øst, samt 60 Hz innretningene Snorre A, Snorre B, Gullfaks A, Gullfaks C, Statfjord B, Statfjord C, Troll B, Oseberg C, Brage og Oseberg Feltsenter (OFC) inkludert. Dette representerer det tyngste området på sokkelen med hensyn på effektmengde, og total dimensjonerende effekt er anslått til 405 MW. På grunn av varierende frekvens er området delt inn i 50 Hz vekselstrømsforsyning fra land og en med likestrøm (HVDC) forsyning som dekker 60 Hz innretninger. Landfall for begge kablene er lagt til Mongstad.

5.4.1 50 Hz forsyning

For 50 Hz forsyning legges det opp til en vekselstrømstransmisjon fra Mongstad til en egen bæreinnetning ved Troll C. Ved Troll er vanddybden over 300 meter, og utstyrsvekten og dybden i området gjør at det legges opp til en halvt nedsenkbar flytende innretning.



Figur 10: Topologikart for 50 Hz kraftoverføring i nordlige Nordsjø

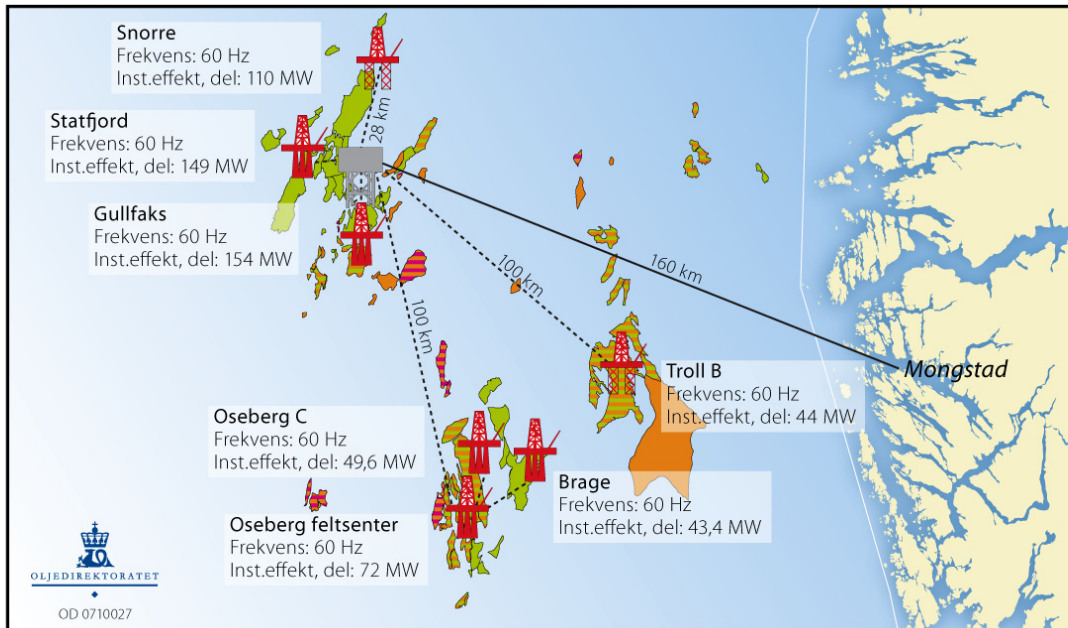
Fra bæreinnretningen legges det opp vekselstrømskabel til Oseberg Øst og Oseberg Sør samt en annen vekselstrømskabel nordover til Kvitebjørn og Visund.

5.4.2 60 Hz Forsyning

For 60 Hz innretninger i området er det valgt likestrøm (HVDC) transmisjon fra Mongstad ut til en egen bæreinnretning i Gullfaksområdet hvor hovedtyngden av effektforbruket ligger. Vanddybden i området er om lag 140 meter. Her kommer en flytende Spar-innretning gunstigst ut, og er lagt til grunn for kostnadsestimering.

Nødvendig likestrømstransmisjon for elektrifisering er beregnet til 303 MW. Behovet dekkes av én bipolar transmisjon ut til bæreinnretningen.

Fra bæreinnretningen på Gullfaks går det fire 60 Hz distribusjonsradialer til andre innretninger i området. Den ene distribusjonskabelen går sørover mot Osebergområdet. Oseberg Feltsenter fungerer som fordelingsinnretning for videre distribusjon til Oseberg Sør og Brage. De tre andre radialene går til henholdsvis Troll B, Statfjord og Snorre.



Figur 11: Topologikart for 60 Hz kraftoverføring i nordlige Nordsjø

Generelt er overføringsspenninger fra omformerinnretning til mottakerinnretning slik at det forutsettes 145 kV isolasjonsklasse for kabel og annet utstyr.

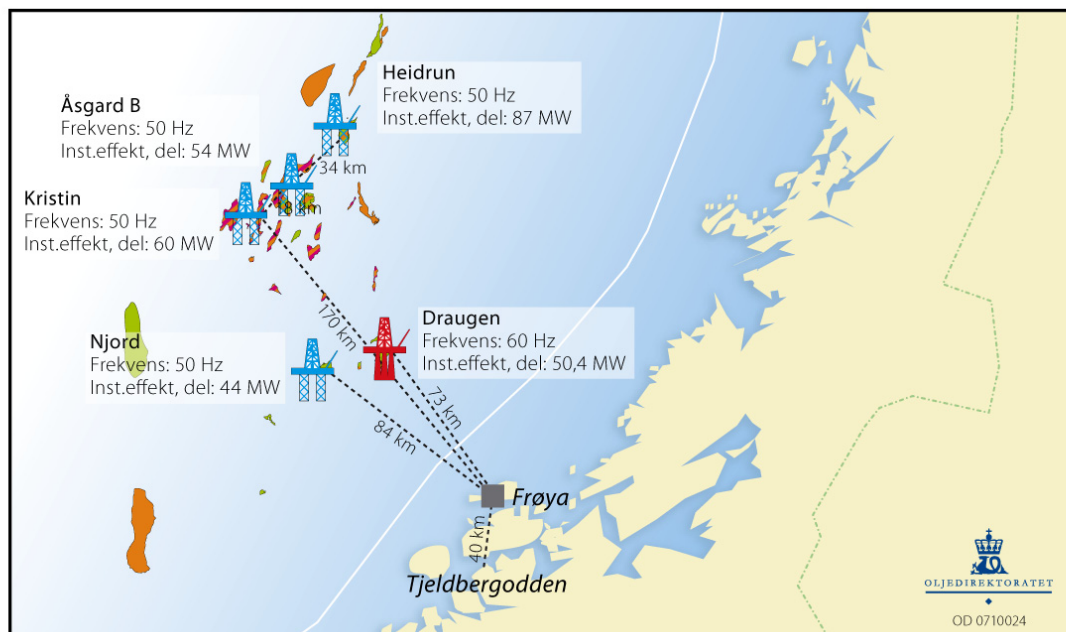
5.5 Norskehavet

Norskehavet omfatter feltene/innretningene Draugen, Heidrun, Njord, Åsgard og Kristin. Alle er nyere 50 Hz innretninger med unntak av Draugen som er 60 Hz.

Landfall er lagt til Tjeldbergodden. Da forbruksområdet ligger langt fra Tjeldbergodden er det valgt en løsning med vekselstrømsoverføring fra Tjeldbergodden frem til øya Frøya som ligger ca. 40 km fra fastlandet i retning mot de nordlige innretningene.

På Frøya lokaliseres kompensereaksatorer og fordelingstransformatorer. Transformatorene dimensjoneres romslig av hensyn til lang transmisjonsavstand nordover til Kristin. I tillegg plasseres omformer for 60 Hz forsyning på Draugen.

Ved elektrifisering er effektbehovet om lag 160 MW, hvor 116 MW er i det nordlige området (Heidrun, Åsgård og Kristin). Dermed er det mulig med en vekselstrømsoverføring til dette området fra Frøya. Njord og Draugen forsynes gjennom egne radialer.



Figur 12: Topologikart for Norskehavet

Overføringsspenninger velges slik at 145 kV isolasjonsklasse for kabler og annet utstyr anvendes.

5.6 Kostnadsestimater

5.6.1 Forutsetninger for kostnadsestimering

Kostnadene for kabler baseres på budsjettestimater fra kabelleverandører og erfaringstall fra prosjekter som inkluderer kraftoverføring fra land til innretninger.

For likestrømsløsninger finnes det to forskjellige konsepter. For spenninger på 400 - 500 kV må det brukes konvensjonell HVDC, mens HVDC-light er begrenset til ca. 150 kV i dag. Disse løsningene har forskjellige fysiske dimensjoner og egenskaper i forhold til bruksområde. I løsningene beskrevet i denne rapporten er det HVDC-light som er lagt til grunn.

For omformeranlegg for høyspenning likestrøm (HVDC) har prosjektet innhentet budsjettestimater for den aktuelle teknologien. Høyeste ytelse med referanse fra drift ligger ved 300 MW. Erfaringstall fra Valhall og mottatte estimater er brukt til å fastlegge lineær korrelasjon mellom effekt og pris.

Kostnadsestimater for vekselstrømskabler bygger på prosjektets innhentede priser for kabel og erfarte leggekostnader fra legging av kabel til Troll A. Leggekostnadene er korrigert for dimensjonen på kablene.

Kostnadsestimatet for bæreinnetningene inkluderer omformere og distribusjonsanlegg som er tilpasset formålet. Installering av nye J-rør for innføring av kabel på eksisterende innretninger antydes av operatørselskapene å koste i størrelsesorden 100 mill. kroner per rør. Basert på dette er det beregnet en midlere innførings- og termineringskostnad på 60 mill. kroner per kabel, oppsummert for hvert område.

Kompensasjonsreaktorer for driftsspenninger opp til 132 kV og 145 kV isolasjonsklasse er i praksis oljefylte enheter med relativt stor dimensjon og vekt. For fordelingsanlegg forutsettes det gassisolert utførelse og enkle samleskinnesystem.

For øvrige detaljer angående forutsetninger for kostnadsestimering vises det til Unitechs rapport [5].

5.6.2 Totale kostnader for forsyningsløsning

Tabell 4 viser kostnadene per område. Det presiseres at kostnadsestimatene er uklassifiserte og forbundet med relativt store usikkerheter.

Tabell 4: Oppsummering av byggekostnader (mill. kr)

Område/case	Kabel område	Kabel felt	Bære-innretning	HVDC anlegg	Trafo og annet	Sum
Sørlig Nordsjø	1 340	550	880	380	26	3 170
Midtre Nordsjø	570	570	1 240	430	37	2 850
Nordlige Nordsjø						
50 Hz	460	1 430	1 280	-	110	3 290
60 Hz	900	1 640	1 580	570	160	4 850
Norskehavet	350	2 840	-	250	120	3 570

Kostnad per MW elektrifisert kan benyttes som et mål for kostnadseffektiviteten for krafttransport til sokkelen alene. Kostnad per MW ligger lavest for nordlige Nordsjø, og særlig for infrastruktur for 60 Hz. Også totalt for 50 og 60 Hz kommer dette området best ut, men da med mindre differanse til Norskehavet og sørlige Nordsjø. Midtre Nordsjø kommer ugunstig ut pga. lave effekter, relativt stor avstand fra land og at området har både 50 og 60 Hz innretninger.

6 Kraft fra land

6.1 Tre scenarier for kraftforsyning fra land

Elektrifisering av samtlige av de fire beskrevne områdene vil kreve rundt 4 TWh elektrisk kraft offshore i 2020. Dette vil reduseres etter hvert som petroleumsaktiviteten avtar. Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked som er tilknyttet resten av Europa. En økning av elektrisitetsforbruket i Norge vil på kort sikt medføre økt import, i all hovedsak fra fossile kraftverk, med tilsvarende økte CO₂-utslipp. Store nye punktuttak vil kunne kreve nye kraftlinjer for å muliggjøre uttak av kraft i den aktuelle regionen.

Det er mange aktører involvert i markedene for elektrisk kraft og CO₂-kvoter. Dette medfører at det er krevende å vurdere nettoeffekten av utslippsreduksjonen som følge av elektrifisering av sokkelen, spesielt langt fram i tid. Vurderingene rundt kvotehandel og handel med elektrisk kraft har en stor grad av parallellitet, idet begge spørsmålene handler om fordeling av ansvar for kraftproduksjon og utslippsreduksjoner mellom Norge og resten av verden.

I et system med klimaforpliktelser og et fungerende globalt kvotemarked vil de samlede utslippene være bestemt av landenes utslippsforpliktelser. Elektrifiseringstiltak eller andre tiltak vil ikke gi noen CO₂-reduksjon utover utslippsforpliktelsen. Nasjonale utslippsreduksjoner gir imidlertid den nasjonale klimapolitikken legitimitet, og åpner muligheten for å påta seg større fremtidige utslippsreduksjoner, samtidig som kvotehandel ifølge Kyotoprotokollen skal være et supplement til tiltak innenlands. Ved beregning av kostnadseffektivitet ved elektrifisering av sokkelen er netto CO₂-reduksjon i Norge viktig. Beregning av tiltakskostnader er et nyttig verktøy for å vurdere hvordan nasjonale utslippsforpliktelser kan oppnås, også innenfor et system med utslippsforpliktelser og kvotehandel.

I analysen er det vurdert tre scenarier for kraftforsyning, som skissert i Tabell 5.

I scenario 1 bygges det dedikerte kraftverk på land for å forsyne av innretningene med kraft. Gasskraft med CO₂-håndtering er vurdert som mest realistisk. I scenario 2 og 3 forutsettes det at det hentes kraft fra markedet.

Tabell 5: Tre scenarier for kraftforsyning

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
	Dedikert kraftproduksjon	Kraft fra markedet - direkte effekter	Kraft fra markedet - med utslippsforpliktelser og kvotehandel
Kostnad kraftproduksjon	Gasskraft, fangst og lagring	-	-
Kraftpris	Ikke relevant	Markedspris eks. kvoter	Markedspris inkl. kvoter
CO ₂ -utslipp fra kraftproduksjon	Reelt utslipp	Gjennomsnittlig utslipp fra kraftproduksjon	-

Direkte forsyning fra et norsk kraftverk på land som ellers ikke ville blitt bygd (scenario 1), gjør det enkelt å anslå tiltakskostnader og CO₂-reduksjoner innenfor Norges grenser.

Dersom kraft fra markedet skal erstatte gassturbiner til havs, vil utslippene fra kraftproduksjon i hovedsak flyttes til utlandet. Hvor store reduksjoner i utslipp fra kraftsektoren dette gir, og hvordan øvrige utslipp av CO₂ i Norge og utlandet påvirkes er usikkert, og må baseres på relativt overordnede forutsetninger (scenario 2).

Tiltakskostnad for scenario 1 og scenario 2 tar ikke hensyn til effektene av internasjonale klimakvotestystemer og nasjonale utslippsforpliktelser, men kraftprisen og sammensetningen av kraftproduksjonen i scenario 2 vil være påvirket av slike forpliktelser og kvotestystemene.

I praksis forutsetter elektrifisering av sokkelen et ønske om å redusere utslipp i Norge ved hjelp av kraft fra et kraftmarked som er omfattet av et internasjonalt klimakvotestystem. Ved beregning av tiltakskostnad i scenario 3 er det ikke lagt til økte utslipp fra kraftproduksjon i utlandet, etter som kostnadene ved å hindre at økt kraftproduksjon gir økte CO₂-utslipp i utlandet avspeiler seg i kraftprisen ved import. Dermed forutsettes det at utslippene av CO₂ i utlandet fram til 2050 kun er bestemt av landenes utslippsforpliktelser, og at prising av CO₂-utslipp i Norge og i utlandet kan være forskjellig. Dette gir beregningsteknisk enkle forutsetninger for kraftmarkedet og potensielt lave tiltakskostnader. Effekten av tiltaket på nasjonale utslipp er som i scenario 2. Dersom en antar at utslippsreduksjonene på sokkelen ikke gir nasjonale utslippsøkninger andre steder, vil Norge isolert sett nærme seg målene for nasjonale utslipp.

Videre i dette kapitlet gis en beskrivelse av scenarioene med dedikert kraftproduksjon (scenario 1) og med kraftforsyning fra kraftmarkedet uten at klimaforpliktelser og kvotehandel trekkes inn (scenario 2). Scenario 3, der kraften hentes fra markedet og konsekvensene av klimaforpliktelser og kvotehandel trekkes inn er beskrevet nærmere i kapittel 9.

6.2 Ny dedikert kraftproduksjon

6.2.1 Overordnede forutsetninger

Et alternativ for oppdekning av ny etterspørsel etter kraft er at det bygges nye kraftverk som en integrert del av elektrifiseringstiltaket. Dette gir en eksplisitt beskrivelse av hvor kraften kommer fra og av CO₂-utslippene fra produksjonen. Samtidig kan en fornuftig plassering av nye kraftverk redusere behovet for nettførsterkninger og gi lavere tap i kraftnettet.

Et slikt tiltak vil kunne gi betydelige reduksjoner av CO₂-utslipp på sokkelen, samtidig som dette ikke motsvares av tilsvarende økte utslipp av CO₂ innenlands. De totale norske utslippene av klimagasser reduseres og Norge er nærmere å overholde sine klimaforpliktelser.

Denne beregningen vurderer ikke effektene av tiltakets virkning på totale utslipp gjennom det internasjonale kraftmarkedet, og heller ikke effekten av at det finnes internasjonale utslippsforpliktelser og kvotestystemer.

Nye kraftverk til elektrifiseringen må forventes å bli koplek til kraftnettet, og vil kunne utløse behov for nettførsterkninger på land. Dette må i så fall inkluderes i beregning av tiltakskostnad.

Gasskraft med CO₂-håndtering er en av mulighetene for ny kraftproduksjon for å dekke behovet for kraft på sokkelen ved elektrifisering. Slik produksjon vil sannsynligvis være

teknisk mulig å etablere i ønsket størrelse på alle aktuelle ilandføringssteder, det vil gi akseptable CO₂-utslipp, ha høy forventet tilgjengelighet og vil kunne få nødvendige konsesjoner.

Konvensjonell gasskraft er et alternativ som også gir CO₂-reduksjoner sammenlignet med dagens energiproduksjon til havs. Dette alternativet blir rimeligere å bygge ut enn gasskraft med fangst og lagring, men utslippsreduksjonen blir mindre. Dette alternativet belyses i kapittel 8.6.6.

Økt utnytting av gasskraftverket på Kårstø er et alternativ som belyses i kapittel 8.6.7. Mens andre norske kraftverk over tid vil produsere så mye som mulig, vil driftstiden på Kårstø være usikker og kunne påvirkes av eventuelle avtaler med felleiere. Dette gjør at det er noe kapasitet tilgjengelig for sokkelen.

Vannkraft og vindkraft vil utgjøre en andel av veksten i innenlands kraftproduksjon, og økt produksjon fra slike kilder vil bidra til reduserte globale utslipp fra kraftsektoren. Det synes imidlertid lite trolig at elektrifisering i seg selv vil bidra til økt norsk kraftproduksjon fra vann og vind. Vindkraft stoppes i dag primært av lønnsomhet, men tilgangen begrenses også av konsesjonspraksis. Om elektrifisering skal fremme økt norsk produksjon av vann- eller vindkraft, må elektrifiseringen i seg selv medføre en mer liberal konsesjonspraksis eller vesentlig bedre inntekter. Dette synes ikke svært sannsynlig. Det vurderes heller ikke som realistisk å forutsette store mengder vannkraft eller vindkraft plassert nær uttakspunkter til sokkelen, og denne produksjonen vil ikke kunne oppnå den regularitet og brukstid som er nødvendig for forsyning til sokkelen.

Biokraft er også vurdert, men store biokraftverk tilpasset elektrifisering uten varmeleveranser vil ha høye produksjonskostnader og vil sannsynligvis måtte baseres på importert biomasse transportert over lengre distanser.

Dersom dedikert kraftproduksjon til elektrifisering i Norge skal vurderes, synes gasskraft med CO₂-fangst og lagring å være det mest realistiske alternativet. Dette legges derfor til grunn som hovedalternativ for ny, dedikert kraftproduksjon i rapporten. Slik kraftproduksjon er best med hensyn til lave spesifikke utslipp av CO₂, tilgjengelighet (brukstid) og lokalisering (som bør være nær landfall for kraftkabelen). En forutsetning om gasskraft med CO₂-håndtering gir til gjengjeld relativt høye produksjonskostnader for elektrisk kraft relativt til dagens produksjon, og forutsetter at teknologien og leverandørmarkedet modnes hurtig nok til at slike anlegg kan bygges til en forutsigbar kostnad, i tillegg til de anleggene som allerede er under planlegging.

6.2.2 Områdespesifikke forutsetninger

Gasskraftverk med CO₂-håndtering krever tilgang til naturgass. I tillegg krever en slik etablering nærhet til kraftnett med høy overføringskapasitet (høyt spenningsnivå). Det er potensielt store fordeler knyttet til samlokalisering på steder der det forventes etablert anlegg for transport og lagring av CO₂.

Sørlige Nordsjø

Lista er valgt som landfall for kraft til sørlige Nordsjø. Gass i rør er ikke tilgjengelig på Lista, men det er mulighet for gasskraft med CO₂-håndtering i Risavika (utenfor Stavanger), ved bruk av kapasitet i gassrøret Rogass fra Kårstø til Risavika. Nettmessig er forbindelsen mellom Risavika og Lista god, og gasskraft i Risavika legges til grunn for dedikert

kraftforsyning i sørlige Nordsjø. Transport av CO₂ fra Risavika gir mulighet for samordning av lagring av CO₂ med CO₂ fra Kårstø.

Midtre Nordsjø

Kårstø er vurdert som naturlig lokalisering av både landfall og kraftproduksjon for midtre Nordsjø. Gass er tilgjengelig på Kårstø, som også er et sterkt punkt i kraftnettet. Naturkraft startet høsten 2007 drift av et 420 MW gasskraftverk på Kårstø. Regjeringen har som ambisjon å realisere fangst og lagring av CO₂ fra Kårstø fra 2012, noe som gir mulighet for samordning av transport og lagring av CO₂ fra Kårstø (og dermed lavere kostnader). Kraftmengdene som kreves i midtre Nordsjø er relativt små, og vil sannsynligvis ikke forsvare bygging av et nytt kraftverk på Kårstø. Kjøp av kapasitet i eksisterende verk er således en naturlig opsjon å vurdere.

Nordlige Nordsjø

Mongstad er valgt som landfall og som lokalisering for dedikert kraftproduksjon i dette området, forutsatt at Mongstad blir knyttet sammen med Kollsnes via en ny kraftlinje som er under planlegging. På Mongstad er det et energiverk under bygging (oppstart 2010), der det fra 2014 er planlagt fullskala fangst og lagring av CO₂. Det meste av kraften fra dette kraftverket rapporteres i stor grad å være solgt på lange avtaler og kan ikke forutsettes anvendt til dette prosjektets formål. I tilfellet med dedikert produksjon forutsettes det etablert et nytt kraftverk, som kan nyte godt av felles infrastruktur for transport og lagring av CO₂.

Norskehavet

Tjeldbergodden vurderes som et naturlig utgangspunkt for kraftforsyning til Norskehavet og en god lokalisering for dedikert kraftproduksjon. StatoilHydro har tidligere fått konsesjon av NVE for et gasskraftverk med kapasitet på inntil 860 MW på Tjeldbergodden, og SFT har anbefalt at det stilles krav om CO₂-håndtering fra dette kraftverket.

6.2.3 Kostnadsdata

Typiske konvensjonelle gasskraftverk har vanligvis en kapasitet på 400 MW. Dette er ikke nødvendigvis tilpasset kraftbehovet ved elektrifisering av de ulike områdene. Ved dimensjonering av gasskraft med CO₂-håndtering for dette formålet må det enten velges å dimensjonere store enheter for å oppnå skalafordeler (både innen virkningsgrad, investeringskostnader og faste driftskostnader) eller å tilpasse anleggsstørrelsen til behovet for elektrifisering alene. Problemet med å bygge store kraftverk er at det i mange tilfeller vil lede til mye ledig produksjonskapasitet til en kostnad som ikke kan forsvares ut fra dagens markedspriser. Dette gir store utfordringer med hensyn til kostnadsfordeling mellom elektrifisering som tiltak og eventuell annen utnyttelse av anlegget, eventuell svært lav kapasitetsutnyttelse over anleggets levetid. Derfor er beregningene gjort for anlegg som er tilpasset behovet for kraft fra land. Dette medfører følgende ulemper:

- Et stort behov for å skalere kjente kostnadsestimater til relevant størrelse, noe som innebærer en stor grad av usikkerhet og overordnede, grove vurderinger (arbeidet med rapporten har ikke tillatt separate studier av de enkelte anleggene)
- Kapasitetsutnyttelsen i anlegget blir lav dersom etterspørselen etter kraft for elektrifisering blir lav over tid

Gasskraft med CO₂-håndtering på Kårstø er utredet av NVE [12], og kostnadsdata er basert på underlaget for NVEs rapport. I tillegg er det benyttet publiserte data fra Naturkraft sitt

gasskraftverk på Kårstø. Estimatenes må imidlertid tilpasses, blant annet på grunn av følgende faktorer:

- Størrelsesforskjeller og skalaeffekter
- Læringseffekter og samordningseffekter som følge av at anleggene forutsettes å ikke bli det første av sitt slag i Norge
- Lokaliseringseffekter av etablering av gasskraft med CO₂-fangst andre steder enn på Kårstø
- Samordningseffekter mellom gasskraft, fangst og lagring
- Inflasjon fra tidspunktet dataene ble innhentet og publisert

Leverte effekt fra kraftverkene (etter CO₂-håndtering og tap i kraftkablene) er dimensjonert lik det høyeste gjennomsnittlige årlige effektbehovet for hvert område i årene fra og med 2014 basert på OD sine fremskrivninger fra RNB2007.

Dedikert kraftproduksjon vil ha vanskelig for å oppnå en gjennomsnittlig brukstid på særlig mye høyere enn 8000 timer per år. For å dekke opp kraftbehovet ved utfall av dedikert produksjon og eventuelt effektbehov over det kraftverket kan levere, vil både produksjonen og forbruket bli koplet til kraftnettet i området.

Det er gjort følgende overordnede beregningsforutsetninger:

- Driftskostnader for gasskraft og fangst (eks. energi) er skalert med en faktor 0,3 (årlig kostnad er relativt uavhengig av størrelse). Utgangsestimatet er 210 mill. kroner per år for gasskraft med fangstanlegg på Kårstø
- Investeringskostnad for tilknytninger (Tie-in) er skalert med faktor 0,5. Estimaten for tilknytning av 420 MW gasskraft med fangstanlegg på Kårstø er 600 mill. kroner
- Investeringskostnad for fangstanlegg er skalert med faktor 0,67. Estimaten for et fremtidig fangstanlegg på Kårstø bygget samtidig med gasskraftverket (eksklusiv tilknytninger) er 2500 mill. kroner
- Investeringskostnad for gasskraft eksklusiv tilknytninger er delt inn i kostnadsklasser med 5000 kr/kW for store anlegg (> 300 MW generatoreffekt) ned til 7000 kr/kW for mindre anlegg (< 200 MW generatoreffekt)
- For transport og lagring avgjøres kapitalkostnad av mengde CO₂-fanget, og av hvorvidt det forutsettes samordningsfordeler med andre prosjekter. Det er gjennomgående gjort relativt optimistiske forutsetninger med hensyn til samordning av transport og lagring med kjente prosjekter, selv om dette vil være krevende og sannsynligvis kreve at investeringsbeslutninger gjøres på usikkert grunnlag. Investeringskostnader er grovt anslått av NVE, mens driftskostnader er basert på [12]

Nyere informasjon tyder på at investeringskostnadene for gasskraftverk⁸ og fangstanlegg⁹ har økt siden NVE sin rapport [12] ble utarbeidet, noe det ikke er tatt høyde for i denne rapporten.

⁸ Adm. Dir. i Naturkraft til Stavanger Aftenblad, 30.10.2007

⁹ Presentasjon av H. S. Andersen, Norsk Hydro, på Marcus Evans Conference "Carbon Capture and Storage", 13-14 september 2007, Berlin

Det er viktig å presisere at forutsetningene og kostnadsestimatene er gjort på et relativt overordnet nivå, og at det derfor er knyttet betydelig usikkerhet til tallene. Estimatenes presentert i Tabell 6 bør således betraktes som en første tilnærming til hva slik dedikert kraftproduksjon grovt sett kan koste.

Tabell 6: Nøkkeltall for gasskraft med CO₂-håndtering ved elektrifisering

Område			Sørlige Nordsjø	Midtre Nordsjø	Nordlige Nordsjø	Norskehavet
Landfall			Lista	Kårstø	Mongstad	Tjeldbergodden
Dedikert produksjon			Risavika	Kårstø	Mongstad	Tjeldbergodden
Gasskraft	Investering	mill. kr	890	580	2 260	1 160
	Drift	mill. kr	70	60	100	80
Fangst og lagring	Investering	mill. kr	2 020	1 040	3 230	3 120
	Drift	mill. kr	90	80	120	120
Tie-in	Investering	mill. kr	430	370	720	510
Sum	Investering	mill. kr	3 340	1 980	6 210	4 790
Sum	Drift	mill. kr	160	140	230	190
Effekt før CO ₂ -håndtering		MW	127	82	452	193
Virkningsgrad gasskraft		%	54 %	54 %	57 %	54 %
Virkningsgrad etter fangst		%	44 %	44 %	48 %	44 %
Utslippsfaktor		Tonn/GWh naturgass	204	204	201	215
CO ₂ -utslipp		Tonn/GWh elektrisitet	70	70	63	73

NO_x-utslippene fra dedikert kraftproduksjon er forutsatt å være i gjennomsnitt 2 ppm (garantiverdi på 5 ppm fra leverandør), noe som innebærer at det er forutsatt at gasskraftverkene vil bygges med NO_x-rensing (SCR-anlegg).

6.3 Kraft fra det eksisterende kraftsystemet

6.3.1 Generell vurdering

Energiloven og markedet for elektrisk kraft er basert på at markedet på kort og lang sikt skal sørge for balanse mellom tilbud og etterspørsel etter elektrisk kraft, og bidra til en tilfredsstillende forsyningssikkerhet for elektrisk kraft. Hvis det ikke settes bestemte krav til kraftoppdekking ved elektrifisering, er det sannsynlig at uttaket hentes fra det eksisterende kraftsystemet. Det eksisterende kraftsystemet er beskrevet i vedlegg 4.

Dersom kraftnettet i regionen ikke er spesielt svakt, vil virkningen av et nytt, stort punktuttak i normalsituasjonen være liten. En svak økning i pris kan forventes, men neppe så sterk at noen ut fra det økte uttaket til elektrifiseringen alene etablerer nye kraftverk i Norge eller utnytter eksisterende kraftverk i større grad. Virkningen blir som ved jevn økning fra mange mindre uttak i Norge: Det økte kraftuttaket til elektrifiseringen forventes i hovedsak å medføre økt import (evt. redusert eksport) av elektrisk kraft.

Dersom det regionale kraftnettet har liten kapasitet, vil nye, større uttak uten tilsvarende etablering av nye kraftledninger kunne gi behov for etablering av prisområder med mulighet

for betydelig høyere kraftpris i perioder, og eventuelt også redusert forsyningssikkerhet. Det må dermed for hver region vurderes om et gitt, nytt uttak utløser forsterkninger av kraftnettet. Dette kan i så fall innebære kostnader og naturpåvirkninger fra nye kraftlinjer som må tas med i den totale vurderingen av tiltaket. Statnett har derfor vært involvert i analysen av mulige økte uttak i aktuelle regioner [6].

Ledningsforsterkninger må vurderes konkret for hvert tilknytningssted og også vurderes for ulike kombinasjoner av ilandføring. Hvor stor del av forsterkningskostnadene som knyttes til elektrifiseringen, må også vurderes for hvert sted etter hva som regnes som sannsynlig utvikling uten elektrifisering. Å inkludere utviklingen av kraftnettet i scenarioene er krevende, og introduksjon av dette elementet medfører en betydelig beregningsusikkerhet.

6.3.2 Forutsetninger om kraftpris og kvotepris

I et scenario der det forutsettes at sokkelen skal forsynes med kraft fra det eksisterende kraftmarkedet er det nødvendig å gjøre forutsetninger om framtidig kraftpris og om de CO₂-utslippene som måtte følge av kraftproduksjonen. Både kraftpriser og CO₂-utslipp er parametre som virker betydelig inn på beregnet tiltakskostnad.

Alle beregningsforutsetningene har det til felles at usikkerheten øker utover i tid. Å lage prognoser for fremtiden innebærer å lage prognoser for hvordan markedet for energibærere, geopolitikk, klimapolitikk, teknologi og andre faktorer vil utvikle seg på relativt lang sikt. Det er vanskelig å forutse hvordan det europeiske kraftmarkedet vil utvikle seg framover. Slik det framgår av vedlegg 4, er situasjonen i dag at marginalproduksjonen av kraft i et normalår i hovedsak vil produseres utenfor Norge, med gass- eller kullkraftverk som dominerende kilde.

På grunn av eksisterende og fremtidige europeiske klimaforpliktelser, kan dette bildet endre seg betydelig i årene framover. Legges dagens situasjon til grunn, vil økt import av kraft til Norge ha en forholdsvis lav kraftpris, men et betydelig tilhørende CO₂-utslipp. Ved en ambisiøs klimapolitikk i Norge og EU kan situasjonen om 10 - 15 år være endret, ved at kraft fra markedet til elektrifisering av sokkelen forårsaker betydelig lavere tilhørende CO₂-utslipp, mens kraftprisen vil være betydelig høyere fordi tiltakskostnadene for CO₂-reduksjonen er reflektert i kraftprisen.

Slik kostnadseffektiviteten ved elektrifisering beregnes, vil tiltakskostnad være avhengig av om lav kraftpris og stort CO₂-utslipp legges til grunn eller omvendt. Dette tilsier at begge alternativer bør belyses. Et scenario for kraftforsyning med lave CO₂-utslipp og høy kraftpris forutsetter imidlertid en klimapolitikk som ikke bare påvirker kraftprisen og kraftmarkedet, men også har konsekvenser for olje- og gasspris, og dermed påvirker lønnsomheten for petroleumsvirksomheten på sokkelen og feltenes levetid. Disse og andre ringvirkninger på resten av økonomien har det ikke vært mulig å ta hensyn til innenfor rammene for denne analysen. Blant annet ut fra drøftingen over er det valgt å beregne tiltakskostnadene med forutsetninger relativt nært business-as-usual (med de rammebetingelser og forutsetninger som markedene og myndighetene synes å legge til grunn i dag) ved beregning av tiltakskostnad i scenario 2.

Et scenario 3, som legger til grunn at europeisk klimapolitikk påvirker kvotepris og kraftpris kraftig, er likevel lagt til grunn for beregning av kostnadseffektiviteten ved elektrifisering av sokkelen, men da med sterke forbehold om at betydelige ringvirkninger av dette scenarioet ikke er vurdert. Dette presenteres i kapittel 9, mens forutsetningene for scenario 2 beskrives her.

Scenario 2 baserer seg på at kraft hentes fra markedet (i hovedsak import eller redusert eksport) og at en regner med netto CO₂-reduksjon, fratrukket midlere utslipp fra produksjon i kraftmarkedet.

Det er valgt å legge forventet fremtidig markedspris til grunn for beregning av tiltakskostnad. Markedspris for kraft vil ikke være lik midlere produksjonspris for elektrisk kraft, men representere hva det marginalt vil koste å produsere den siste etterspurte kraftenheten. Det finnes to alternative forutsetninger om hva slags kraftpris som bør benyttes når en erkjenner at det vil finnes et kvotesystem som virker inn på kraftprisen:

- ***Å benytte faktiske forventninger til fremtidig kraftpris (som vil inkludere et påslag for kvoter)***

Det problematiske med denne fremgangsmåten er at effekten av CO₂-utslipp inkluderes to ganger, både i form av høyere kraftpris og i form av lavere netto utslippsreduksjon

- ***Å estimere en fremtidig kraftpris hvor den direkte priseffekten av kvoter er trukket ut***

Utfordringen ved denne fremgangsmåten er at kvotesystemet også påvirker produksjon og etterspørsel etter kraft (gjennom prisvirkningen), og at en del av den kraftproduksjonen (og evt. etterspørselsreduksjonen) som vil bidra til å dekke opp kraftbehovet, ikke vil slippe ut CO₂ (kjernekraft, fornybar), men er avhengig av prisøkningen som kvotene gir for å bli konkurransedyktig

Kvotepriiser på dagens nivå (kvotepriiser i EU ETS for levering i 2008/2009) for analyseperioden, vil bidra til at avviket mellom de to forutsetningene blir relativt lite.

Det eksisterer en rekke anslag for fremtidige kraftpriser:

- Lange priser på kraftbørsen Nord Pool (2008 - 2012) har i den siste tiden (oktober/november 2007) vært om lag 40 øre/kWh.
- Energistyrelsen (ENS) i Danmark har i sin basisframskriving (2007) foretatt simuleringer for sitt energisystem. Kjøringene for 2010 har gitt en pris på 28,5 danske øre/kWh (ca. 31 norske øre/kWh). Prisene stiger utover i simuleringsperioden, blant annet som følge av at det er antatt at den svenske kjernekraftproduksjonen fases ut. I 2015 er prisantagelsen nær 36 norske øre/kWh, og i 2020 er prisen om lag 43 norske øre/kWh.
- I siste langtidsframskriving fra Statens energimyndighet (STEM), i Sverige er prisen på elektrisk kraft beregnet til 33 svenske øre/kWh i 2015 (om lag 30 norske øre/kWh), mens prisen i 2025 er beregnet til 35 øre/kWh.

Alle disse anslagene inkluderer påslag for CO₂-kvoter, men påslaget er ikke kvantifisert. Det er også usikkert hvor mye av forventet vekst i kraftpris som skyldes økte kvotekostnader og hvor mye som skyldes andre faktorer.

I scenario 2 er det valgt å legge til grunn en kraftpris på 30 øre/kWh i 2015, lineært økende til 40 øre/kWh i 2030, deretter konstant. Dette vurderes å være et gjennomsnitt mellom de ulike måtene å betrakte fremtidige kraftpriser på.

Det må også defineres et anslag for utslipp knyttet til kraft fra markedet i scenario 2. Dette anslaget baserer seg blant annet på oppfatninger om hvilke land og anlegg kraften vil bli

hentet fra. Investeringer i kraftproduksjon i årene fremover og hvordan variasjoner over tid (døgnvariasjon og sesongvariasjon) vil spille inn på handelen mellom Norge og utlandet.

Forutsetningen vil være omfattende av betydelig usikkerhet. For å gjøre det enkelt, antas det en utslippsprofil som tilsvarer at kraften fra markedet produseres i moderne gasskraftverk. Den ekstra kraften som må til for å forsyne sokkelen vil komme fra mindre CO₂-intensiv kraftproduksjon (fornybart, kjernekraft, fossil kraft med CO₂-håndtering), mer CO₂-intensiv kraftproduksjon (eldre fossile kraftverk, kullkraft, oljekraft, rene gassturbinverk) og etterspørselsreduksjoner som følge av økt kraftpris. Forutsetningen er ment å ta høyde for både dagens produksjonssammensetning i relevante land og for forventede fremtidige investeringer i ny produksjonskapasitet i de samme landene. Allerede i dag er det et betydelig innslag av kraftproduksjon uten CO₂-utslipp (vannkraft, vindkraft, kjernekraft) i Norge og landene omkring (se vedlegg 4). Det forutsettes ikke at det i analyseperioden skjer et betydelig skift i klimapolitikk som innebærer at det i hovedsak bygges ut klimanøytral kraftproduksjon. Et slikt scenario belyses i kapittel 9.

Denne forutsetningen benyttes fra oppstartstidspunktet. Elektrifisering vil ta tid å planlegge og å gjennomføre, slik at markedet får tid til å tilpasse seg den økte etterspørselen og å investere i produksjon. Forutsetningen gir en spesifikk utslippsfaktor for kraft fra markedet på 340 tonn CO₂/GWh elektrisk kraft.

For utslipp av NO_x er det gjort tilsvarende enkle forutsetninger. Alle utslipp av NO_x er verdsatt til 50 kr/kg, uavhengig av om de skjer i Norge eller utlandet. For NO_x-utslipp knyttet til kraftproduksjon er det forutsatt at utslippene i gjennomsnitt er som fra et moderne gasskraftverk med lavNO_x-brennkammer, i gjennomsnitt 10 - 15 ppm (25 ppm som garantiverdi fra turbinleverandør). Disse NO_x-utslippene spiller svært liten rolle for de beregnede tiltakskostnadene.

6.4 Behov for nettførsterkninger på land

Ved økning av uttak fra kraftnettet vil det kunne oppstå flaskehals i nettet som hindrer levering av etterspurt kraft. Nettførsterkninger bedrer overføringskapasiteten, og kan være nødvendig ved elektrifisering av områder på sokkelen for å unngå at forsyningssikkerheten reduseres for eksisterende kraftforbrukere.

Statnett har på oppdrag fra NVE gjort en grov studie av nødvendige nettførsterkninger ved ulike elektrifiseringstiltak [6], og kostnadene knyttet til de forsterkningene som vurderes som nødvendige er tatt med som en del av tiltakskostnaden. I tillegg til påvirkning av tiltakskostnad er det viktig å vurdere behovene for naturinngrep og muligheten for lokal motstand og konflikt i forbindelse med etablering av nye kraftledninger i en helhetsvurdering av tiltakene.

For å analysere hvilke nettførsterkninger som utløses av elektrifisering må det sammenlignes med et referansescenario uten elektrifisering. I Statnetts studie er året 2015 lagt inn som referanseår. I referansescenariot er det forutsatt at en del linjer som i dag er under planlegging og bygging er på plass, uavhengig av elektrifiseringstiltakene. Dette gjelder ledningene Kristiansand - Holen, (under bygging) Sima - Samnanger (konsesjonssøkt), Ørskog - Fardal (konsesjonssøkt), Mongstad - Kollsnes (forhåndsmeldt), Nea - Järpströmmen (under bygging), oppgradert 420 kV Klæbu - Nea og likestrømsforbindelser til Nederland (NorNed) og Danmark (Skagerrak 4). Dersom disse kraftlinjene ikke kommer på plass som forutsatt, kan det gi behov for etablering av prisområder med mulighet for betydelig høyere kraftpris i perioder og eventuelt også redusert forsyningssikkerhet. Det vil da være behov for å

inkludere disse investeringene (eller alternative tiltak) i beregningene av tiltakskostnadene og vurdering av forsvarlig tidsplan.

Lastflyt er analysert ved hel- og deelektrifisering, både samlet og separat for alle de fire uttakspunktene: Lista, Kårstø, Mongstad og Tjeldbergodden. For å teste behovet for nye overføringslinjer er høylast vinterstid, sammen med utfall av enkeltlinjer, analysert. Det er også analysert samtidighet ved full eksport i NorNed og Skagerak, kombinert med elektrifisering og utfall av enkeltlinjer.

For uttak på Lista og Kårstø er det ikke behov for lokale forsterkningstiltak. Ved Mongstad er det nødvendig med en ny linje fra Modalen til Mongstad. Ved uttak på Tjeldbergodden er det nødvendig med ny linje fra Trollheim til Tjeldbergodden. Resultatene er summert i Tabell 7.

Tabell 7: Nødvendige investeringer i kraftnettet på land (mill. kr)

		Deelektrifisering
Mongstad	300 kV Mongstad - Modalen	200
Tjeldbergodden	420 kV Trollheim - Tjeldbergodden	450

Mongstad - Modalen antas å komme uavhengig av elektrifisering, men blir fremskyndet i tid på grunn av elektrifisering. Elektrifiseringsprosjektet belastes således bare en andel av den reelle investeringskostnaden for kraftlinjen. Dette er reflektert i investeringskostnaden gjengitt i Tabell 7. De samme nettførsterkningene vurderes som nødvendige både ved etablering av dedikert produksjon og ved bruk av kraft fra markedet.

Ved gjennomføring av elektrifisering av flere områder på sokkelen, spesielt ved eventuell helelektrifisering, vil behovene for nettførsterkning innover i sentralnettet kunne bli betydelig større enn skissert i Tabell 7. Dette gjelder spesielt for Sørlandet/Vestlandet (elektrifiseringsuttak fra Lista, Kårstø og Mongstad), der aktuelle forsterkningstiltak vil kunne være spenningsoppgradering av betydelige deler av 300 kV nettet, for eksempel fra Feda til Samnanger. Slike tiltak må imidlertid vurderes i et mer samlet perspektiv for behov for økt overføringskapasitet i området, der andre økonomiske og markedsmessige vurderinger inngår. Det er ikke i denne studien kunnet konkludere med at angitte scenarioer for elektrifisering av innretninger i Nordsjøen vil utløse slike forsterkninger, men elektrifisering i stort omfang vil klart bidra til at det kan bli nødvendig. Dedikert produksjon vil bidra til å redusere behovet for slike nettførsterkninger innover i sentralnettet.

Dedikert produksjon vil føre til lavere overføringstap i nettet, og dette er inkludert i kostnadsestimatene og beregning av tiltakskostnad. Ved forutsetning om kraft fra markedet er det antatt 4 prosent tap i kraftnettet på land, mens det ved dedikert produksjon er antatt 1 prosent tap. Drifts- og vedlikeholdskostnader for nye kraftlinjer er satt til 1,5 prosent av opprinnelig investeringskostnad per år. Verdien av endret forsyningssikkerhet er ikke kvantifisert, da dette vil kreve betydelig mer inngående studier.

7 Tidsplan

7.1 Innledning

Produksjonen og CO₂-utslippene fra eksisterende innretninger på norsk sokkel avtar over tid. Det er derfor av stor betydning for sparte utslipp av CO₂ og beregnede tiltakskostnader at en eventuell elektrifisering realiseres så raskt som mulig innenfor rammene av forsvarlig planlegging og gjennomføring.

Planlegging av elektrifiseringsprosjekter må bygge på en rekke forutsetninger som ikke nødvendigvis er avklart, og vil derfor være omfattet av usikkerhet. Evnen til å fatte beslutninger raskt nok i planleggingsfasen vil være særlig viktig. Planleggingsfasen går i stor grad ut på å gjøre begrunnede valg av konsepter og snevre inn utfallsrommet for å muliggjøre en effektiv gjennomføring av prosjektet og etablering av kontrakter.

Konsekvensen av valgene som blir gjort i planleggingsfasen vil i stor grad komme til syne i byggefasen.

7.2 Tidsplan før investeringsbeslutning

Modning av prosjektet fram mot investeringsbeslutning, krever parallelt arbeid langs tre akser.

1. Tekniske utredninger
2. Politiske, organisatoriske og kommersielle beslutninger
3. Myndighetsbehandling

De tekniske analysene er betydelig mer detaljerte enn den overordnede analysen som presenteres i denne rapporten. Ved et prosjektløp, slik det vanligvis gjennomføres for større prosjekter på sokkelen, må det utføres flere tekniske utredninger. Først en mulighetsstudie, så en konseptvalsstudie etterfulgt av forprosjektering.

Det er i tillegg flere prosjektelementer som vil kreve myndighetsbehandling i forkant av en beslutning om gjennomføring. Dette varierer noe mellom de ulike scenarioene.

De viktigste elementene som sannsynligvis vil kreve konsesjon/tillatelse fra myndighetene er:

- Ny dedikert kraftproduksjon
- Fangstanlegg for CO₂
- Rør og bunnrammer for transport og lagring av CO₂
- Nye kraftlinjer
- Nye innretninger (likestrømsterminal)
- Større ombygginger eller endring av bruksformål for eksisterende innretninger

For samtlige av disse elementene vil det være en betydelig fordel om anleggene allerede er under planlegging og har kommet et stykke i myndighetsprosessen. Full myndighetsbehandling av enkelte av tiltakene forventes å ta flere år og prosjektet krever en

viss modning før myndighetene i det hele tatt kan begynne. Særlig må det forventes at nye kraftledninger vil kreve betydelig tidsbruk fra myndighetenes side.

Det forutsettes at resultatene i denne rapporten og andre utredninger skal behandles politisk, før en eventuell mobilisering av et større prosjekt for planlegging og gjennomføring av et elektrifiseringsprosjekt. Politisk behandling vurderes å medføre en betydelig risiko for at den totale tiden for planlegging av prosjektet forlenges.

Mobilisering

Det er ikke klart hvilken eller hvilke aktører som skal ha ansvar for å styre og koordinere planlegging og gjennomføring av et eventuelt prosjekt. Statlig finansiering og koordinering vil medføre at det går med tid til å mobilisere en organisasjon, og vil også stille krav til samordning av prosjektet i tid med staten sine budsjettprosesser. Alternativet vil være å benytte seg av eksisterende organisasjoner med erfaring og gjennomføringsevne som operatører.

Samordning

Kravene til samordning av ulike aktører og økonomiske interesser er svært stort for elektrifiseringsprosjektene som beskrives i rapporten. Uansett aktør som får ansvaret for planlegging og koordinering av prosjektet, vil det kreve betydelig tid og ressurser å drøfte og forhandle med aktørene hva slags områder, lisenser og landanlegg som skal inkluderes i et elektrifiseringsprosjekt, og hva slags kommersielle betingelser som skal gjelde for de ulike aktørene.

7.3 Tidsplan etter investeringsbeslutning

Tidsplan etter investeringsbeslutning vil i stor grad avhenge av hvilke tekniske anlegg som skal bygges. Gasskraft med CO₂-håndtering er tidligere vurdert av NVE til å ha en byggetid (inkludert detaljprosjektering) på om lag tre år [12], mens byggetid for nye kraftledninger vil være kortere. Nye bærestrukturer for plassering av kraftomformere etc. vil ha en tilsvarende lang bygge- og installasjonstid til havs, avhengig av konjunktorene under planleggings- og byggefasen. Enkelte komponenter for kraftoverføring, slik som større transformatorer, rapporteres å ha en leveringstid på i størrelsesorden to - tre år i dagens marked.

Modifikasjoner av innretninger har kort gjennomføringstid, men vil kreve at nødvendig utstyr er på plass og at det blir gjennomført planlagt vedlikehold og modifikasjon på innretningene i en nøye gjennomtenkt og effektiv sekvens.

Det forventes at det vil ta minst 3,5 år for å gjennomføre elektrifisering av et område på sokkelen.

De tre første årene vurderes som et minimum av nødvendig tid for å bygge anlegg på land og for å få levert eventuelle bæreinnetninger med utstyr, dedikerte kraftverk, kabel og alle større utstyrkomponenter.

Den kritiske fasen i prosjektet vil være den etterfølgende sommersesongen der alle de nødvendige marine (væravhengige) operasjonene, så som løfteoperasjoner, må gjennomføres.

For prosjekter med et stort antall innretninger med gjensidige avhengigheter (som ved elektrifisering av hele nordlige Nordsjø, eller bare 60 Hz innretninger i nordlige Nordsjø) vil det være urealistisk å gjennomføre alle ombyggingene i løpet av en sesong.

For å beregne tiltakskostnad er det gjort en rekke forutsetninger om hva slags materiell som må være tilgjengelig for at en effektiv ombygging kan finne sted. Det er lagt opp til at flere

kranfartøy og floteller opererer samtidig. Det er også forutsatt at floteller kan betjene flere nærliggende innretninger samtidig. Det foreligger ikke konkrete tall på hvor mange leggefartøy, kranfartøy, supply- og hjelpefartøy og floteller som må være i aktivitet samtidig. Det kan utvilsomt ligge store utfordringer i å få dette til, både med hensyn til logistikk og gjelder kapasitet i de ulike markeder, og det er nødvendig med detaljert analyser av enkeltområder for å bekrefte gjennomførbarhet og mulig oppstartsdato.

7.4 Samlet tidsplan

For å oppsummere er det grovt skissert en tidsplan for gjennomføring av et større elektrifiseringsprosjekt i Figur 13.

	Politisk/Kommersielt	Teknisk	Myndighetsbehandling
2008	Politisk behandling	Mobilisering av prosjekt	Definere behov myndighetsbehandling
2009	Samordning av aktører	Mulighetsstudie	Konsekvensutredning
2010	Valg av lisenser og kraftforsyning	Konseptfase	Behandling av søknad
2011	Politisk behandling	Forprosjektering	Tilleggsutredninger/Ankesaker
INVESTERINGSBESLUTNING			
2012	BYGGING		
2013			
2014			
2. halvdel 2015	OPPSTART		

Figur 13: Samlet tidsplan for elektrifisering av et område på sokkelen

Tidsplanen vil være representativ for gjennomføring av elektrifisering av ett område. Samtidig elektrifisering av flere områder vil være ekstra utfordrende i forhold til tilgjengelig tid for modifikasjon av innretninger, kapasitet på leggeskip, flotell, løfteskip, tilgjengelig produksjonskapasitet for kabel og utstyr, kompetent arbeidskraft etc.

Etatens vurdering av tidsplanen er at den synes stram, men siden hurtig elektrifisering er svært viktig for CO₂-effekten av tiltaket, er det lagt en stram tidsplan til grunn.

8 Beregnede tiltakskostnader

8.1 Innledning

I dette kapitlet beregnes tiltakskostnad for elektrifisering av sokkelen der kraften hentes fra ny dedikert kraftproduksjon eller fra markedet. Sparte utslipp til havs blir fratrukket økte utslipp på land, enten disse kommer i Norge eller utenlands. Det sees bort fra virkninger av framtidig endret klimapolitikk og kvotehandling. En beregning av tiltakskostnad som inkluderer effekten av utslippsforpliktelser og kvotehandling beskrives nærmere i kapittel 9.

Usikkerheten i tiltakskostnad er betydelig større enn det som er normalt beslutningsgrunnlag for investeringsbeslutninger. Tallene må leses som en indikasjon, gitt de forutsetninger som er lagt til grunn, på hvilke områder på sokkelen som synes mer attraktive enn andre områder, dersom elektrifisering av eksisterende innretninger skal gjennomføres.

Et estimat på tiltakskostnad for å elektrifisere innretningene i et område, er ingen garanti for at det faktisk er teknisk gjennomførbart for alle innretninger omfattet av analysen.

Tiltakskostnader er beregnet for elektrifisering av ett og ett område. De beregnede tiltakskostnadene er ikke representative for parallell elektrifisering av flere områder. En slik løsning vil kreve lengre gjennomføringstid, antakelig høyere faktorpriser og medføre svekket kostnadseffektivitet. Dersom flere områder er aktuelle for elektrifisering, vil disse måtte gjøres sekvensielt for at estimatene skal være gyldige.

8.2 Overordnede beregningsforutsetninger

Tiltakskostnadsanalysen er utarbeidet i tråd med Finansdepartementets veileder for samfunnsøkonomiske analyser [18]. Tiltakskostnadsanalyser beregnes vanligvis ulikt i OD/NVE og SFT. OD og NVE legger til grunn *nåverdimetoden*, der tiltakskostnaden er beregnet som neddiskonterte nettokostnader ved prosjektet dividert på neddiskontert CO₂-reduksjon. SFT neddiskonterer normalt ikke CO₂-utslipp, men regner nettokostnadene til en annuitet og deler denne annuiteten på CO₂-utslippene i et målar. Denne metoden kalles *annuitetsmetoden*. For de fleste sektorer viser prognosene en svak økning i klimagassutslippene over tid. Da er annuitetsmetoden en relevant beregningsmåte. SFT vurderer imidlertid annuitetsmetoden som mindre relevant i denne elektrifiseringsstudien ettersom produksjonen og dermed utslippene forventes å reduseres over tid. Annuitetsmetoden vil kunne gi svært ulike resultater avhengig av valg av målar. Det presenteres derfor kun tiltakskostnader beregnet etter nåverdimetoden.

8.2.1 Prissatte konsekvenser

Tiltakskostnad og skatt

Nyttekostnadsanalyser og kostnadseffektivitetsanalyser er vanligvis *før-skatt-analyser*. Målet er å finne effektive tiltak, og skatt har i hovedsak fordelings effekter. Denne tiltakskostnadsanalysen er også en *før-skatt-analyse*.

Diskontering og valg av kalkulasjonsrente

Diskonteringsrenta er en forutsetning som påvirker tiltakskostnadsnivået betydelig. Dette gjør at valg av kalkulasjonsrente må vurderes særskilt og at faglige råd legges til grunn for valget.

Petroleumsinvesteringer skal vurderes etter en realrente på 7 prosent. Infrastrukturinvesteringer i kraftmarkedet vurderes normalt med en realrente på 5 til 5,5 prosent. Miljøinvesteringer har normalt et noe lavere avkastningskrav. Finansdepartementets veileder anbefaler 6 prosent realrente for prosjekter med høy risiko, 4 prosent realrente ved moderat risiko og 2 prosent ved lav risiko.

Etatene har vurdert at 5 prosent realrente er en riktig kalkulasjonsrente for elektrifiseringsprosjekter.

Verdsetting av NO_x

For verdsetting av NO_x legges SFTs beregning av nødvendig NO_x-avgift for å nå Gøteborgprotokollen til grunn. Reduksjoner i NO_x-utslipp blir verdsatt til 50 kr/kg NO_x. NO_x-utslipp vil derfor verdsettes høyere enn dagens NO_x-avgift på 15 kr/kg.

Verdsetting av petroleum

For verdsetting av olje- og gasstrømmer benyttes prisforutsetninger som ligger til grunn for Nasjonalbudsjettet 2008. Brenngass forutsettes solgt til normal gasspris. Salgsprisen er fratrukket tariffer, slik at netto gasspris er ulik i ulike områder og kan være forskjellig for salg til markedet og ved salg til kraftverk.

Fordeling av investeringer i planleggings- og utbyggingsperioden

Investeringer allokteres til de år de faktisk må tas i henhold til stramme, men antatt gjennomførbare utbyggingsplaner. Kostnader ved planlegging verdsettes ikke, mens detaljprosjektering inngår i investeringsanslagene.

Kraftpriser

Forutsetninger for kraftpriser er etablert av NVE. I scenarioet med dedikert kraftverk, baserer de beregningsmessige forutsetningene seg på NVEs utredning av gasskraftverk på Kårstø [12], samt oppdatert informasjon om kostnader ved CO₂-deponering fra Gassnova m.fl. 2007 [15]. For kraftpriser og kvotepriser med en fremtidig ambisiøs klimapolitikk i Europa er et gjort egne vurderinger av rimelige forutsetninger for et slikt regime. Hvordan kvoteprisen vil påvirke nordisk kraftpris er modellert av SSB [13].

Investeringsanslag

Beregning av investeringskostnader for innretninger og kabler og annet elektrisk utstyr er gjort av Novatech AS (ombygging av innretninger) [8] og Unitech (kabler og elektrisk infrastruktur) [5]. Arbeidet er gjort i nær dialog med etatene. Investeringer i kraftlinjer på land er beregnet av Statnett [6].

Estimatene for investeringskostnader er høyere enn tidligere publiserte estimater for elektrifisering av områder på sokkelen. Dette skyldes i hovedsak at priser er innhentet i et marked preget av høy aktivitet. Estimatene som gjengis nedenfor er basert på dagens (2007) marked for materialer, utstyr og personell. Et økt press i de ulike markedene vil medføre høyere kostnader knyttet til de ulike kostnadselementene, og kan potensielt øke både investerings- og driftskostnader betydelig. På samme måte kan en bevegelse i retning av lavkonjunktur medføre betydelige kostnadsbesparelser for prosjektet.

Investeringsanslagene inneholder normale påslag for usikkerhet (Contingency). Vurderingene er gjort av konsulentene og baserer seg på deres normer for estimering.

Byggherrens administrasjon

Uansett hva slags organisasjon som blir satt til å gjennomføre elektrifiseringsprosjekter, så vil det påløpe betydelige kostnader for prosjektledelse, administrasjon, samordning og

koordinering. Slike kostnader legges normalt til som et påslag på investeringskostnadene, og i dette prosjektet er det valgt et påslag på 5 prosent på estimerte investeringskostnader for gasskraft med CO₂-håndtering, kraftnett til havs og modifikasjon av berørte innretninger.

Driftskostnader

Sparte driftskostnader til havs baserer seg på erfaringstall og utredninger av elektrifisering gjort av selskapene.

Produksjonsmessige virkninger

Med produksjonsmessige virkninger menes effekter av elektrifiseringsprosjekter på petroleum produsert for salg.

Den viktigste produksjonsmessige virkningen av kraft fra land er frigjort gass til salg. En vanlig forenkling er å sette likhetstegn mellom spart brenngass og økt gass for salg. Her vil det være feltspesifikke variasjoner. I denne analysen er det satt likhet mellom spart brenngass og frigjort gass for salg. Samfunnsøkonomiske prosesserings- og transportkostnader er lagt til grunn.

En annen virkning er utsatt og tapt produksjon i forbindelse med nødvendig nedstengning. Hvorvidt en innretning må stenge ned ved en ombygging av kraftanlegget vil avhenge av utformingen av de enkelte innretningene. Det er gjort feltspesifikke vurderinger av antall dager med nedetid. Verdsetting av nedetid krever vurderinger av reservoar- og produksjonstekniske forhold ved de ulike feltene i forbindelse med nedstengningen og de påfølgende år. I rapporten antas kun utsatt produksjon. Kostnaden ved utsatt produksjon beregnes da ved forventet inntektstap i nedetidsperioden fratrukket neddiskonterte merinntekter senere. Profilen for hvordan tapt produksjon vinnes igjen senere er gjort av Oljedirektoratet, og baserer seg på feltspesifikke forhold. Generelt er kostnaden av nedetid størst for et felt som ikke ennå har nådd platåproduksjon og lavest for felter som er gått av platå. Denne verdsettingsmetodikken kan betraktes som en nedre grense for verdien av nedetid.

En tredje virkning er eventuell merproduksjon som følge av forlenget levetid grunnet redusert driftskostnad og dermed lavere økonomisk cut-off-rate. Denne effekten er ikke verdsatt direkte, mens effekten av lenger utslippsprofil, og dermed potensial for økte utslippsreduksjoner over lenger tid, er tatt hensyn til ved at også planlagte, men ikke vedtatte, utbygginger inngår.

Endelig er den fjerde virkningen av kraft fra land på produksjonen endret regularitet. Denne effekten er vurdert.

Restverdi

For investeringer i kraftinfrastruktur er det lagt til en restverdi. Denne er beregnet ved at investeringer i kraftproduksjon, kraftnett og transmisjon til havs er avskrevet lineært over 40 år. Denne restverdien er da lagt inn som et positivt bidrag i analysen og lagt inn etter 20 år for alle områder. På dette tidspunktet er kraftbehovet fra sokkelen betydelig redusert og annen bruk av infrastrukturen kan komme til. For at denne restverdien skal være reell må alternativ bruk være utviklet og kommersialisert på dette tidspunktet. Dette kan være havbasert kraftproduksjon eller annen petroleumsproduksjon enn den som kan forutses i dag. Det er forutsatt at det er transmisjonsdelen av infrastruktur for kraft offshore som vil ha en restverdi, mens distribusjonen til innretninger forutsettes å ha en restverdi lik null (det vil si at annenhåndsverdi av kabel og utstyr tilsvarer fjerningskostnad).

8.2.2 Ikke-prissatte konsekvenser

Noen effekter av elektrifisering av innretninger kan beskrives, men vanskelig verdsettes. Det er en målsetning å verdsette flest mulig virkninger, og for de virkninger som ikke kan verdsettes vurdere omfang og muligheter for å unngå/reducere negative virkninger og sikre/maksimere positive virkninger.

Pressvirkninger

Petroleumssektoren er i en historisk høgkonjunktursituasjon med årlige investeringer over 100 milliarder kroner, og investeringsnivået forventes å holde seg høyt i flere år fremover.

Elektrifisering av områder på sokkelen og bygging av gasskraftverk innebærer økt etterspørsel etter en rekke tjenester fra norsk næringsliv. Avhengig av den generelle konjunktursituasjonen på investeringstidspunktet, vil en slik etterspørselsøkning kunne føre til lønns- og prispress.

Konkurransen mellom prosjekter

I en høykonjunktursituasjon vil prosjektet kunne forskyve eller erstatte annen aktivitet. Spesielt til havs er kapasiteten for å gjennomføre vedlikeholds- og ombyggingsarbeid begrenset. Myndighetspålagte tiltak, sammen med HMS-relaterte tiltak prioriteres. Andre prosjekter, eksempelvis prosjekter for økt utvinning etc. kan bli skadelidende. Denne skyggeprisen av offentlige tiltak er en ukjent størrelse, men potensielt en vesentlig kostnad ved prosjektet.

Både arbeidskraft, ledelsesfokus, sengeplasser til havs, dekksplass, fartøyer, utstyrs-komponenter, kabler og andre kostnadselementer som forutsettes benyttet i elektrifiseringsprosjektene vil kunne ha en betydelig alternativ verdi dersom det benyttes til andre prosjekter og formål. Det er ikke inkludert kostnader utover vanlige rater og priser for å dekke slike alternativkostnader i beregningene av tiltakskostnad.

Andre sparte utslipp fra forbrenning

Forbrenning av gass på innretningene gir også andre utslipp enn NO_x og CO₂. Utslipp per energienhet vil være forskjellig ved et gasskraftverk på land og ved forbrenning på innretningene. Elektrifisering vil dermed medføre endrete totalutslipp for en rekke gasser som metan, nmVOC etc., som ikke er tillagt noen verdi ved beregning av tiltakskostnad.

Digital infrastruktur

I forbindelse med grøfting og legging av kraftkabler, vil det kunne legges signalkabler for digital kommunikasjon med innretningene. Denne samordningsgevinsten er ikke verdsatt.

Effekter for miljøet av kraftinfrastruktur og eventuelt kraftverk på land

Tiltak i kraftsystemet på land vil innebære påvirkning på natur og lokale omgivelser. Etablering av nye kraftlinjer som følge av elektrifisering vil være spesielt omstridt, og vurderes av mange til å være en betydelig ulempe med en høy samfunnsøkonomisk kostnad.

HMS-effekter

Denne studien verdisetter ikke HMS-relaterte konsekvenser på grunn av elektrifisering. Dette fordi detaljeringsnivået i studien ikke er tilstrekkelig til å kunne foreta denne type vurderinger. Potensielle langsiktige forbedringer av HMS må vurderes i lys av ulempene og den økte risiko som vil opptre i ombyggingsfasen. Mer detaljerte innretningsspesifikke studier vil kunne belyse dette bedre.

Leveringssikkerhet

Norge forsyner Europa med store mengder olje og gass. Mottakere av gass er avhengige av stabile leveranser, og avvik fra kontraktsfestede leveranser straffes økonomisk. Bortfall av

levering av større volumer kan raskt gi negative ringvirkninger i Europa. Leveringssikkerhet er derfor en viktig mål for norske petroleumseksportører og norske myndigheter.

Ved å gjøre innretningene avhengig av strømforsyning fra land stilles en sentral innsatsfaktor, kraftforsyning til innretningene, utenfor operatørens kontroll. Ved områdeelektrifisering øker sårbarheten fordi flere innretninger gjøres avhengig av samme kraftkilde, og i noen tilfeller av hverandre. Dette medfører at kraftbortfall kan stanse produksjonen fra flere innretninger samtidig.

Økonomisk cut-off ved feltene

Endrete driftskostnader kan påvirke hvor lenge det er lønnsomt å drive feltet. Reduserte driftskostnader som følge av elektrifisering trekker i retning av utsatt nedstengning, mens økte kostnader fra miljøavgifter og utslippskvoter fremskynder nedstengning. Denne effekten beregnes ikke direkte, men virkningen av lengre CO₂- og NO_x-profiler søkes ivaretatt ved at tilleggsressurser er lagt til RNB-profilene.

Sluttforbruk av frigjort brenngass

Norsk gass forbrukes i stor grad i Storbritannia og på Kontinentet. Frigjorte mengder gass vil bety påvirkning av sluttforbruket av gass og konkurrerende energibærere i andre land, noe som kan påvirke både utslipp og priser på gass og konkurrerende energibærere. Denne type effekter av tiltakene er ikke tatt hensyn til ved beregning av tiltakskostnad, grensesnittet for beregningen er valgt til der naturgassen forlater det norske rørsystemet for eksport av naturgass.

Kostnader i planleggingsfasen

Planleggingsfasen av eventuelle elektrifiseringsprosjekter vil kreve betydelig innsats i form av bemanning, studier, kontorer, reiser etc. for prosjektorganisasjon, underleverandører og lisensene på sokkelen. Denne kostnaden vil imidlertid være påløpt når en eventuell investeringsbeslutning skal fattes (sunk cost), og det vil derfor ikke være rasjonelt å ta den med i en vurdering av om tiltaket bør gjennomføres eller ikke. Disse kostnadene er derfor ikke estimert i dette arbeidet, og heller ikke inkludert ved beregning av tiltakskostnad.

8.3 Samlet vurdering av beregning av tiltakskostnader

Det blir gjerne hevdet at ved estimering av tiltakskostnader lar nyttesiden seg vanskeligere kvantifisere enn kostnadssiden. Dette argumentet er tatt på alvor i arbeidet med denne rapporten. Det er et faktum at ikke alle virkninger kan kvantifiseres, og dette gjelder også her. Som Tabell 8 viser, er det enkelte ikke-prissatte virkninger som trekker i retning at tiltakskostnad er beregnet for høyt og andre som trekker i retning av at tiltakskostnad er beregnet for lavt.

Tabell 8: Viktige ikke-prissatte konsekvenser og retning for påvirkning på tiltakskostnad

Virkning	Forklaring	Retning
Pressvirkninger		
- Høykonjunktur	Norge er i dag i en høykonjunkturperiode. Kostnadsnivået i analysen baserer seg på dagens realpriser. Dersom dagens priser ligger over langsiktig realprisnivå, kan kostnadene være estimert for høyt	Ned
- Prisdrevende effekt	Elektrifiseringsprosjektene er store og vil kreve stor aktivitet i mange delmarkeder, slik som eksempelvis kabel, fartøy, anleggsarbeidere og arbeidskraft. Dette kan i seg selv virke prisdrevende.	Opp
- Alternativ verdi av prosjektkapasitet	Dersom myndighetene iverksetter elektrifiseringsprosjektet, vil operatørens tilgjengelige prosjektkapasitet for andre formål være betydelig redusert både i planleggings- og byggeperioden. Dette kan bety at lønnsomme verdiskapende prosjekter må vike for de pålagte oppgavene.	Opp
HMS	I driftsfasen forventes det HMS-gevinster av en elektrifisering. Disse effektene må sees opp mot økte HMS-utfordringer i ombyggingsfasen.	Usikkert
Andre utslipp		
- Utslipp fra innretningene	Også andre avgasser enn NO _x og CO ₂ kan reduseres fra sokkelen ved elektrifisering.	Ned
- Utslipp på land	Onshore kraftgenerering kan medføre økte utslipp av andre gasser enn NO _x og CO ₂ , deriblant aminer og NH ₃ fra renseanlegg.	Opp
Andre miljøvirkninger	Mulig konsekvenser for fiske, koraller og andre organismer på havbunnen av legging av kabler på havbunnen. Naturinngrep på grunn av nye kraftlinjer på land	Opp
Digital infrastruktur	Elektrifisering legger til rette for at digital infrastruktur kan bygges ut samtidig	Ned
Forlenget levetid av innretningene	Dersom driftskostnadene i halefasen på innretningene blir lavere som følge av elektrifiseringstiltaket, kan dette føre til at det blir økonomisk lønnsomt å drive innretningene lenger. Nåverdien av denne effekten blir liten, siden virkningen skjer ved planlagt nedstengning.	Ned
Leveringssikkerhet og sårbarhet	Elektrifisering medfører samordning av energiforsyningen for flere innretninger. Dette medfører at konsekvensene av et kraftbortfall kan bli større.	Opp
Kostnader i planleggingsfasen	I tiltakskostnadsberegningene er alt arbeid før det faktiske byggearbeidet gitt en kostnad null.	Opp

Forventningsverdier er forsøkt benyttet for alle kvantifiserbare størrelser. For en del størrelser er det imidlertid vanskelig å beregne gode forventningsverdier. For disse størrelsene er det slik at i valget mellom ulike beregningsmetoder, så er det valgt den metoden som gir lavest tiltakskostnad. Eksempler på dette er vurdering av tidsplan og vurdering av tapte inntekter som følge av produksjonsstans. En mer detaljert analyse av en konkret utbygging, vil imidlertid kunne gi bedre estimater på disse tallstørrelsene, og en kvalitetsmessig bedre tallfesting forventes å gi estimater som ligger høyere enn de som er benyttet i denne studien.

8.4 Tiltakskostnader ved dedikert ny kraftproduksjon: scenario 1

Estimatene baserer seg på at elektrifiseringen er gjennomført ved utgangen av 2014. En så rask utbygging synes ikke gjennomførbart for hele nordlige Nordsjø, og tallet i Tabell 9 står derfor i kursiv. En ser at tiltakskostnad for elektrifisering av hele nordlige Nordsjø ligger under tiltakskostnad for hvert av delområdene. Dette skyldes betydelige skalafordeler i kraftproduksjonen, samt antakelser om samordningsgevinster mht. nedetid.

Basert på forutsetninger og valg av teknisk løsning beskrevet i de foregående kapitler er hovedtallene for elektrifisering av de ulike områdene ved dedikert kraftproduksjon presentert i Tabell 9

Tabell 9: Hoveddata for elektrifisering av områder på sokkelen med kraft fra dedikert produksjon

Område	Tiltakskostnad (kr/tonn)	Samlet investeringsanslag (mrd. kr)	Samlet netto CO ₂ -reduksjon (mill. tonn)
Sørlige Nordsjø	1 600	8,6	6,2
Midtre Nordsjø	3 800	6,2	2,3
<i>Nordlige Nordsjø</i>	<i>1 550</i>	<i>23,2</i>	<i>16,3</i>
Nordlige Nordsjø 50Hz	2 550	8,3	4,4
Nordlige Nordsjø 60Hz	1 600	16,7	11,7
Norskehavet	1 900	11,9	7,9

8.5 Tiltakskostnader ved kraft fra markedet: scenario 2

Dersom kraft til sokkelen skal hentes fra markedet, vil innretningene betale markedspris for kraften. Det er identifisert noen behov for nettverksforsterkninger på land. Dette inngår i beregningene og er nærmere beskrevet i kapittel 6.4. Med de forutsetninger som ligger til grunn, kommer utbyggingsløsningene med dedikerte kraftverk bedre ut enn markedskraftsalternativene, med unntak av Norskehavet, hvor det ikke er antatt noen samlokaliseringsevner med eksisterende kraftverk. Tiltakskostnaden er betydelig høyere for midtre Nordsjø enn for de andre alternativene. Størst potensial for utslippsreduksjon finner vi i nordlige Nordsjø, men her er også nødvendige investeringer størst.

Lavest tiltakskostnad er identifisert for Norskehavet med 1750 kr/tonn CO₂. Hoveddata for dette scenarioet er vist i Tabell 10.

Tabell 10: Hoveddata for elektrifisering av områder på sokkelen der kraften hentes fra markedet

Område	Tiltakskostnad (kr/tonn)	Samlet investeringsanslag (mrd. kr)	Samlet netto CO ₂ -reduksjon (mill tonn)
Sørlige Nordsjø	1 850	5,1	2,9
Midtre Nordsjø	4 750	4,1	1,0
Nordlige Nordsjø	2 100	16,7	8,0
Nordlige Nordsjø 50Hz	2 950	5,5	2,2
Nordlige Nordsjø 60Hz	1 850	11,4	5,9
Norskehavet	1 750	6,8	4,6

8.6 Sensitivitetsberegninger

8.6.1 Oppstart i 2017

Dersom hele nordlige Nordsjø skal elektrifiseres vil antakelig ikke denne utbyggingen være ferdig før i 2017. Også for de andre alternativene, kan forsinkelser i planleggings- og utbyggingsfasen forsinke oppstart til etter 2015. Som beskrevet i kapittel 7, vurderes forutsetningen om full nyttevirkning for hele 2015 som en offensiv tidsplan som setter krav til en effektiv prosess. I Tabell 11 vises tiltakskostnad for alle områder for henholdsvis scenario 1 og scenario 2.

Tabell 11: Tiltakskostnad ved byggestart i 2012 og oppstart i 2017 (kr/tonn CO₂)

	Dedikert kraft	Kraft fra markedet
Sørlige Nordsjø	2 200	2 300
Midtre Nordsjø	5 050	6 250
Nordlige Nordsjø	2 000	2 650
Nordlige Nordsjø 50Hz	3 200	3 550
Nordlige Nordsjø 60 Hz	2 050	2 450
Norskehavet	2 150	1 950

Tiltakskostnaden ved to års utsettelse stiger med 20 prosent og til om lag 35 prosent. Det er verdt å merke seg at både verdien av utsatt produksjon og restverdien av infrastrukturen er størrelser som ikke endrer seg nevneverdig selv om oppstart utsettes. Dette gjør at tiltakskostnaden ikke stiger like mye som redusert CO₂-reduksjonspotensiale tilsier.

8.6.2 Endret verdsetting av NO_x

Dersom verdsettingen av NO_x endres til dagens avgiftsnivå på 15 kr/kg NO_x, stiger tiltakskostnadsestimatet med om lag 5 - 15 prosent. Verdsettingen av NO_x betyr mest for nordlige Nordsjø, der samlede NO_x-utslipp er av en viss størrelse. I analysen er NO_x-utslipp utenlands og innenlands behandlet likt og verdsettingen av NO_x betyr derfor mest i scenario 2,

der ”importerte” utslipp kommer fra mindre effektiv teknologi enn det som ligger til grunn for nye kraftverk.

8.6.3 Virkningen av restverdi

Forutsetningen om å legge inn restverdi i beregningene, slår litt ulikt ut for de ulike områdene. Restverdi betyr naturlig nok mest der det er forutsatt tunge investeringer i kraftproduksjon og kraftinfrastruktur. Beregning av restverdi er en grovkornet størrelse. De utbyggingsløsninger som har likestrømskabel ut til en omformer til havs og distribusjonsinnretning, synes å være en mer robuste løsninger for fremtidig bruk til andre formål. Disse løsningene er derfor tillagt en betydelig restverdi. Tiltakskostnadsestimater uten å trekke inn restverdi, ville ligget 10 - 45 prosent høyere for eksemplet med kraftverk og 5 - 15 prosent høyere der kraften hentes fra markedet.

8.6.4 Endret diskonteringsrente

Det er regnet sensitiviteter for 3 prosent og 7 prosent diskonteringsrente. Med 3 prosent diskonteringsrente estimeres fortsatt tiltakskostnaden til å være over 1000 kr/tonn for alle områder. Ved 7 prosent realrente anslås laveste tiltakskostnad til 1 850 kr/tonn, dette gjelder nordlige Nordsjø med bygging av kraftverk.

8.6.5 Endret investeringsnivå

Dersom de totale investeringene blir 30 prosent lavere enn anslagene i rapporten, reduseres tiltakskostnad, alt annet likt, med om lag 25 - 40 prosent. Tilsvarende stiger tiltakskostnaden med 25 - 40 prosent dersom investeringene blir 30 prosent høyere enn anslått. Norskehavet kommer best ut. Sørliche og nordlige Nordsjø 60Hz, utgjør store investeringer, der endringer i investeringskostnadene slår betydelig ut. Sannsynligheten for at investeringene blir minst 30 prosent høyere enn anslått vurderes som større enn at investeringene blir minst 30 prosent lavere.

8.6.6 Forsyning av nordlige Nordsjø fra et dedikert konvensjonelt gasskraftverk

For å kunne sammenligne tiltakskostnaden ved gasskraft med CO₂-håndtering med konvensjonell gasskraft, er det utført en beregning av bygging av et konvensjonelt gasskraftverk på Mongstad for forsyning til nordlige Nordsjø. En slik endret forutsetning medfører at kostnadene knyttet til dedikert produksjon går ned, mens redusert mengde CO₂ ved tiltaket også blir mindre. Det er således ikke åpenbart i utgangspunktet i hvilken retning tiltakskostnaden vil bevege seg.

Beregningen er basert på følgende forutsetninger:

- Gassforbruket for dedikert kraftproduksjon reduseres, mer brenngass frigjøres for salg
- CO₂-utslipp fra produksjon blir som for en markedsløsning (om lag 340 tonn/GWh), netto CO₂-reduksjon reduseres betydelig i forhold til gasskraftverk m. CO₂-håndtering
- Alle utgifter til fangst og lagring bortfaller

En forenklet beregning gir en økt tiltakskostnad fra 1550 til 2250 kr/tonn. Det innebærer at selv om det skulle vise seg akseptabelt å forsyne innretningene med konvensjonell gasskraft med høyere utslipp, så vil CO₂-reduksjonen bli så mye mindre at tiltakskostnaden øker.

8.6.7 Bruk av Naturkrafts gasskraftverk på Kårstø for forsyning av midtre Nordsjø

Kraftbehovet ved elektrifisering av midtre Nordsjø er begrenset, slik at det kan vurderes som lite rasjonelt å etablere dedikert kraftproduksjon for å forsyne innretningene i dette scenarioet. Det kan være mer realistisk av kraftforsyningen til midtre Nordsjø vil skje fra økt produksjon ved Naturkraft sitt gasskraftverk på Kårstø, enten som en løsning som bringes frem av markedet, eller som en mer eksplisitt avtale mellom tiltakshaver og eierne av Naturkraft og fangstanlegget på Kårstø. Det kan således være hensiktsmessig å vurdere tiltakskostnad ved elektrifisering av midtre Nordsjø ved utnyttelse av noe av produksjonskapasiteten hos Naturkraft. Et enkelt overslag for tiltakskostnad er beregnet og presenteres her.

Beregningen er basert på følgende forutsetninger:

- Det forutsettes at kraftverket til en hver tid vil ha ledig produksjonskapasitet for å forsyne midtre Nordsjø (i praksis vil en sannsynligvis måtte betale et påslag på markedspris for elektrisk kraft for å reservere denne kapasiteten)
- Nødvendig kraftpris er for enkelhets skyld satt lik forutsetningen for markedspris
- Det forutsettes at CO₂-håndtering på Kårstø er bygget ut, slik at investeringskostnader og faste driftskostnader knyttet til dette er ”sunk cost”, som ikke belastes elektrifiseringsprosjektet
- Tiltaket må dekke energiforbruket og andre variable driftskostnader i fangstanlegget
- Utslipp av CO₂ og NO_x vil bli som for andre dedikerte kraftverk

I sum betyr forutsetningene lavere tiltakskostnader enn i de andre casene, men det understrekes at dette er beregningsforutsetninger, og at det ikke er sikkert at et slikt scenario vil være gjennomførbart i praksis. En grov beregning viser at tiltakskostnad reduseres fra 3800 kr/tonn til 2200 kr/tonn.

8.6.8 Salg av markedskraft fra gasskraftverket

Dedikert kraftproduksjon er kostnadsberegnet ved at gasskraftverkene er bygget små, slik at det nye krafttilbudet omtrentlig svarer til behovet fra sokkelen. Etter hvert som petroleumsproduksjonen reduseres, reduseres også kraftbehovet. Da blir det frigjort produksjonskapasitet som kan selges til markedet. Siden markedsprisen kan ligge over marginalkostnaden, kan salg av slik kraft bedre økonomien for kraftverket og dermed bidra til å redusere tiltakskostnaden noe. Dette innebærer også at det er mulig å beregne CO₂-gevinsten av å selge renere kraft enn den som produseres på marginen i markedet.¹⁰ Dersom det åpnes for dette, blir imidlertid den valgte dimensjoneringen av kraftverket for liten; tiltakskostnaden kan reduseres ytterligere ved å bygge ut et større kraftverk og beregne CO₂-virkningene av dette.

Når dette er holdt utenfor beregningene, er det fordi mandatet er begrenset til elektrifisering av sokkelen. Forutsetningene om kostnad for gasskraftverk og CO₂-håndtering som er benyttet i denne analysen, gir at å bygge et stort gasskraftverk for så å forsyne markedet med denne kraften, får lavere tiltakskostnad enn å levere kraften til sokkelen, med de investeringer det medfører. Markedsvirkninger diskuteres nærmere i kapittel 6.3.

¹⁰ Både investeringskostnad og produksjonsuavhengige driftskostnader regnes da som sunk cost. Forventet markedspris ligger under enhetskostnaden for kraftproduksjonen.

9 Elektrifisering med ambisiøse europeiske klimaforpliktelser

9.1 Klimapolitikk og kvotemarked

Betydningen av ambisiøse europeiske klimamål for kvotemarkedet vil avhenge av hvor ambisiøse mål landene har for utviklingen etter 2012 når første forpliktelsesperiode for Kyotoavtalen utløper. EU og Norge har vedtatt et mål om at klimaendringene må begrenses slik at den globale temperaturøkningen holdes under 2°C sammenliknet med førindustrielt nivå. På bakgrunn av 2°C-målet har EU satt som mål en reduksjon i klimagassutslipp på 20 % innen 2020 sammenlignet med 1990. Under forutsetning om at andre industriland forplikter seg tilsvarende og at de økonomisk mest utviklede utviklingslandene bidrar, er EU villig til å forplikte seg til å redusere utslippene med 30 prosent innen 2020 sammenliknet med 1990 innenfor en global og omfattende avtale etter 2012. Den norske regjeringen har i St. meld. nr. 34 Norsk Klimapolitikk foreslått at Norge skal kutte de globale utslippene av klimagasser tilsvarende 30 prosent av Norges utslipp i 1990, skjerpe sin Kyotoforpliktelse med 10 prosentpoeng til 9 prosent under 1990-nivå og være karbonnøytralt i 2050.

Bakgrunnen for disse ambisjonene er IPCCs anbefaling om redusere utslippene av klimagasser så mye at Jordens gjennomsnittstemperatur ikke øker mer enn 2°C. For å få dette til må klimagassutslippene reduseres med 50 - 85 prosent innen 2050. Dersom disse målsettingene skal oppfylles må omfattende utslippsreducerende tiltak gjennomføres i industrilandene, samtidig som utslippsøkningen i utviklingsland må begrenses kraftig. Dersom dette legges til grunn vil det føre til en betydelig høyere pris på å slippe ut CO₂ enn dagens. SFT har fått utført en modellberegning fra SSB som indikerer at dersom EUs målsetting for 2020 skal nås, kan kvoteprisen bli over 800 kr/tonn CO₂ med en tilhørende kraftpris omkring 70 øre/kWh. I modellkjøringen ble det for enkelhetsskyld forutsatt fri handel med klimakvoter innad i Norge og EU og ingen handel med landene utenfor.

IPCC har i fjerde hovedrapport sagt at for stabiliseringsnivåer mellom 450 og 550 ppm (tilsvarende 2°C-2.4°C temperaturstigning) CO₂-ekvivalenter vil CO₂-prisen nå opp til 100 USD/tCO₂-ekvivalenter rundt 2030.¹¹ Sternrapporten (kap.10) sier at for et stabiliseringsnivå på 500-550 ppm CO₂-ekvivalenter viser de fleste modellene at CO₂-prisen vil starte relativt lavt og øke til 360 USD/tCO₂ +/- 150 % i 2030, og være i området 180-900 USD/tCO₂ i 2050. Begge disse utsagnene gjelder 2030 og tilsvarer en temperaturstigning over EU og Norges 2°C-mål, noe som innebærer en stabilisering på 450 ppm CO₂-ekvivalenter. Det må understrekes at det er stor usikkerhet til utviklingen. Blant annet vil eventuelle begrensninger i kvotehandel og i hvilken grad det åpnes for introduksjon av kjernekraft være av stor betydning for nivået på framtidig CO₂-pris.

Et sentralt virkemiddel for å nå målsettingene er fleksible mekanismer som kvotehandel, felles gjennomføring og grønn utviklingsmekanisme. Det er i avtaleverket presisert at kvotehandel skal være et supplement til nasjonale tiltak. En viktig konsekvens av avtaleverket er at den samlede utslippsmengden vil være gitt av landenes fremforhandlede forpliktelser. Helt enkelt kan dette forklares ved at Norge må kjøpe kvoter som tilsvarer differansen mellom sin utslippsforpliktelse og faktiske nasjonale utslippene.

¹¹ 4AR WGIII TS side 80

Tiltak i form av elektrifisering av norsk sokkel har lang økonomisk levetid. Det er på det rene at utviklingen i klimapolitikken vil ha betydelige konsekvenser for hvordan elektrifisering av norsk sokkel blir vurdert innenfor tiltakenes levetid. For det første, vil det være gjeldende og framtidige avtaler som vil bestemme utslippsutviklingen i Europa. For det andre, vil en betydelig høyere pris på å slippe ut CO₂ enn i dag påvirke kraftsystemet i Norge og resten av Europa. Høyere kraftpriser vil få makroøkonomiske ringvirkninger i form av endrede gass- og oljepriser, og tilbuds- og etterspørselsvirkninger kan få konsekvenser for utvinningstempoet for olje og gass på norsk sokkel og for resten av økonomien. Både styrken på den fremtidige klimapolitikken og effektene av den er per i dag svært usikker.

9.2 Virkninger på petroleumsnæringen

I dag har petroleumssektoren i Norge en CO₂-avgift, som innebærer at 1 tonn CO₂ sluppet ut på sokkelen koster om lag 340 kroner. Dette er en del høyere en dagens kvotepris i Europa. I 2008 er det lagt opp til et system som gjør at petroleumssektoren belastes en samlet kostnad for kvoter og avgift på om lag 340 kr/tonn CO₂, uavhengig av endringer i kvoter, så lenge kvoteprisen ligger under dette nivået.

Det er ikke det samme for lønnsomheten på norsk sokkel om CO₂ koster i form av en avgift eller i form av kvoter. Mens CO₂-avgiften er en norsk avgift som bare hever kostnadsnivået for å forbrenne petroleum på norsk sokkel, så vil økt kvotepris også påvirke lønnsomheten i norsk petroleumsproduksjon ved at etterspørselen etter petroleum endres.

Endret lønnsomhet vil påvirke ressurspotensialet på norsk sokkel. Økonomisk cut-off for gitt produksjonsstrategi kan endres. Videre kan det, dersom CO₂-kostnaden stiger, bli lønnsomt å velge mindre energiintensive produksjonsformer. En del av grunnlaget for utslippsprognosen, som ligger til grunn for beregning av miljøbesparelser ved en eventuell elektrifisering, er i dag ikke utbygget. Fremtidig verdsetting av CO₂-utslipp i verden vil påvirke hvor store de kommersielt utvinnbare ressursene vil være.

Dersom kostnadene ved brenngassforbruk øker, vil det være en stadig større utfordring å nå myndighetenes ambisjon om økt oljeutvinning. Produksjon mot slutten av feltenes levetid er normalt energikrevende, slik at kostnadene stiger ekstra mye. Utbygging av satellitter etc. vil i mindre grad skje med trykkstøtte. Dette kommer som følge av selve kvoteprisen, ikke som følge av nasjonale tiltak. Analyser av slike virkninger er relevante for å se på konsekvensene av et skift i kvoteprisnivået for norsk økonomi.

Eventuelle beregninger av kostnadene forbundet med offentlig initierte prosjekter for å redusere CO₂-utslippene på sokkelen, må ta inn over seg endret produksjonstilpasning og estimere endrete priser på ulike energibærere. I et nytt kvoteregime kan det være andre løsninger som er gunstigere enn de løsninger som syntes best ved lavere forventede kvotepriser.

9.3 "Tiltakskostnad" for scenario 3

Elektrifisering av sokkelen motiveres av et ønske om å redusere utslipp i Norge ved hjelp av kraft fra et kraftmarked som er omfattet av et internasjonalt kvotesystem. Ved beregning av tiltakskostnad i scenario 3 er det ikke lagt til utslipp kraftproduksjon i utlandet, ettersom kostnadene ved å hindre at økt kraftproduksjon gir økte CO₂-utslipp i utlandet avspeiler seg i kraftprisen ved import. Det forutsettes da at utslippene av CO₂ i utlandet i hele beregningsperioden kun er gitt av landenes utslippsforpliktelser, og at det kan være en forskjellig prising av CO₂-utslipp i Norge og i utlandet. Dette gir beregningsteknisk enkle forutsetninger og

potensielt lave tiltakskostnader og er lagt til grunn for beregningen av tiltakskostnad i Tabell 12.

Det er ikke gjennomført noen helhetlig analyse av hvordan den framtidige klimapolitikken vil virke inn på kostnadseffektiviteten av elektrifisering på norsk sokkel. Det er imidlertid gjort enkelte antakelser som kan indikere noen implikasjoner av en framtidig klimapolitikk:

- Å se bort fra virkninger av høye kvotepriser i andre markeder enn kraftmarkedet
- Å forutsette at utslippsøkninger i utlandet dekkes opp gjennom kvotekjøp
- At kraftprisen i Europa fullt ut har tatt opp i seg prisen på å slippe ut CO₂
- 2020: Kvotepris 800 kr/tonn CO₂, kraftpris 67 øre/kWh

Da vil kostnadseffektiviteten av tiltakene, alt annet likt, bli som i Tabell 12.

Tabell 12: "Tiltakskostnad" ved kraft fra markedet og høy kvotepris, uten fratrukk av CO₂-utslipp i utlandet. Kraftmarkedseffekter fra kvotehandel er anslått men ikke andre effekter

	Tiltakskostnad (kr/tonn CO ₂)	Samlet investeringsanslag (mrd. kr)	Samlet netto CO ₂ - reduksjon (2015 - 2050) (mill. tonn)
Sørlige Nordsjø	1 300	5,1	6,8
Midtre Nordsjø	2 400	4,1	2,7
Nordlige Nordsjø	1 500	16,7	18,1
Nordlige Nordsjø 50Hz	1 850	5,5	5,0
Nordlige Nordsjø 60 Hz	1 400	11,4	13,1
Norskehavet	1 400	6,8	8,7

Som det framgår av Tabell 12 gir dette scenarioet en noe bedret kostnadseffektivitet for elektrifisering enn de to øvrige. I tillegg kommer at resultatene må sammenliknes med en markedspris på CO₂ i størrelsesorden 800 kr/tonn, en slik høy kvotepris vil senke terskelen for når elektrifisering blir lønnsomt.

At andre effekter av høye kvotepriser ikke er tatt med i beregningene innebærer høyst sannsynlig at beregningsresultatene gir et for gunstig bilde av kostnadseffektiviteten for elektrifisering. Også ut fra dette regnestykket ligger tiltakskostnaden over forventet kvotepris.

De deltakende etater i den studien er enige i at beregning av tiltakskostnad er et nyttig verktøy også når det forutsettes at det eksisterer klimaforpliktelser og kvotesystem. Det er imidlertid delte oppfatninger om beregningene av tiltakskostnad i scenario 3 (kap. 9) er like relevant som beregningene av scenario 1 og scenario 2 (kap. 8.4 og 8.5).

10 Teknologi og fremtidsperspektiver

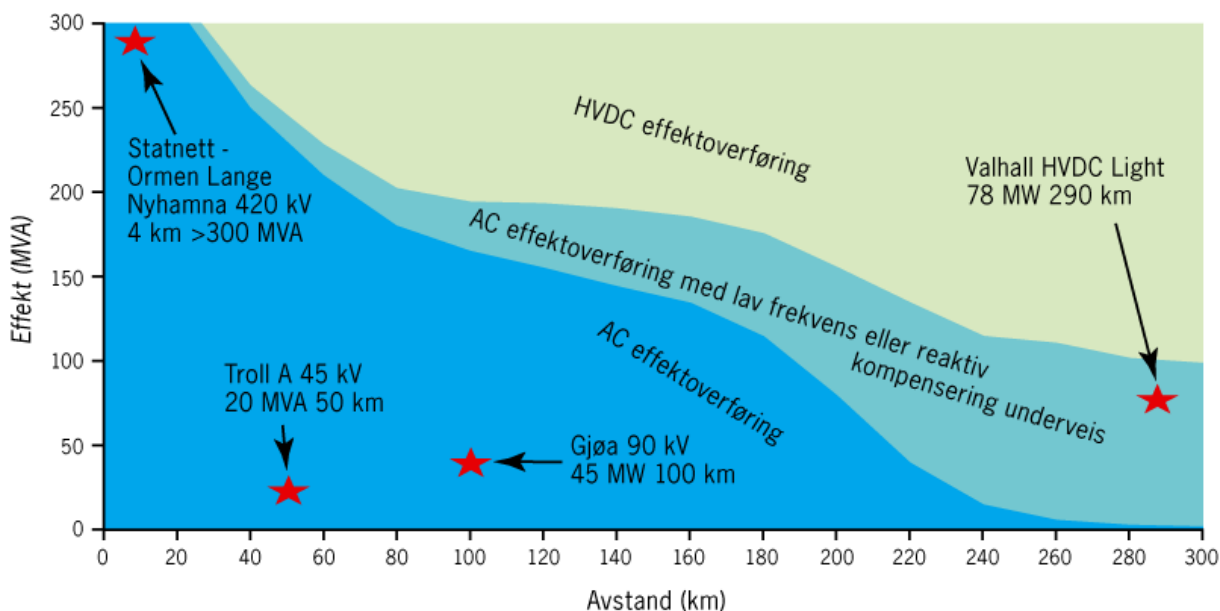
10.1 Tekniske forutsetninger for elektrifisering

Innretningene som allerede har gjennomført eller besluttet elektrifisering er faste og flytende (ikke vinddreivende) innretninger og undervannutbygginger. I disse tilfellene har avstand til land vært en avgjørende faktor for valg av løsning for kraftoverføring (likestrøm og vekselstrøm). Mange innretninger til havs vil kunne kraftsamkjøres ved bruk av vekselstrøm. Det er fordelaktig at det ikke krever omformerstasjoner. Noen kan også forsynes med vekselstrøm fra land, men høy spenning blir gradvis begrensende når kabellengden øker.

Når avstandene krever kabler lengre enn 150 - 200 km vil likestrøm dominere. Systemer for effektoverføring til innretninger til havs med likestrøm kan leveres av flere leverandører. Dette krever omformerstasjoner (HVDC-løsninger) både på land og på innretningen. Selv om disse er forholdsvis kompakte blir de likevel store og kostbare i forhold til en vekselstrømsløsning.

Når det er behov for store turtallsstyrte elektriske motorer (typisk kompressordrift) vil det være fordelaktig å bruke likestrømsteknologi ved lavere effekter selv ved kortere avstander. Troll A har to 40 MW prekompressordrifter med to separate likestrømsforsyninger fra land.

Figur 14 viser typisk teknologivalg som funksjon av overføringskapasitet og avstand. Det finnes få eksempler på slike lange undersjøiske effektoverføringer og det er derfor ikke entydig hvor grensene går. Aktuelle teknologivalg er her delt inn i høyfrekvent likestrøms-overføring (HVDC), vekselstrømsoverføring (AC) med eller uten lav frekvens eller reaktiv kompensering underveis. For vekselstrømsalternativene inkluderer mulighetsrommet reaktiv kompensering ved landfall eller innretning.



Figur 14: Indikasjon på overføringskapasitet som funksjon av kabellengde (Aker Kværner)

For elektrifisering av produksjonsskip (FPSOer) finnes det ikke moden teknologi pga overføring gjennom svivel.

Aker Kværner har på oppdrag fra direktoratsgruppen utarbeidet en rapport [19] med gjennomgang av teknologistatus knyttet til flere av løsningselementene som skal til for å elektrifisere flytende innretninger. I tillegg er Sevan Marine bedt om å komme med innspill til studien [21].

10.2 Flytende innretninger

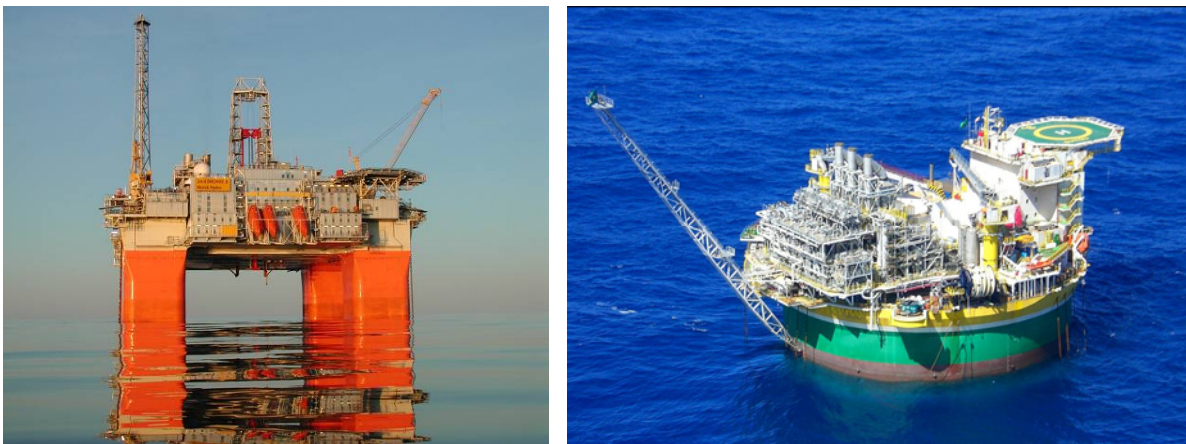
10.2.1 Ikke-vinddreieende innretninger

Svært mange av produksjonsinnretningene på større havdyp er flytende ikke-vinddreieende innretninger. Innenfor denne kategorien finnes konvensjonelle halvt nedsenkbare innretninger (semier) og sirkelformede (sylindriske) innretninger

For flytende ikke-vinddreieende innretninger med vertikale bevegelser må normalt kabelsystemet tilpasses innretningens bevegelser ved bruk av dynamiske kabler. Dynamisk kabel betyr at kablen tåler noe bevegelse uten at de isolerende egenskapene blir ødelagt av vanninntrengning og at den elektriske lederen er myk nok. Det er imidlertid produksjonsteknisk vanskelig å produsere lange dynamiske kabler for høyere spenninger. I forbindelse med prosjektering av utbyggingen av Gjøa (semi) er behovet for lang kabel løst ved at den delen av kablen som ligger nærmest innretningen, og som utsettes for bevegelse, er av typen dynamisk kabel. Denne er skjøtet med en statisk kabel som ligger på havbunnen inn til land. Skjøting av kabel som skal ligge under vann er kvalifisert teknologi for spenningsnivåer opp til litt over 100kV. Gjøa konstrueres i dag med en 100 km 90 kV forsyning fra Mongstad, og kvalifisering av denne teknologien pågår. Hvis denne kvalifiseringen blir vellykket, vil det gjøre det mulig å elektrifisere ikke-vinddreieende innretninger på sokkelen generelt.

De sylindriske produksjonsinnretningene ivaretar produksjonsskipets fordeler, slik som mulighet til å lagre olje ombord, men unngår samtidig ulemper som behov for å legge seg opp mot været, og uheldige rulle- og stampebevegelser. Denne typen innretninger har stor bæreevne, og konstruksjonen overflødiggjør rotasjonssystemet slik at koplingene til sjøbunnen vil være som på en halvt nedsenkbar innretning (semi). Løsningen kan muliggjøre overføring av store kraftmengder fra land eller til andre innretninger i området tilsvarende semier.

Eksempler på flytende ikke-vinddreieende innretninger er vist i Figur 15.



Figur 15: Eksempel på en semi (venstre) og en produksjonsinnretning fra Sevan (høyre)

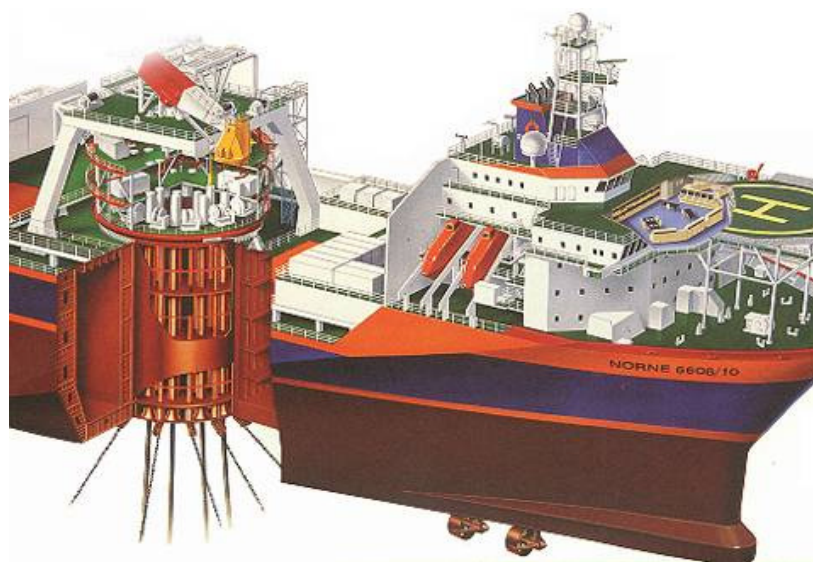
Strekstuginnretninger (TLP'er) er også en anvendt flytende konstruksjon som har egenskaper mer lik en bunnfast innretning da denne ikke vil ha vertikale bevegelser. En eventuell elektrisk kabel vil ha den bevegelige delen oppe på innretningen og er ikke utsatt for fuktighet. Dette utelukker behovet for vanntett isolasjon. Det gjør at denne innretningen kan elektrifiseres i dag.

10.2.2 Vinddreieende innretninger - produksjonsskip (FPSO'er)

Produksjonsskip (FPSO'er) lar seg med dagens teknologi ikke elektrifisere med kraft fra land. Årsaken til dette er at mens kabler og rørledninger som kommer opp fra havbunnen ligger i ro, vil selve innretningen (fartøyet) bevege seg i forhold til den aktuelle vindretningen.

FPSO'en må kunne dreie fritt i forhold til innkommende kabler og rør. For å løse dette problemet har FPSO'en et sviveltårn (turret) som ofte har oljefylte sleperingsutrustninger for overføring av elektrisk kraft. Det finnes kvalifisert svivelteknologi for lavere spenningsnivåer og for kortere og midlere avstander, rundt 10 - 30 km. Spenningsnivå og mengde elektrisk kraft som kan overføres i sviveltårnet er i dag begrenset oppad til 36 kV. Dette vil i praksis kunne muliggjøre lokal kraftsamkjøring mellom produksjonsskip og andre innretninger. Spenningen er imidlertid altfor lav for kraftoverføring av effekter tilsvarende for eksempel Skarv sitt behov. For lengre avstander må spenningen opp i 110 - 132 kV. Overføring av kraft ved et spenningsnivå på 36 kV på en distanse på 80 - 100 km vil gi vesentlige høyere driftskostnader enn overføring ved høyere spenningsnivåer.

I forbindelse med Regjeringens behandling av Stortingsproposisjonen om utbygging, anlegg og drift av Skarv er det stilt som vilkår at rettighetshaverne i Skarv skal gjennomføre et program som skal legge til rette for å utvikle teknologi for overføring av større kraftmengder til produksjonsskip.



Figur 16: Sviveltårn på Norne FPSO (StatoilHydro)

For videre utvikling kan to prinsipielle tilnærminger være mulig. Den ene er å utvikle sleperingsoverføringer for høyere spenninger og effekter. Det vurderes som et stort steg å komme opp i spenninger som er aktuelle for transmisjon for større effekter over lengre avstander. Den andre metoden er å installere en undervanns krafttransformator ved FPSO

enheten. Denne nedtransformerer høyspenningen til den spenningen som kan håndteres av sleperingsoverføringer. Dette er ikke-utviklet teknologi per i dag.

I Tabell 13 er det gitt en oversikt over forskjellige eksisterende og fremtidige løsninger for elektrifisering av FPSO'er.

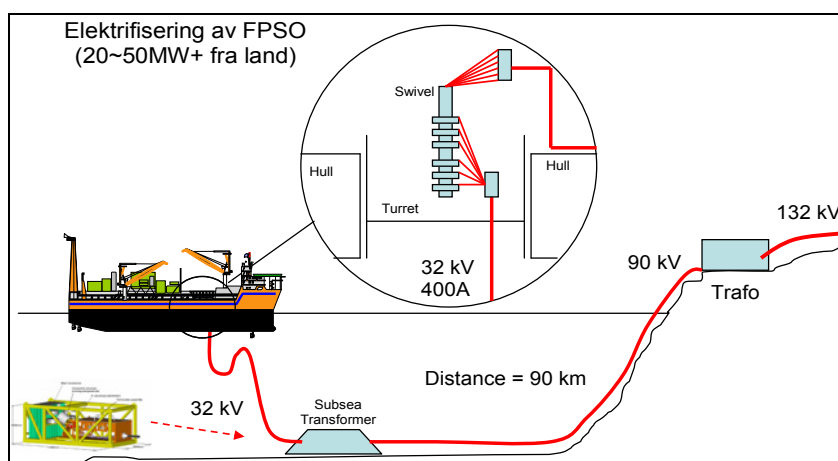
I tabellen er tiltakene rangert med 1 som best i kolonnen med beste mulige teknikker, BMT. Her er begrepet BMT brukt på en slik måte at det også inkluderer teknologier under utvikling. Ifølge Aker Kværner er BMT i denne sammenheng den forventede beste teknologien tidligst 3 - 5 år fram i tid. I løpet av 5 - 10 år kan dette være moden teknologi. Dette krever imidlertid et aktivt teknologiutviklingsprogram.

Tabell 13: Oversikt over aktuelle løsninger for overføring av kraft til FPSO'er

AC - alternativer	Teknologistatus	Fordeler	Ulemper	BMT
36 kV fra land direkte via 36 kV sviveltårn	Tilgjengelig	<ul style="list-style-type: none"> Ikke oljefylte trafoer på dekk. 36kV kan brukes direkte som høyspent fordelingsspenning. 	<ul style="list-style-type: none"> Høyt overføringstap 	3
66 til 132 kV fra land via transformator i turret og et 18-36 kV sviveltårn.	Alle komponenter er tilgjengelige. Ingen totalsystemer er bygget.	<ul style="list-style-type: none"> Lavt overføringstap 36kV kan brukes direkte som høyspent fordelingsspenning. 	<ul style="list-style-type: none"> Ekspljosjonssikkerhet med oljefylt transformator på turrettårn er ikke avklart. 	4
66-132 kV fra land via undervannstransformator på bunnen ved innretning og et 36 kV sviveltårn	Kvalifisering av undervannskomponent er pågående. Forventes kvalifisert som ledd i pågående programmer.	<ul style="list-style-type: none"> Lavt overføringstap Ikke oljefylte trafoer på dekk. 36kV kan brukes direkte som høyspent fordelingsspenning. 	<ul style="list-style-type: none"> Ukjent pålitelighet på undervannsenheter Vanskelig vedlikehold av undervannsenheter Høyere investeringskostnad 	1
60-100 kV fra land direkte til sviveltårn med samme spenning videre til trafoer på dekk.	Krever dedikert utvikling av sviveltknologi for 60-100 kV (leverandører indikerer at dette er mulig).	<ul style="list-style-type: none"> Lavt overføringstap Høyt effektpotensial (> 100 MW) 60 til 100 kV fordeling på fartøyet tilsvarende nyeste semi (Gjøa). 	<ul style="list-style-type: none"> Oljefylte transformatorer på dekk (eksplosjonsfare). Mulige problemer med mekanisk toleranse i svivel i forhold til turrettebevegelse. 	2

Tabell 13 viser at det er mulig å elektrifisere FPSO'er ved lave spenningsnivåer (36 kV), men at problemene ikke er løst for alle tenkelige kapasiteter og skipsstørrelser eller avstander fra land (overføringsavstand). Tabellen indikerer behov for teknologiutvikling i årene som kommer. Løsningen som vurderes som beste mulige teknologi (BMT)=1, er et overføringssystem med høyere spenningsnivåer i området 66 - 132 kV via en

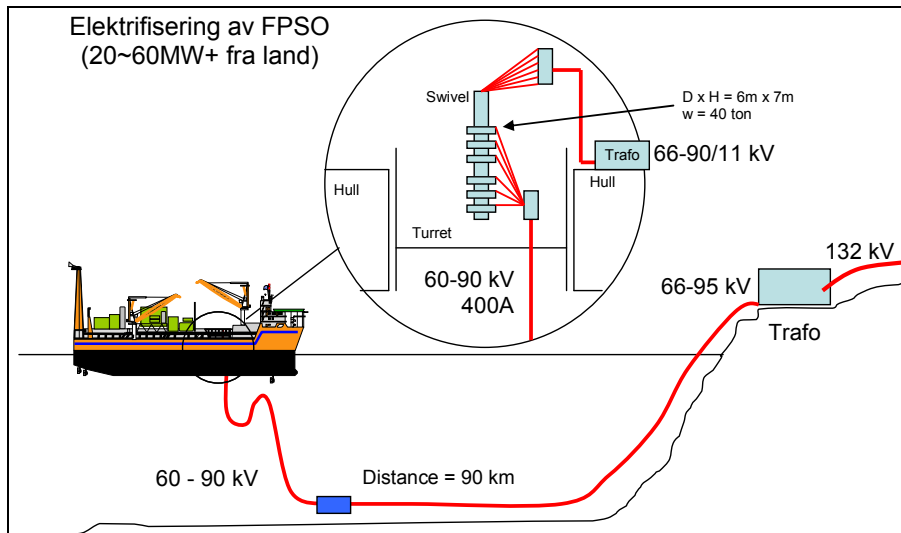
undervannstransformator og et sett med 36 kV sleperinger i et sviveltårn. En undervannstransformator transformerer spenningen fra høyspenning transmisjon til mellomspenning distribusjon som kan håndteres av sleperingsoverføringen. Med denne løsningen unngås store endringer i dreietårnet. Denne teknologien er ikke utviklet per i dag, men vil kunne understøttes av teknologiutviklingen knyttet til prosjektet Ormen Lange Trykkstøtte. Ormen Lange Trykkstøtte jobber med et teknologiprogram som blant annet innebærer overføring over 12 mil med om lag 110 kV spenning og undervanns krafttransformator med kapasitet på om lag 60 MW. Lykkes dette, vil både transformator og kompressor for eksport kunne settes på havbunnen og begrense behovet for overføring av større effekt opp på innretningen. Dette vil muliggjøre etterinstallering av 36 kV sleperingsett på enkelte av dagens eksisterende FPSO. En skisse av en slik løsning er gitt i Figur 17.



Figur 17: Overføring av kraft ved bruk av undervannstransformator

Denne løsningen er drevet frem av utvikling av høyspennings undervannsutstyr. Slik utvikling har pågått i mer enn ti år, men det er først i de seneste tre til fire årene at denne utviklingen har skutt fart. Ifølge Aker Kværner er en 20 MVA pilot-transformator nesten klar (Kilde: ABB). Undervannstransformatorer i størrelsesorden 20-70 MVA er forventet på markedet noen år fram i tid. Ulempen med denne løsningen er at man har liten driftserfaring med elektrisk utstyr plassert på havbunnen.

En annen mulig løsning er utvikling av sleperingsteknologi for høyere spenningsnivåer i området 60 - 100 kV fra land direkte til sviveltårn med tilsvarende spenningsnivå. Transformatoren må da plasseres på selve skipet. Figur 18 viser en prinsippskisse for dette.



Figur 18: Overføring av kraft med transformator på skipet

Løsningen i Figur 18 er i vurdert som BMT = 2. Løsningen krever videreutvikling av dreietårnet med slepinger dimensjonert for 90 - 100kV. Fordelen med denne løsningen er at man oppnår svært lavt overføringstap (dvs. lave driftskostnader) og en unngår å sette utstyr på havbunnen.

10.3 Sentralisert kraftproduksjon med CO₂-fangst til havs

10.3.1 Sentralisert kraftproduksjon på sokkelen

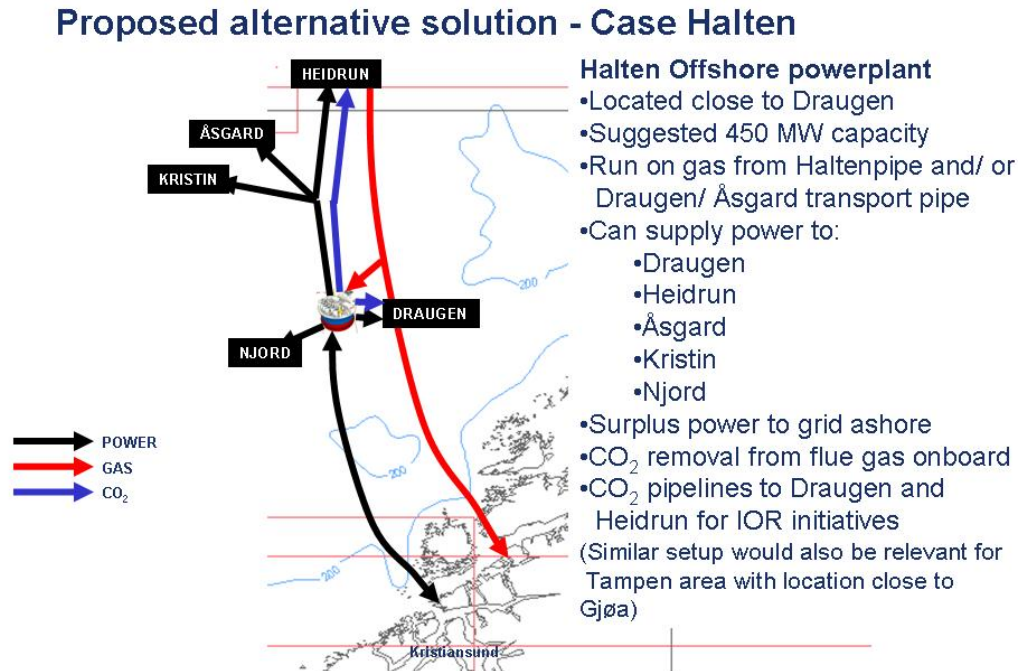
Et alternativ til kraftforsyning fra land kan være etablering av sentraliserte gasskraftverk med CO₂-fangstanlegg plassert på bunnfaste innretninger eller på flytende ikke-vinddreieende innretninger. Det kan også bygges nye sentraliserte kraftproduksjonsinnretninger med og uten petroleumsproduksjon og som i tillegg er utstyrt med fangstanlegg. Når CO₂-fangstanlegg er kvalifisert kan slike løsninger teknisk sett være et alternativ til kraft fra land.

Det er fremmet en rekke argumenter om at sentralisert kraftproduksjon med CO₂-fangst på sokkelen vil kunne ha flere fordeler sammenlignet med å få kraft fra land. Noen slike argumenter er blant annet at:

- Kraften produseres i nærheten av der den skal brukes, og med nærhet til reservoarer for deponering av CO₂ og for eventuelle EOR-formål
- Transmisjonstapet ved kraftoverføring er lavere. Kraftverket på land vil måtte produsere mer kraft for å kunne levere samme mengde energi til havs
- Overskuddskraft fra sentraliserte kraftproduksjonsenheter kan, dersom anlegget kobles opp mot land bidra til å redusere flaskehalsen i kraftforsyningen på land
- Dersom anlegget ikke kobles mot kraftnettet på land vil kostnader knyttet til sjøkabler og mottaks-/ omformer- og distribusjonsinnretninger bli lavere

Sentralisert kraftproduksjon på faste innretninger vil være begrenset til grunnere farvann, mens flytende ikke-vinddreieende innretninger gjør sentralisert kraftforsyning mulig for større havdyp. Denne løsningen er nærmere beskrevet i vedlegg 6.

En sentralisert kraftproduksjonsinnretning kan eksempelvis plasseres i området ved Draugenfeltet på Haltenbanken. Figur 19 viser en sentralisert ikke-vinddriende kraftproduksjonsinnretning som leverer kraft til feltene Draugen, Njord, Heidrun, Åsgard og Kristin.



Figur 19: Sentralisert kraftproduksjonsinnretning på Haltenbanken

10.3.2 Gasskraftverk til havs med CO₂-fangst

Teknologier for CO₂-fangst er beskrevet i [12]. I vedlegg 6 er det gitt to beskrivelser knyttet til CO₂-fangstanlegg til havs. I eksempel 1 presenterer Aker Kværner CO₂-fangst til havs på en fast innretning. I eksempel 2 presenterer Sevan Marine et flytende gasskraftverk med CO₂-fangstanlegg. I begge eksemplene anvendes aminbasert etterforbrenningsteknologi. Begge eksemplene illustrerer at gasskraftverk med CO₂-fangst til havs ut fra en vurdering av vekt- og plasshensyn, er mest realiserbart på en dedikert sentralisert kraftforsyningsinnretning uten petroleumsproduksjon. Dette er også mulig for nye produksjonsinnretninger (faste og flytende). CO₂-fangst kan også gjennomføres på eksisterende innretninger, men da må fangstanlegget skaleres ned til en størrelse som er tilpasset de spesifikke plass- og vekthensyn på innretningen. En slik nedskalert løsning er imidlertid ikke kostnadsberegnet, men kan antas å være dyrere per tonn CO₂ enn for et større anlegg, for eksempel for en ny produksjonsinnretning med CO₂-fangstanlegg. Fangstkostnadene bør ikke vurderes isolert, da det er de samlede kostnadene for kraftproduksjon og fangst som er viktig.

10.4 Kraftsamkjøring til havs

Operatørene på norsk sokkel gjennomfører studier med hensyn til kraftsamkjøring internt mellom innretninger og mellom felt. Kraftsamkjøring er gjennomført mellom enkelte innretninger, men har vist seg ikke alltid å være den beste løsningen. Forhold som påvirker realisering av samordnet kraftforsyning er blant annet:

- Hvorvidt samordnet kraftforsyning er planlagt og/eller tilrettelagt fra innretningene var nye, slik at det på et senere tidspunkt er mulig å utnytte ledig overskuddskraft
- Ulike frekvenser (dvs. 50 og 60 Hz kraftforsyning) på innretningene
- Levetiden til innretningene matcher ikke i tid
- Kostnadsnivå
- Kommersielle forhold og prioriteringer ved bortfall av kraft

Ved å samkjøre to eller flere innretninger vil kabelforbindelsen som legges kunne inngå som en forløper til en mer omfattende elektrifisering av eksisterende innretninger.

Hvor stort potensialet er for denne typen samkjøring på norsk sokkel, er ikke utredet. En kraftsamkjøring vil ikke nødvendigvis alltid gi utslippsreduksjoner. Utslippsreduksjoner vil avhenge av om hvor mye bedre en slik samkjøring kan utnytte de eksisterende kraftanleggene og hvilke tap i overføringskablene som må kompenseres ved økt kraftproduksjon.

Noen innretninger har installert 2 x 100 prosent kraftgeneratorer (en til drift og en til reserve). I perioder med økt kraftbehov, må også reservegeneratoren kjøres. Da forekommer det at begge generatorene kjøres med redusert virkningsgrad. Dette medfører økte utslipp av CO₂ per produsert energienhet. En gassturbindrevet generator som kjøres på 50 prosent ytelse vil forbrenne 70 prosent av gassforbruket i forhold til en enhet som går på full drift, dvs. at turbinene forbrenner mer gass pr energi produsert enn om maskinene ble kjørt på full ytelse. Samkjøring med andre innretninger og felt kan i en del tilfeller utnytte kraftsystemet mer optimalt.

Samkjøring gjør det mulig å stenge turbiner med lav virkningsgrad og høye utslipp til luft av CO₂ og NO_x. Dette kan bedre regulariteten i generatorene og reduserer gassforbruket samt frigjør plass og vektkapasitet til andre aktiviteter og tiltak. Samkjøring av kraft kan også gi positive effekter som lavere driftskostnader (mindre vedlikehold og mindre drivstoffutgifter, logistikk m.v.) og vil kunne gjøre det mulig å gjennomføre tiltak for økt oljeutvinning (EOR) og økt feltlevetid.

For å få til en samkjøring av kraftnettet på to eller flere innretninger, er det ønskelig at disse har samme frekvens i sine kraftnett (50 Hz eller 60 Hz). Men dette er ikke en absolutt betingelse. Ved å installere en roterende omformer i kontaktpunktet mellom nett med 50 Hz og med 60 Hz, er det mulig å overføre kraft mellom nettene. En likestrømsforsyning (DC) fra land vil kunne omformes både til 50 og til 60 Hz ved å benytte to vekselretterenheter (AC). Det er derfor fordelaktig å koble enheter med samme frekvens sammen i et samkjøringsnett. En sammenkobling og tilrettelegging for kraftsamkjøring av to eller flere innretninger vil være fordelaktig med tanke på sentralisert kraftforsyning i et område og kraftforsyning fra land på et senere tidspunkt.

Samkjøring av innretninger vil imidlertid medføre modifikasjoner på eksisterende innretninger. Det vil medføre et spenningsnivå på kabeloverføringene som er betydelig høyere

enn fordelingsnivået på dagens eksisterende innretninger. Derfor er det nødvendig å installere en transformator på hver innretning. Likeledes må hovedtavlen modifiseres, og det må finnes plass til nytt stigerør for kabel. Alt utstyret vil medføre problemer med plass og vekt som må løses i hvert enkelt tilfelle. En annen ulempe med samkjøring er at innretningene gjøres mer avhengige av hverandre. Dårlig regularitet på en innretning kan medføre problemer på en annen. Mulighetene for gjennomføring av kraftsamkjøring må derfor vurderes felt for felt og vil variere fra innretning til innretning.

Felt med en eller flere innretninger med stor kraftproduksjon, har flere steder på norsk sokkel kraftoverføring via kabel til en mindre innretning i nærheten uten generatorer. Dersom en ny innretning med generatorer kobles sammen med eksisterende innretninger, vil en samkjøring kunne gi mer tilgjengelig kraft og større kraftstabilitet for alle i samkjøringsnettverket.

Eksempler på eksisterende felt og mulige nye utbygginger der samkjøring kan vurderes:

- Ekofisk-/Eldfiskområdet
- Sleipnerområdet dersom utbygging av Gudrunfunnet
- Kvitebjørn med Valemon

Ved en oppgradering av Eldfiskområdet bør det være mulig å se på en samkjøring mot Ekofisk og eventuelt Valhall-feltet, der det legges kabel fra land. Gudrunfunnet vil, dersom det bygges ut med en fast eller flytende innretning, ligge under 50 km fra Sleipner A og Grane-innretningen. Valemon ligger om lag 10 km fra Kvitebjørn og kraftsamkjøring vil være aktuelt.

10.5 Samordning av elektrifisering med andre tiltak

Det er mange aktører med til dels ulike interesser som skal bli enige ved elektrifisering av sokkelen. I tillegg er det flere prosjekter som vil kunne dra nytte av slike tiltak. Dette gjelder blant annet kraftproduksjon til havs, hvor vind og flytende gasskraft til havs er aktuelle teknologier. I tillegg er det økende fokus på kraftutveksling med andre land. Disse perspektivene taler for å se slike prosjekter i sammenheng for å redusere de totale kostnadene og for å hindre at fremtidige utviklingsmuligheter utelukkes unødvendig.

Det foreligger ideer om undersjøisk sammenkobling av landene rundt Nordsjøen, kombinert med installering av betydelige mengder vindkraft til havs. Utvikling av undersjøiske kabelforbindelser mellom land har pågått i mange år, det er for eksempel mange års driftserfaring med kabler mellom Norge og Danmark (Skagerrak 1 - 3).

Det er en stor utfordring å koble kraftproduksjon på sokkelen til eksisterende eller planlagte sjøkabelforbindelser som er ment for krafttransmisjon mellom land. En hovedbarriere er spenningsnivået, da en undersjøisk transmisjonskabel vil ha et høyt spenningsnivå (400 - 500 kV) for å minimere overføringstapene. Investeringskostnadene øker med spenningsnivået og blir urealistiske i offshoresammenheng med dagens teknologi. Dessuten er omformer-teknologien i innmatingspunktene ikke nødvendigvis egnet for offshore kraftproduksjon og innmating underveis. En samordning av elektrifisering, kabler som knytter Norge sammen med andre land og kraftproduksjon til havs er derfor en utfordring, der det må gjøres valg og prioriteringer etter hvert som eventuelle prosjekter skrider frem. Det er ikke mulig å holde alle muligheter åpne og samtidig oppnå reell fremdrift.

10.6 Vindkraft til havs

10.6.1 Introduksjon

Både elektrifisering av innretninger med forsyning fra kraftnettet og kraftproduksjon til havs for levering til kraftnettet er avhengig av en kabelforbindelse til land. Vindkraft til havs vil kunne dra nytte av den forholdsvis lange restlevetiden til kablene etter hvert som olje- og gassproduksjonen fases ut (teknisk levetid for kabel kan være 50 - 70 år). Med et gjennombrudd for vindkraft til havs kan det vise seg mulig å levere store mengder energi til kraftnettet på land og uten større konsekvenser for klima og miljø.

Effekt- og energibehovet ved elektrifisering av områder på sokkelen er begrenset. Helelektrifisering vil kreve kabler med dimensjonerende effekt på maksimalt 650 MW, mens delelektrifisering krever kabler på opptil 300 MW (60 Hz i nordlige Nordsjø). Det er således ikke kapasitet til massiv innmating av vind til havs som en følge av slike kabler.

10.6.2 Ulike former for vindkraft til havs og teknologisk status

Vindkraft til havs kan grovt sett deles i to, der havdybde og muligheter for integrering i det øvrige energisystemet er kriteriene. En slik todeling er nyttig for å klargjøre skillene mellom flytende og fastfundamenterte vindturbiner. Begrepet vindkraft til havs benyttes om alle vindturbiner som står i vannet langs kysten, fra under en meter dyp til det dypeste som er bygd til dags dato (Beatrice utenfor Skottland på 45 m). Fast fundamenterte vindturbiner til havs er utbredt i deler av Europa (Tyskland, Nederland, Danmark, Storbritannia) og vurderes som forholdsvis kjent teknologi som rapporterer produksjonskostnader for elektrisk kraft i gunstige tilfeller på under 60 øre/kWh. Enova [14, s. 34] refererer til en rapport fra Ernst and Young som estimerer ny bunnfast vindkraft på grunt vann med brukstid på om lag 3000 timer til 95 - 119 øre/kWh. Estimerer for produksjonskostnader for flytende vindkraft er beheftet med langt større usikkerhet. IEA [4] anslår at kostnaden for dypvannsturbiner er 52 øre/kWh¹² i dag og vil kunne være 33 - 39 øre/kWh innen 2015. SINTEF Energiforskning anslår 30 - 80 øre/kWh rundt 2020.¹³

Vindkraftprosjekter har opplevd økende kostnader i senere tid. Dette skyldes i hovedsak at etterspørselen er svært høy, samtidig som noen viktige innsatsfaktorer (som stål) har økt betraktelig i pris.

Det er stor usikkerhet knyttet til tekniske løsninger og framtidige kostnader for flytende vindkraft på store havdyp, da det foreløpig ikke er bygd fullskala flytende vindturbiner.

Den andre dimensjonen er grad av integrering i energisystemet. Den anleggstypen som allerede finnes i noen skala er uavhengige vindparker til havs med egen tilknytning til kraftsystemet på land. Et alternativt første utviklingstrinn i Norge vil kunne være vindturbiner som forsyner innretninger i samspill med eksisterende gassturbiner. Gassturbinenes reguleringsmulighet er velegnet for samspill med vindkraft og gjør en slik kombinasjon gunstig mht. forsyningssikkerhet. Et slikt system trenger ikke være knyttet til kraftnettet på land, og vil altså ikke kreve investering i kabelforbindelse og tiltak i kraftnettet på land.

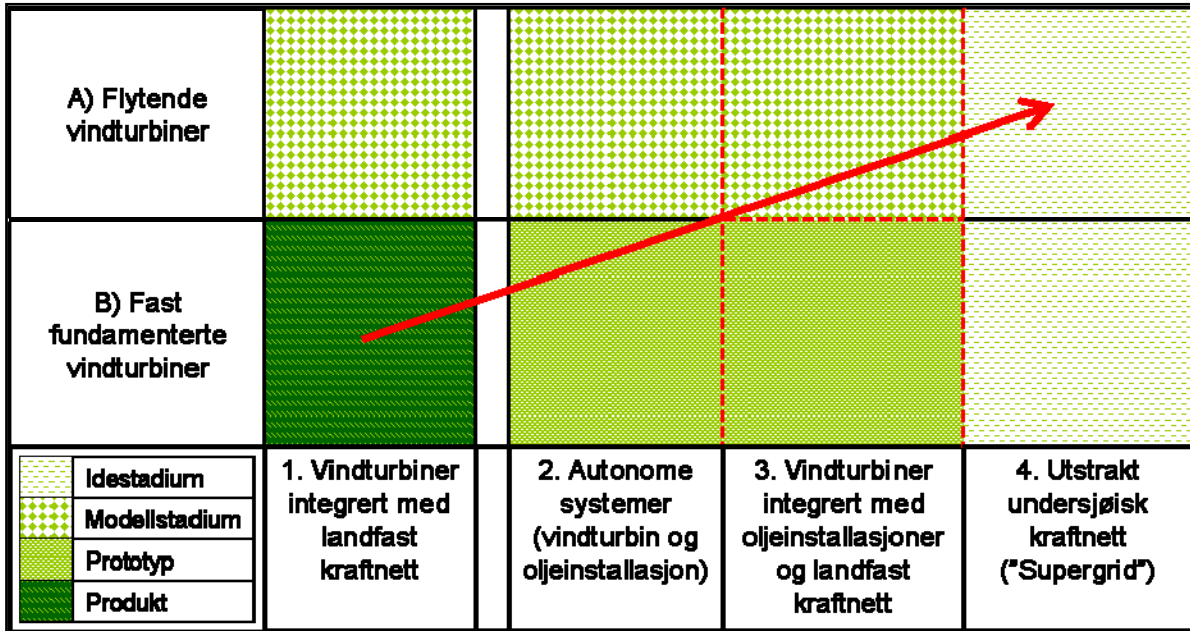
Neste trinn i utviklingen kan være integrering av kraftproduksjonen og innretningene mot kraftnettet på land. Dette vil gjøre det mulig å transportere overskuddsproduksjon til land, og

¹² 0,08 USD/kWh, benytter 6,5 NOK/USD som er gjennomsnittskurs for 2006 (utgivelsesår for publikasjonen)

¹³ Bladet Energi, 9/2007

å hente ut svingproduksjon gjennom nettet når det ikke er tilstrekkelig vind. Et fjerde og siste nivå kan være en mer langsiktig visjon om et utstrakt undersjøisk kraftnett som knytter Europa tettere sammen, og der vind til havs er en betydelig del av grunnlasten (såkalt "Supergrid").

Diskusjonen ovenfor er illustrert i Figur 20, hvor grad av teknologisk modenhet er markert med fargesjattering. Fylt farge betyr moden teknologi (produkt).



Figur 20: Modenhet av vindmølleteknologi (Kilde: NVE)

Den røde pilen indikerer et mulig utviklingsløp fra dagens situasjon og til visjonen om "supergrid" Elektrifisering av sokkelen med tilhørende tilkobling av vindkraft kan plasseres i kolonne to eller tre. Figur 20 viser flere måter å inkludere vindturbiner med elektrifisering, og løsninger for sørlige Nordsjø er drøftet i 10.6.3 for å illustrere mulighetene og utfordringene ved en slik samordning.

10.6.3 Fast fundamenterte vindturbiner i sørlige Nordsjø

Den mest sannsynlige muligheten for å knytte vindturbiner til norske innretninger på kort sikt, vil være fast fundamenterte vindturbiner nær oljefeltene i sørlige Nordsjø hvor havdybden er 60 - 90 meter. Slike turbiner er i dag installert på inntil 45 meters dyp, men vurderes å være mulig å installere på i alle fall 60 meters dyp [14, s. 32]. Bortsett fra fundamentet, vil vindturbinen kunne være lik dagens fast fundamenterte vindturbiner, som det er god kjennskap til mht. kostnader og teknologiske muligheter.

Storskala vindkraft kombinert med erstatning av gassturbiner (Alt. B3 i Figur 20)

Storskala vindkraft kombinert med elektrifisering av sokkelen vurderes som teknisk gjennomførbart. Et slikt perspektiv inkluderer oppkopling av vindturbiner både mot innretningene i sørlig Nordsjø og likestrømskabel (HVDC) mot land. De totale investeringene blir høye, men de systemtekniske forholdene forenkles ved tilknytning til land. Det er mulig å operere med mer begrensede spennings- og frekvensvariasjoner, og det er utvekslingsmulighet for kraft som gir fleksibilitet.

Dersom en vindparkutbygging for elektrifisering av sørlige Nordsjø skal få betydning for kraftoppdekking på land, og for å oppnå skalafordeler ved installasjon av vindturbiner og tilhørende utstyr, er det nødvendig med en relativt stor vindpark.

Likestrømskabler opp til om lag 300 MW vil bare innebære en begrenset kostnadsøkning, slik at det med én kabel er mulig å dimensjonere for totalt om lag 400 MW vindkraft. Et slikt prosjekt vil ved antatt brukstid på 4000 timer per år kunne forsyne kraftsystemet på land med 1,2 TWh, om lag en tredel av produksjonskapasiteten til gasskraftverket på Kårstø. For større effekter kan to kabler, vekselrettere og likestrømsutrusting parallellkobles. Da øker kostnadene knyttet til kraftoverføring betydelig, og samordningsgevinsten med elektrifisering av innretningene blir mindre dominerende.

Innfasing av vindkraft i samspill med gassturbinene på innretningene (Alt. B2 i Figur 20)

Et slikt alternativ virker intuitivt gjennomførbart, men ved nærmere vurdering reises det en rekke spørsmål:

- Det vil fortsatt måtte kjøres generatorer på innretningene, også av hensyn til nettstivhet, og det må påregnes lavere virkningsgrad for generatorproduksjonen enn i dag, noe som begrenser CO₂-gevinsten
- Forutsetningen om å fjerne aggregater for å frigjøre plass til inntaksstasjon på innretningene kan ikke tilfredsstilles, og det må finnes areal og vektreserve til inntaksstasjonen
- Ved oppstart av store motorer kreves det fortsatt flere lokale generatorer i drift. Ved tomgangsdriфт av vekselstrøm kabelnett vil det være et relativt stort overskudd av reaktiv effekt som uten transmisjon til land vil måtte håndteres til havs
- Det er naturlig å tenke seg en park av vindmøller sammenkoblet i et knutepunkt som forsyner innretninger med kraft. Av hensyn til nødvendig spenningsnivå for transport av kraft over noe avstand, vil det bli nødvendig med opp- og nedtransformering, og dermed flere mindre bæreinnetninger eller undervanns krafttransformering i knutepunkter, noe som vil trekke kostnadene opp betydelig

For å unngå behovet for transformering av kraften fra vindmøllene, kan også vindmøller vurderes i samspill med gassturbiner på en enkelt innretning. Utfordringene blir de samme som ved en løsning for hele sørlige Nordsjø. Vindparken vil måtte lokaliseres et stykke unna innretningen pga sikkerhet, tilkomst for fartøyer, eksisterende rør etc. Installert effekt begrenses betydelig dersom en skal unngå opp- og nedtransformering. Innretningene blir enda mer sårbare for redusert virkningsgrad på eksisterende gassturbiner, som må drives i samspill med vindturbinene.

10.6.4 Status og utviklingspotensial for flytende vindturbiner

I Norge arbeides det med minst to konsepter for flytende vindkraft.

Hywind: En mindre modell av konseptet er prøvd i havlaboratoriet ved SINTEF Marintek. Et demoanlegg er gitt konsesjon (3 MW), men avventer endelig investeringsbeslutning.

Sway jobber med et pilotprosjekt som omfatter en 5 MW flytende vindturbin som er planlagt installert tidligst i 2010.

Det gjenstår en del teknologiske utfordringer som må løses for flytende vindkraft. Utfordringene er blant annet:

- Kabeltilslutning. Flytende vindturbiner vil kreve en kabel som kan bevege seg, og samtidig tåle sin egenvekt hengende fra vindturbinen
- Konstruksjonens dynamiske og statiske robusthet for ekstreme påkjenninger som vær og vind, og korrosjon i samspill med mekanisk utmatting

Det gjenstår en del utvikling før flytende vindturbiner på sokkelen kan vurderes som kommersielt tilgjengelig teknologi. Dette innebærer at utviklingen vil kreve tålmodig innsats og økonomisk satsing, men også at det er et potensial for kostnadsreduksjoner og forbedringer i forhold til dagens bilde. Før fullskala flytende vindkraft er installert, er det vanskelig å estimere produksjonskostnader. Kostnadene vil trolig synke etter hvert som det installeres mer kapasitet. Samtidig kan det skje at vindkraft til havs ikke blir tatt i bruk, selv i et langt perspektiv, som følge av manglende lønnsomhet og/eller manglende satsing på teknologiutvikling.

Ved elektrifisering av sokkelen fra land er betydelige deler av investeringskostnaden knyttet til produksjon og legging av elektrisk transmisjonskabel. Grovt sett utgjør dette 50 prosent av de totale investeringene (inkludert transformatorer og omformere, men eksklusiv eventuelle nettførsterkninger på land). For flytende vindkraft er det usikkert hva kostnadene blir, men med erfaringer fra fast fundamenterte vindturbiner er det mulig å anta at en andel på 15 - 40 prosent av de totale investeringene tilfaller transmisjonskabel, avhengig av avstand fra land. Det er derfor betydelige andeler fellesinvestering for flytende vindkraft og elektrifisering av sokkelen. På den andre siden kan investeringen optimaliseres ved å plassere et separat anlegg for vindkraft nærmere land.

Det er krevende å prøve å verdsette en opsjon om mulig etablering av vindkraft til havs. De første etableringene av vindkraft til havs vil trolig ikke finne sted uten offentlig støtte. Etablering av transmisjonskabler som senere kan benyttes for kraftproduksjon til havs med levering til land vil kunne være ett bidrag som en del av en større satsning på kraftproduksjon til havs. Det er imidlertid viktig å huske at kapasiteten i kablene som vurderes for elektrifisering er begrenset, med en størrelse som er mer tilpasset mindre vindparker (en tidlig utviklingsfase) enn storskala kraftproduksjon på sokkelen. Fra kraftbransjen har det blitt antydnet at vindparker må ha en størrelse på over 200 MW for å kunne bygges ut kostnads-effektivt og bli lønnsomme.¹⁴

¹⁴ Produksjonsdirektør i Lyse Arne Aamodt til Haugesunds Avis, 28.4.2007

REFERANSER

Ref.	Aktør	Tittel	Rev. dato
[1]	FNs klimapanel	4. hovedrapport (hppt://www.ipcc.ch/)	2007
[2]	SFT	Tiltaksanalyse for NO _x (SFT TA2155/2006)	2006
[3]	OD	Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel 2007	2007
[4]	IEA	Energy Technology Perspectives 2006	2006
[5]	Unitech	Elektrifisering av Norsk sokkel - Transmisjonssystem fra land og distribusjon til plattformer, Rev. 02	29.11.2007
[6]	Statnett	Notat: Kraft fra land 2007 - Elektrifisering av installasjoner i Nordsjøen/Norskehavet - Behov for nettførsterkninger på land	12.11.2007
[7]	Global Maritime	Elektrifisering av norsk sokkel - Rigg konsept GM-825-002-R01, Rev. 2	23.11.2007
[8]	Novatech	Kostnadsestimater for ombygging av kraftløsning for eksisterende innretninger offshore	5.11.2007
[9]	Eurelectric	Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2030)	Des. 2006
[10]	ECON Pöyry	Electrification still on the Agenda	2007
[11]	Preventor	Kraft fra land til petroleumsvirksomheten Overordnet vurdering av sikkerhet og arbeidsmiljø	15.11.2007
[12]	NVE	CO ₂ -håndtering på Kårstø (Rapport 13-2006)	2006
[13]	SSB	Kraftpris og CO ₂ -utslipp fram mot 2020, Notat 01 2008	2008
[14]	Enova	Potensialstudie av havenergi i Norge Utført av Sweco Grøner (Rapport 154650-2007.1)	23.10.2007
[15]	Gassnova, Gassco, NVE og OD	Beslutningsgrunnlag knyttet til transport og deponering av CO ₂ fra Kårstø og Mongstad	Sep. 2007
[16]	NVE/OD	Kraftforsyning fra land til sokkelen - Muligheter, kostnader og miljøvirkninger	Nov. 2002
[17]	ECON Pöyry	Energieffektivitet på forbrukssiden	2007
[18]	Finansdepartementet	Veileder i samfunnsøkonomiske analyser	2005
[19]	Aker Kværner E&T	Elektrifisering og kraftsamkjøring	Des. 2007
[20]	Aker Kværner E&T	Gasskraftverk til havs med CO ₂ -fangst	Des. 2007
[21]	Sevan Marine/Sintef	Presentasjon av Sevan EPOS	Nov. 2007

FORKORTELSER OG DEFINISJONER

Forkortelse	Forklaring
AC	Vekselstrøm
AKET	Aker Kværner Engineering & Technology
BMT	Beste Mulige Teknikker
CDM	Den grønne utviklingsmekanismen (Clean Development Mechanism)
DC	Likestrøm
EU ETS	EUs kvotehandlingssystem (European Union Emission Trading System)
FPSO	Floating Production, Storage and Offshore loading
HMS	Helse, Miljø, Sikkerhet
HVDC	Høyspenning likestrøm (High Voltage Direct Current)
JI	Felles gjennomføring (Joint Implementation)
MD	Miljøverndepartementet
MNOK	Mill. norske kroner
MVA	Mega Volt Ampere
NO _x	Nitrogenoksider
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
OD	Oljedirektoratet
OED	Olje- og energidepartementet
OLF	Oljeindustriens Landsforening
PTIL	Petroleumstilsynet
PUD	Plan for Utbygging og Drift
RPM	Omdreiningar per minutt (Revolutions Per Minute)
SCR	Selektiv katalytisk reduksjon (Selective Catalytic Reduction)
Smoe	Standard kubikkmeter oljeekvivalenter
SFT	Statens Forurensingstilsyn
SSB	Statistisk Sentralbyrå
STEM	Statens Energimyndighet (Sverige)
V&M	Vedlikehold og Modifikasjoner

VEDLEGG

Vedlegg 1: Mandat og avgrensning

Vedlegg 2: Tidligere utredninger

Vedlegg 3: Utslippsprognoser for områder på sokkelen

Vedlegg 4: Eksisterende kraftsystem og kraftmarked

Vedlegg 5: HMS ved elektrifisering av innretninger offshore

Vedlegg 6: CO₂-fangstanlegg til havs

Vedlegg 1: Mandat og avgrensning

Norges Vassdrags- og energidirektorat, Petroleumstilsynet, Oljedirektoratet og Statens forurensningstilsyn fikk juni 2007 følgende mandat av Olje- og energidepartementet:

Oppdatert studie av kraft fra land

Olje- og energidepartementet i samråd med Arbeids- og inkluderingsdepartementet og Miljøverndepartementet, viser til St.meld.nr.34 (2006 - 2007) Norsk klimapolitikk. I meldingen viser regjeringen til at Statens forurensningstilsyn i sin tiltaksanalyse har

”anslått det tekniske potensialet for utslippsreduksjoner i petroleumssektoren i 2020 til 4,6 mill. tonn CO₂-ekvivalenter. CO₂-avgiften og kvotesystemet er de viktigste eksisterende virkemidlene i petroleumssektoren. I tillegg har myndighetene benyttet petroleumsløven til blant annet å begrense utslippene gjennom det generelle forbudet mot faking. Regjeringen vil arbeide for en fortsatt økning i ressursutnyttelsen på norsk kontinentalsokkel, blant annet gjennom økt utvinningsgrad, tilleggsutbygginger og nye prosjekter. Regjeringen vil fortsette arbeidet for elektrifisering av norsk sokkel. Det skal skje gjennom teknologiutvikling og bruk av generelle virkemidler.”

Videre heter det at:

”Oljedirektoratet, Norges vassdrags- og energidirektorat og Statens forurensningstilsyn vil komme med en oppdatert analyse av spørsmålet om kraft fra land til petroleumsvirksomheten innen 31.12.2007.”

Spørsmålet om tilknytning av eksisterende og nye petroleumsanlegg på sokkelen til kraftforsyningen på land skal vurderes opp mot muligheter, kostnader og miljøvirkninger. Vurderinger av tekniske forhold ved petroleumsanleggene, virkninger for kraftbalanse og -system regionalt og nasjonalt, samt HMS-relaterte forhold skal inngå.

Oljedirektoratet bes initiere og forestå koordineringen av arbeidet for å fremlegge en felles rapport fra de fire direktoratene. Vi ber om at eksterne aktører som forskningsmiljøer, industri og relevante frivillige organisasjoner gis anledning til å komme med innspill underveis i arbeidet. Direktoratene skal holde departementene orientert om det pågående arbeidet.

Vedlegg 2: Tidligere utredninger

OD/NVE 2002

I 2002 utarbeidet Oljedirektoratet og Norges vassdrags- og energidirektorat en rapport som vurderte muligheten for å erstatte turbiner og generatorer som produserer elektrisk kraft på innretningene i sørlige Nordsjø, Osebergområdet og Norskehavet med kraft fra land.¹⁵ Rapporten inneholdt en teknisk gjennomgang av mulighetene offshore samt en analyse av kraftmarkedet og mulighetene for å forsyne sokkelen med elektrisk kraft. OD/NVE 2002 er den siste rapporten hvor det er utført beregninger av nødvendige ombygginger for å elektrifisere sokkelen. Disse beregningene ble utført av Fabricom, og er basert på vekstestimer for bulk materiell og budsjettpriser for leverandører av hovedutstyr. Kostnadsestimatene hadde en nøyaktighet på +/- 30-40 prosent. Det ble forutsatt at det fantes tomteareal for anslåtte modifikasjoner, og at modifikasjonsarbeidene dermed skulle kunne utføres uten nedstenging av innretningene. Det ble imidlertid understreket at sistnevnte forutsetning var forbundet med en viss usikkerhet.

Med utgangspunkt i Fabricoms kostnadsestimer, tok OD/NVE (2002) for seg fire scenarier for kraftoppdekking; import, vannkraft, gasskraft og gasskraft med CO₂-håndtering. Studien inkluderte felt i produksjon, felt besluttet utbygget og funn som forventes å ha en godkjent utbyggingsplan i løpet av fire år (ressurskategori 1-4). I tillegg ble det beregnet tiltakskostnad for ressurskategori 5 og 7 der tilleggsressurser utvinnes. Rapporten konkluderte med tiltakskostnader fra 705 kr/tonn og til 10 416 kr/tonn uten ressurskategori 5 og 7, og fra 545 kr/tonn til 4 675 kr/tonn med ressurskategori 5 og 7 (2003-kroner). Det var vannkraftscenarioet som gav de laveste tiltakskostnadene, men sannsynligheten for at kraftoppdekkingen kunne skje med vannkraft ble imidlertid ansett som svært liten, og scenarioet ble derfor omtalt som urealistisk.

OLF 2003

OLF utgav i 2003 en rapport med oversikt over tiltakskostnader for kraft fra land basert på studier gjennomført av BP/ConocoPhillips, Norsk Hydro, Statoil og OD/NVE.¹⁶ Oversikten inneholdt tiltakskostnad beregnet for Troll, Tampen, Ormen Lange og sørlige Nordsjø med Ekofisk, Valhall, Ula og Gyda-feltene. Rapporten gav en oversikt over de ulike studienes tekniske konsept, potensielle CO₂-reduksjoner, samt en analyse av kraftmarkedet utført av ECON. Med utgangspunkt i at kraften fra land kom fra tilgjengelig vannkraft, fant OLF at tiltakskostnadene varierte fra 460 kr/tonn (sørlige Nordsjø) til 1 320 kr/tonn (Troll C) for elektrifisering (2002-kroner). De fant imidlertid at den beste modellen for å vurdere kraft fra land til sokkelen i et totalt miljøperspektiv var at kraften ble generert i et moderne konvensjonelt gasskraftverk. Dette til tross for at tiltakskostnad ble vesentlig høyere i dette tilfellet. OLF konkluderte med at bruk av alternativ kraft for å redusere utslippene av CO₂ var et dyrt alternativ som blant annet langt oversteg de kostnader som CO₂-avgiften for disse utslippene representerer. De fant at gevinsten ved kraft fra land hadde blitt redusert i løpet av de siste fire årene, som følge av en stadig forbedring av energieffektiviteten i produksjon og transport av olje og gass, samt en tilsvarende forbedring i virkningsgradene i kraftforsyningen på sokkelen. En annen viktig årsak til økte tiltakskostnader var at restlevetiden for mange felt var blitt redusert. Dessuten forsterker kraft fra land underforsyningen av kraftbalansen i Norge.

¹⁵ OD/NVE 2002 "Kraftforsyning fra land til sokkelen" http://www.nve.no/FileArchive/85/kraft_til_sokkelen.pdf

¹⁶ OLF 2003 "Elkraft fra land til norsk sokkel"

OLF 2007

I 2007 gjennomførte OLF en ny studie som omfattet elektrifisering av sokkelen basert på oppdaterte forutsetninger for elektrifisering.¹⁷ I rapporten er det valgt et regneeksempel med utgangspunkt i Osebergfeltet som i dag er i drift. Rapporten konkluderte med tiltakskost på 1 610 kr/tonn (2007-kroner), altså betydelig høyere enn for fire år siden. Årsaken til denne økningen var i følge OLF at tallene den gang trolig ble betydelig påvirket i positiv retning av felt som i mellomtiden er besluttet elektrifisert, og at økonomien i ”gjenværende” felt er tilsvarende svakere. I tillegg påvirker det eksempelet at kraftbruk og CO₂-utslipp avtar markant etter 2020, noe som gir færre år og mindre produksjon å avskrive kostnadene mot. Rapporten påpeker at en vurdering bør være nyansert, og ta hensyn til de store variasjonene i forutsetningene mellom ulike felt og innretninger på sokkelen. Studien framhever at tiltakskostnader bare er ett av flere elementer som må vurderes nøye dersom det skal tas beslutninger om elektrifisering i stor skala på sokkelen.

SFT 2007

I 2007 utgav SFT rapporten ”Reduksjon av klimagasser i Norge: en tiltaksanalyse for 2020[2]. Rapporten beskrev tekniske tiltak for å redusere eksisterende utslipp av klimagasser fram til 2020. Ett av klimatiltakene som ble beskrevet i rapporten var elektrifisering av sokkelen, og det ble betegnet som et tiltak med middels til lav gjennomførbarhet. I analysen ble det forutsatt at det ville være kraft tilgjengelig gjennom etablering av ny kraftproduksjon. Kostnadsestimatene ble gjort i forhold til samlet utslippsreduksjon fra tiltaket over en tiårsperiode. Årlige merkostnader ble beregnet på bakgrunn av merkostnader til investeringer og årlige besparelser og merutgifter som følge av iverksetting av tiltaket.

I analysen så SFT på to alternativer av elektrifisering. Det ene alternativet omfattet elektrifisering av felt som Troll B/C, Ekofisk, sørlige Nordsjø og Oseberg. Felles for disse feltene er at de enten har en kortere vei til kraftforsyning og /eller representere betydelige utslipp i perioden 2010 til 2020 fra innretningene som er lokalisert på eller rundt disse feltene. SFT fant at tiltakskostnadene for disse feltene varierte fra under 600 kr/tonn og over 1 000 kr/tonn per tonn redusert, og tiltaket ble vurdert til å ha en middels gjennomførbarhet.

Det andre tiltaksalternativet omfattet felt som har en relativt kort levetid og synkende utslipp mot 2020, samt felt som ligger lenger unna mulig kraftforsyning. Dette er felt som Balder, Ormen Lange og felt i Tampenområdet og Norskehavet. Tiltakskostnadene for disse feltene varierte fra over 600 til 1 000 kr per tonn redusert CO₂ ifølge SFT, og tiltaket ble vurdert til å ha lav gjennomførbarhet.

SFT konkluderte med at dersom begge tiltakene ble gjennomført fullt ut, ville det kunne gi en utslippsreduksjon på 2,6 mill. tonn CO₂-ekvivalenter i 2020.

Bellona 2007

Miljøstiftelsen Bellona publiserte våren 2007 en analyse av elektrifisering av sokkelen, som var basert på tallmateriale fra NVE/OD 2002.¹⁸ Bellona gikk gjennom tallmaterialet og gjorde en del oppdateringer og skjønsmessige endringer. Bellona fant da at det er langt billigere å elektrifisere områder som Oseberg og Sørlige Nordsjø enn det NVE/OD beregnet i 2002. Mye er endret siden da, og Bellona mener at de økonomiske forutsetningene man ville brukt i dag er vesentlig forskjellige fra hva man antok i 2002. I følge Bellona kan tiltakskostnadene reduseres betraktelig ved å legge inn flere ressurskategorier, redusere den gjennomsnittlige virkningsgraden, øke strømkostnaden og gassprisen, redusere diskonteringsrenten, øke NO_x-

¹⁷ OLF 2007 ”Alternativ kraft til norsk sokkel”

¹⁸ Bellona 2007 ”Elektrifisering av sokkelen” http://www.bellona.no/filearchive/fil_Elektrifisering060107.pdf

avgiften, redusere oppstartingsperioden og endre noe på investerings- og driftskostnadene. De mener samtidig at behovet for reduksjon av Norges NO_x- og CO₂-utslipp er økt betraktelig.

Zero 2007

I likhet med Bellona har også Zero (2007) utgitt en rapport om elektrifisering av norsk sokkel.¹⁹ I rapporten beskriver Zero hvordan Norge kan gjennomføre betydelige utslippsreduksjoner i olje- og gassvirksomheten på sokkelen gjennom å erstatte gassturbiner med innlagt strøm fra land. Zero konkluderte med at en slik endring har mange positive følger som blant annet høyere regularitet, lavere driftskostnader, lenger levetid, bedre utvinning, økt sikkerhet og bedre arbeidsmiljø. I følge Zero vil elektrifisering også frigjøre store mengder gass som vil gi et vesentlig nettobidrag til ren ny kraftproduksjon dersom gassen blir brukt i gasskraftverk med CO₂-håndtering og betydelig høyere virkningsgrad.

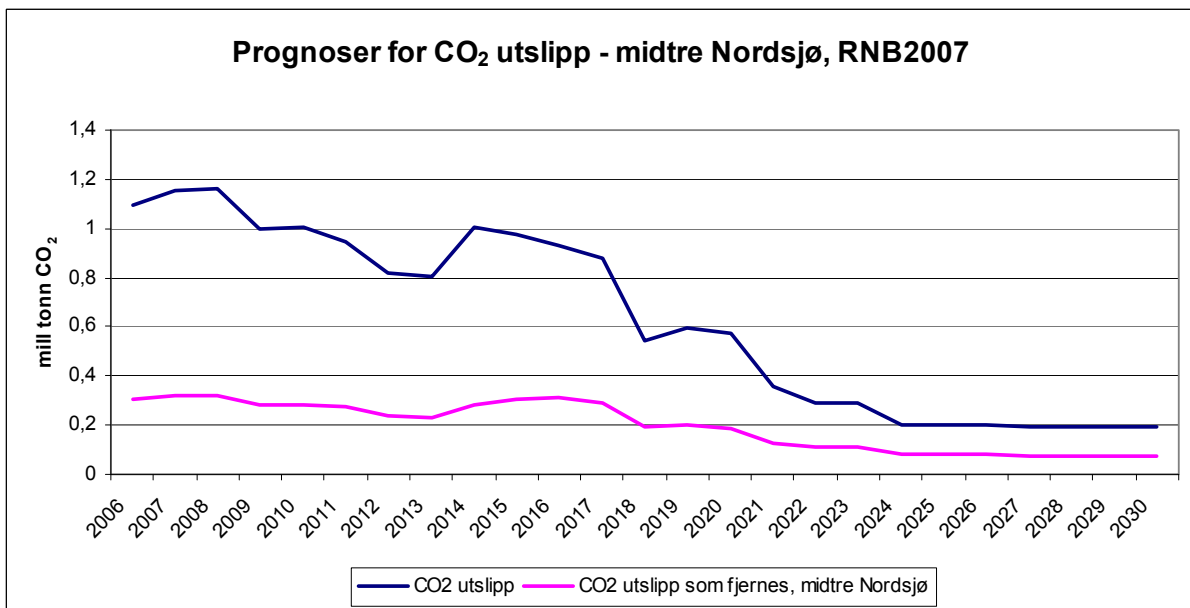
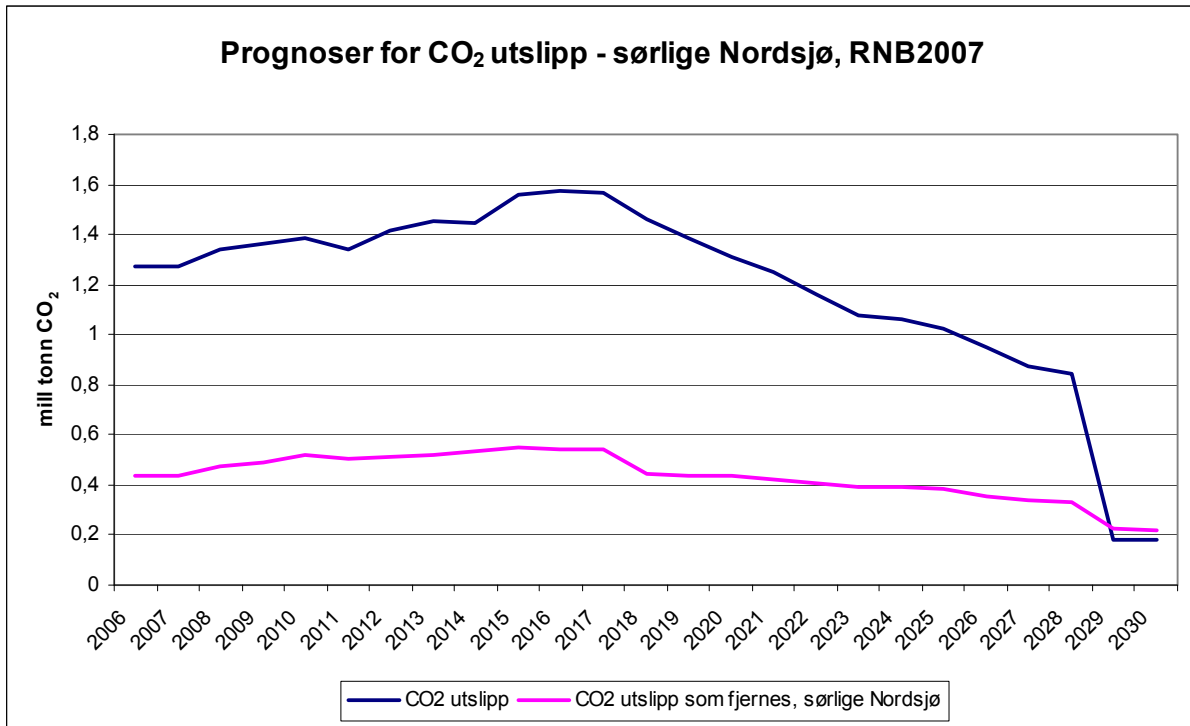
ECON 2007

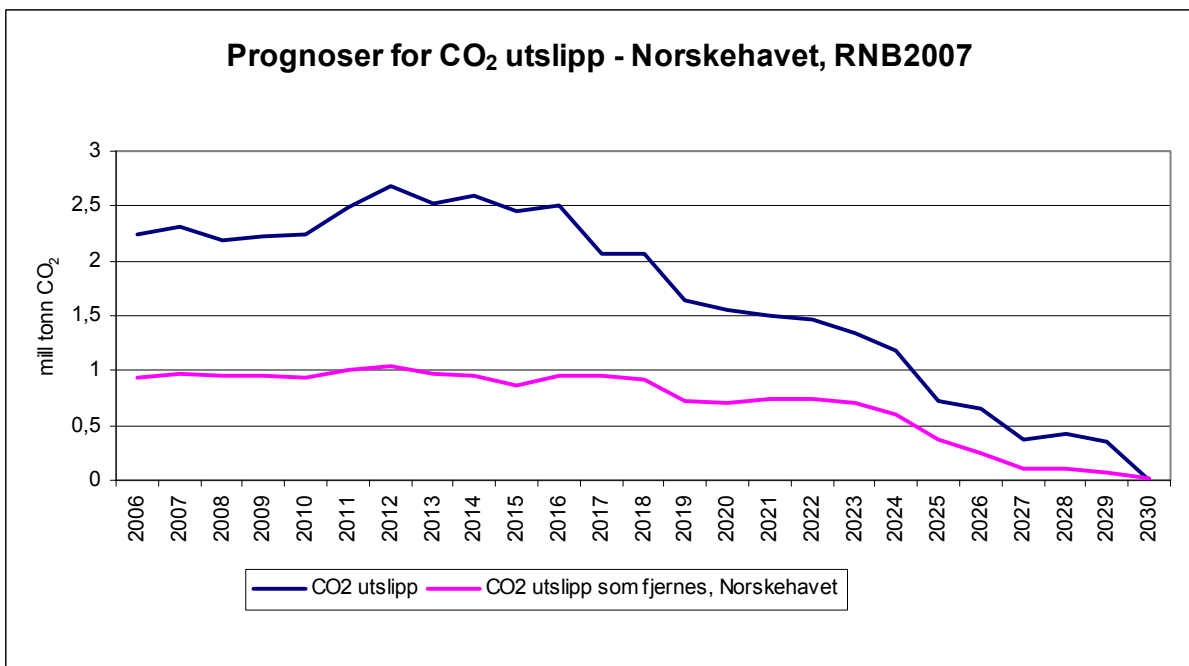
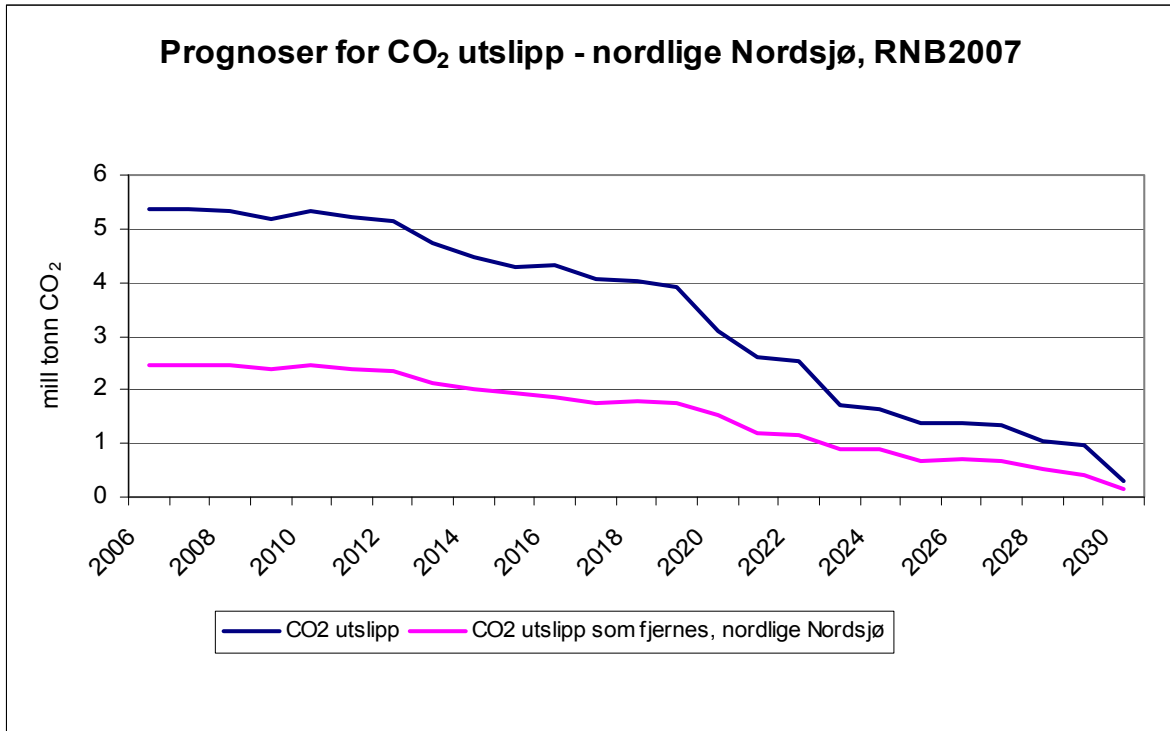
Econ Pöyry publiserte i 2007 "Electrification still on the Agenda" hvor de analyserer effektene av å elektrifisere norsk sokkel²⁰. Econ tok utgangspunkt i tall hentet fra NVE/OD 2002, og fant at elektrifisering er et generelt dyrt tiltak for å redusere CO₂-utslipp. Dette til tross for at forutsetningene som legges til grunn i deres analyse, er relativt optimistiske ifølge forfatterne. Noe som særskilt påpekes i denne analysen, er den store variasjonen i kostnader mellom ulike felt. De mener derfor at enkelte felt kan være økonomisk gjennomførbare, og at det største potensialet finnes i nordlige Nordsjø og Norskehavet.

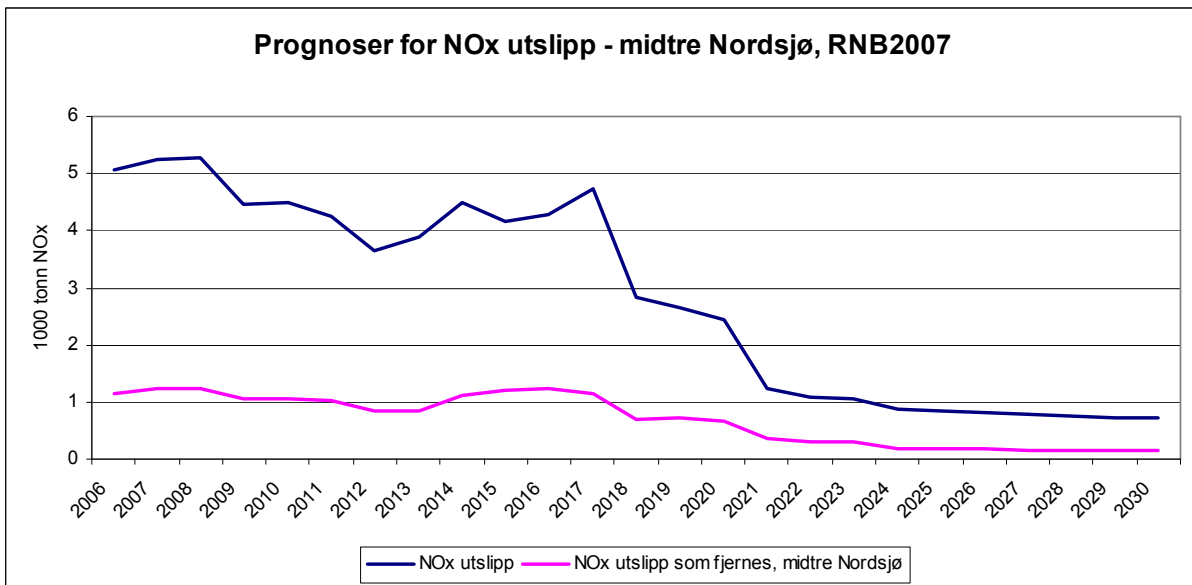
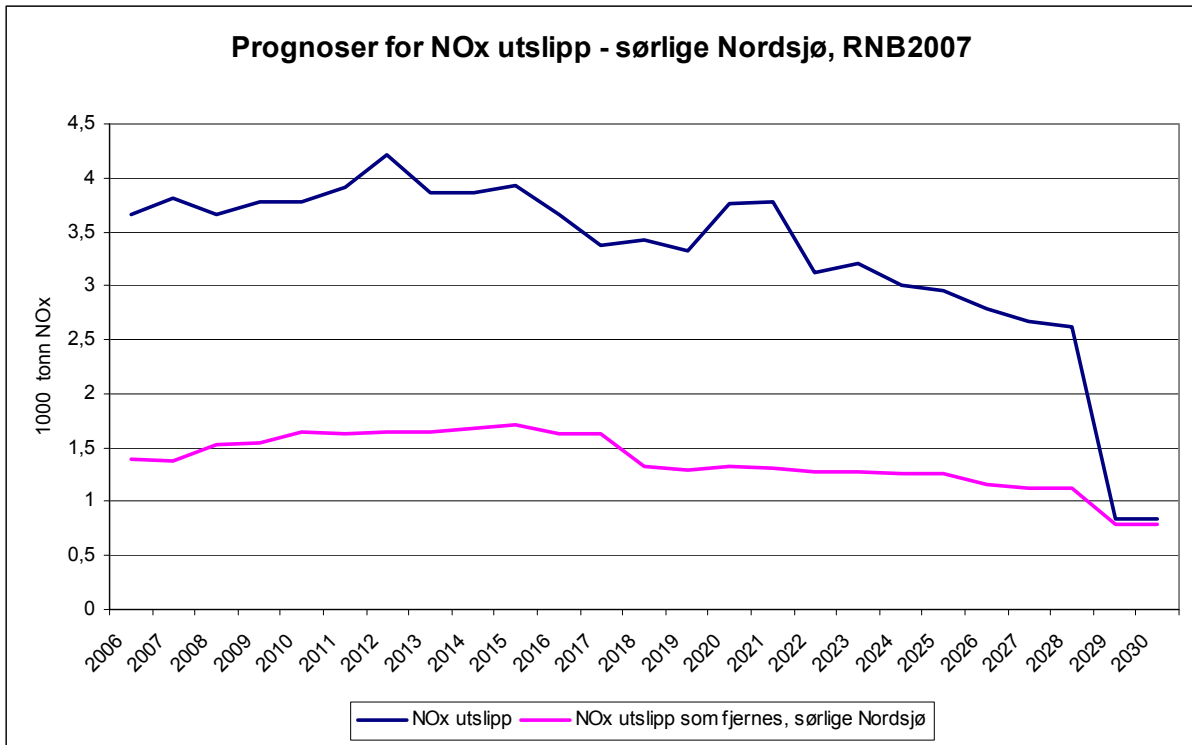
¹⁹ Zero 2007 "Et kraft tak fra land" <http://www.zero.no/pdf/et-krafttak-fra-land>

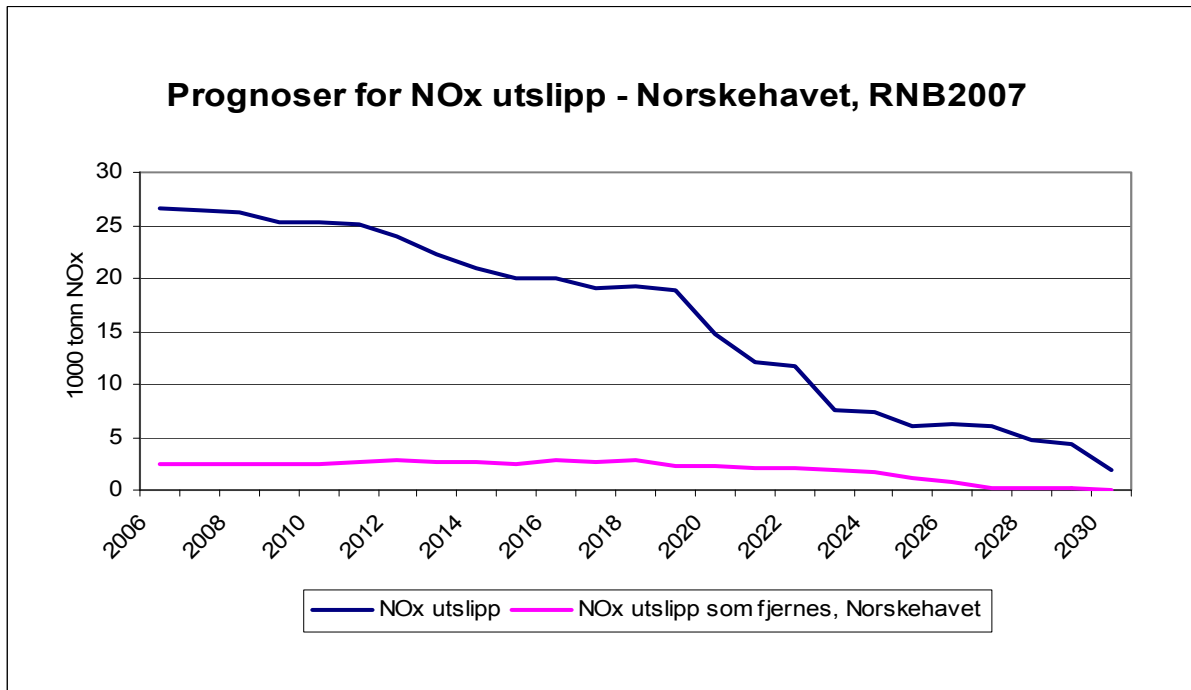
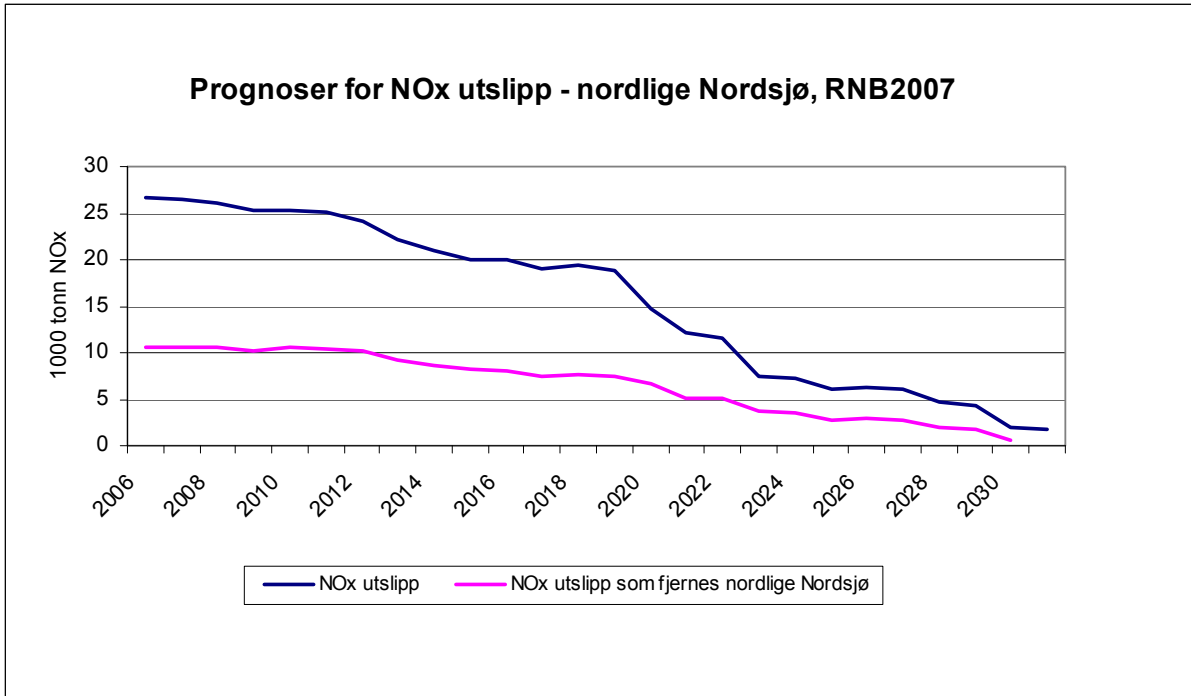
²⁰ http://econ.no/modules/module_123/proxy.asp?I=2405&C=9&D=2

Vedlegg 3: Utslppsprognoser for områder på sokkelen









Vedlegg 4: Eksisterende kraftsystem og kraftmarked

Norsk kraftproduksjon og kraftnett

Det norske kraftproduksjonen er i all hovedsak basert på vannkraft. Produksjonen av vannkraft varierer fra år til år etter vanntilgangen. I et nedbørmessig normalår er den nå 121 TWh. Etablerte vindkraftverk produserer omtrent 1 TWh, og det produseres om lag 1 TWh varmekraft. Gasskraftverket på Kårstø kan fra høsten 2007 produsere opp mot 3,5 TWh årlig om det er i drift hele året.

Kraftforbruket varierer også, men variasjonen er ikke så stor som for produksjonen. Brutto innenlandsk forbruk i et temperaturmessig normalår er beregnet til 124 TWh. Forskjellen mellom produksjon og innenlandsk forbruk utjevnes gjennom eksport og import. De siste 15 år har Norge hatt fra 19 TWh i nettoeksport til 12 TWh i nettoimport. Både produksjonen og forbruket forventes å øke noe i årene framover. Hvor mye og hva som øker mest på f.eks. 10 års sikt, er vanskelig å anslå.

Mye av vannkraftproduksjonen er lokalisert til andre steder enn der tyngdepunktet i forbruket ligger. Kraft overføres derfor gjennom store kraftledninger mellom landsdeler og distrikter. Ved vesentlige endringer i kraftetterspørselen eller kraftproduksjon kan det være behov for å tilpasse kraftnettet til dette.

Kraftmarkedet i Norge og Norden

Norge er en del av et felles nordisk engrosmarked for kraft. Dette innebærer at kraftprodusenter, kraftleverandører, større industriforetak og andre aktører fritt kan kjøpe og selge kraft i konkurranse med tilsvarende aktører i de øvrige nordiske landene. Et slikt marked betinger overføringsforbindelser for elektrisk kraft mellom landene. Utenlandsforbindelsene utnyttes når teknologi-, kostnads- og etterspørselsforskjeller mellom land gjør dette lønnsomt.

En flaskehals oppstår når ønsket kraftutveksling er større enn tilgjengelig kapasitet. Det oppstår da forskjellig pris på kraften i områdene på hver sin side av flaskehalsen. Skiftende vær- og markedsforhold bidrar til at flaskehals oppstår på forskjellige steder i nettet til ulike tider. For eksempel er det en tendens til at overføringskapasiteten ut og inn av det norske kraftsystemet er fullt utnyttet til eksport på dagtid og fullt utnyttet til import om natten og i helgene. Det skyldes at kraftetterspørselen varierer over døgnet og vannkraften som dominerer i Norge, er billigere å regulere opp og ned enn termisk kraftproduksjon som dominerer i utlandet.

Også innenfor Norges grenser vil det være begrensninger i overføringskapasitetene. Det vil sjelden være samfunnsøkonomisk lønnsomt å investere så mye i overføringskapasitet at sannsynligheten for flaskehals elimineres helt.

Prisdannelse: Kraftproduksjonen i Norge, Nord-Sverige og Nord-Finland er dominert av vannkraft. Vannkraftprodusenter uten magasin vil produsere når det er nedbør og tilsig. Produsenter med vannmagasin kan lagre vann og bruke vannet i periodene med høyest pris. Konesjonsbetingelsene legger begrensninger på tilpasningen, men i hovedsak vil produsenter med magasin lagre vann for bruk i vintersesongen. Nedbørsforhold og tilsig til vannkraftmagasinene vil bestemme vannkraftens produksjonsmuligheter.

For termisk kraftproduksjon som kjerne-, kull-, olje-, gass- og biokraft vil brenselkostnader inklusive kostnader til CO₂-kvoter samt mulighetene for samproduksjon av varme (kogenerering) bestemme tilpasningen. I tillegg vil et termisk kraftverk ha høyest effektivitet og lavest kostnader om det produserer på jevnt høy belastning. Mange termiske kraftverk velger derfor å kjøre kontinuerlig gjennom natten og i helgene, til tross for lavere priser i disse

periodene. Likeledes vil mange termiske kraftverk kreve høy pris på dagtid for å være villige til å starte kraftverket for å produsere noen timer når etterspørselen er høyest. Kraftverkernes ulike kostnadsforhold stimulerer til handel mellom områder med ulike produksjonsteknologier og energiresurser.

Prisforskjeller i Norge: For tiden er det tre anmeldingsområder i Norge. I løpet av 2007 har det vært sammenfallende priser i Midt- og Nord-Norge det meste av tiden. Prisen i Sør-Norge har vært forskjellig fra prisen i de to andre prisområdene i deler av tiden, oftest med lavere pris i Sør-Norge.

Økt uttak av kraft: Pris- og kostnadsforskjeller gir incentiv til å eksportere og importere kraft over døgn, uke og sesong. Prisforskjeller oppstår når det er ubalanse mellom tilgang og etterspørsel samtidig som det er overføringsbeskrankninger.

Økt uttak av kraft i eksempelvis Sør-Norge vil for gitt produksjonskapasitet føre til økt pris. Dette vil resultere i mindre eksport fra og økt import til Sør-Norge. En slik økning vil kunne gi færre flaskehals ved eksport ut av Sør-Norge og hyppigere når området er i en importsitasjon. Økt uttak vil også kunne skape nye flaskehals. Dersom det oppstår vedvarende flaskehals kan Statnett som systemansvarlig etablere nye elspotområder for å få markedsklarering mellom tilbud og etterspørsel.

På kort sikt er etterspørselen etter kraft blant annet avhengig av pris og hvilke muligheter forbrukerne har for å skifte energibærer for å få dekket sine behov og utført sin produksjon. På kort sikt kan produksjonsteknologien antas å være gitt. Det betyr at industriproduksjon som er elspesifikk kun kan redusere sitt elektrisitetsforbruk gjennom å redusere produksjonen, med unntak for enkelte elektrokjeler som kan substitueres med andre energibærere.

Høyere priser kan gjøre det lønnsomt å investere i ny produksjonskapasitet. Moderate prisøkninger vil imidlertid i liten grad gi slike investeringer. For å få ny produksjonskapasitet til et område må en utbygger finne det bedriftsøkonomisk lønnsomt med en slik investering. Når det gjelder ny nettkapasitet, legges et samfunnsøkonomisk perspektiv til grunn. I samfunnsøkonomiske lønnsomhetsberegninger for nye nettanlegg inkluderes blant annet hensyn til reduserte flaskehals-, taps- og avbruddskostnader i tillegg til investerings- og andre driftskostnader.

Høyere priser over tid vil også gi et signal til etterspørselsiden. *Redusert forbruk av elektrisitet* kan oppnås gjennom investeringer i ny produksjonsteknologi, forbedret energieffektivitet, substitusjon til andre energibærere samt reduksjon i aktivitet.

Forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerheten i kraftsystemet defineres primært av sannsynligheten for avbrudd i kraftleveransene, med særlig vekt på avbrudd med betydelig lengde og konsekvens. For å forebygge slike situasjoner er forsyningssikkerheten et viktig vurderings- og beslutningskriterium i kraftsystemet. Forsyningssikkerheten avhenger i stor grad av kvaliteten på kraftnettet, som igjen er resultat av investeringsnivå, vedlikehold, drift og beredskap.

Situasjoner som truer forsyningssikkerheten kan deles inn i energiknapphet, effektknapphet og ekstraordinære hendelser. Når en vurderer hvilke konsekvenser nye store uttak vil ha for forsyningssikkerheten i det norske kraftsystemet, så er det i hovedsak energiknapphet som diskuteres. I tørrår kan innenlandsk produksjon reduseres med inntil 30 TWh i forhold til et normalår. Forsyningssikkerheten vil avhenge av evnen til å håndtere en slik situasjon. Erfaringsmessig kan faktisk import være betydelig mindre enn fysisk importkapasitet. Videre er kraftbrukernes mulighet til på kort sikt å erstatte strøm til oppvarming med andre

varmekilder begrenset, noe som bidrar til lav fleksibilitet i forbruket.. Disse forholdene kan i tørrår til sammen føre til store problemer for husholdninger og næringsvirksomhet.

Kraftbalansen - forholdet mellom produksjon i nedbørmessige normalår og forbruk i temperaturmessige normalår - brukes ofte som indikator på forsyningssikkerheten i relasjon til tørrår. Dette skyldes at vesentlig import i et normalår kan gjøre det enda vanskeligere å tilpasse forbruket til krafttilgangen i tørre år. Oppstår en situasjon med noen TWh nettoeksport i et normalår, betyr dette imidlertid ikke at alle problemer i tørrår er løst. Hvis en opplever stort bortfall av produksjonskapasitet pga nedbørssvikt, vil begrensninger i faktisk import, kombinert med liten fleksibilitet, fortsatt kunne gi utfordringer for kraftbrukerne og kraftsystemet.

Vel så viktig er imidlertid de regionale problemene som kan oppstå om ikke uttaket følges opp med nettførsterkninger inn mot det sentrale kraftsystem. I så fall kan det som kunne vært moderate nasjonale utfordringer i stedet bli til store regionale utfordringer. Hvis et betydelig nytt uttak etableres i en region som fra før har begrenset nettkapasitet, kan eget prisområde måtte etableres. I enkelte situasjoner kan økt uttak også bidra til å utløse anstrengte kraftsituasjoner med tilhørende tiltak, og i siste instans kunne gi rasjonering. En slik situasjon vil være lite ønsket for husholdninger, næringsvirksomhet og for myndigheter regionalt.

En erfaring fra Møre i forbindelse med etableringen av store kraftuttak for aluminiumsproduksjon og gassbehandling, er at tiltak som kan sikre fortsatt god regional kraftforsyningsikkerhet bør komme samtidig med etableringen av nytt, større uttak. Dette betyr i praksis enten ny kraftproduksjon i uttaksregionen, eller nødvendige nettførsterkninger i regionen som er tilgjengelige når uttaket starter.

Etablering av økt kraftuttak gjennom elektrifisering, som ikke følges opp av økt kraftproduksjon eller nettførsterkninger, kan på denne bakgrunn bidra til økte utfordringer i tørrår for norsk kraftforsyning.

Nye anlegg innen produksjon og nett

Ny etablering av kraftanlegg begrenses primært av miljømotstand/konsesjonspraksis og av lønnsomhet. Det er normalt betydelig motstand mot etablering av de fleste typer kraftanlegg, og Norge har en konsesjonspraksis som legger stor vekt på miljøhensyn. Under nåværende konsesjonspraksis vil store vannkraftverk og konvensjonelle gasskraftverk vanskelig kunne få konsesjon. For vindkraft er det usikkert hvor mange prosjekter som vil tillates etablert, og for småskala vannkraft begrenses tilgangen på kort sikt av behandlingsskapasiteten hos myndighetene. Praksis innen konsesjonsbehandling og innen andre offentlige tillatelser vil i stor grad påvirke etableringsmulighetene.

De økonomiske rammene, i form av forventninger om kraftpris, skatter, avgifter og subsidier, vil også påvirke investeringsomfanget.

Utbygging av større *vannkraftanlegg* er i dag så godt som uaktuelt ut fra gjeldende politiske rammer. Mellomstore vannkraftverk (10 - 50 MW) møter gjerne også betydelig miljømotstand, men vil noen steder kunne etableres. Små vannkraftverk har hver for seg ofte begrensede miljøvirkninger og har politisk støtte. Mange slike anlegg etableres årlig, men også her er miljøhensyn og nettilknytning begrensende faktorer.

Vindkraft møter betydelig motstand de fleste steder, og konsesjonspraksis framover synes usikker. Romslige støtteordninger i en rekke land har gitt betydelig større etterspørsel etter vindturbiner enn produksjonskapasiteten kan dekke, noe som sammen med økte stålpriser har ført til en betydelig økning i turbinkostnadene på få år. Dette gjør at norsk vindkraft i dag ikke

er bedriftsøkonomisk lønnsom, men kostnader, kraftpriser og støtteordninger kan endre seg. Selv om nyetableringer i dag primært begrenses av lønnsomhet, kan politiske retningslinjer for konsesjonspraksis bli en vel så viktig årsak til begrensninger i ny tilgang på vindkraft. I tillegg til lønnsomhet og konsesjonspraksis vil også nettbegrensninger kunne redusere etableringen av ny produksjon.

Gasskraft i Norge synes i dag å fordre fangst og lagring av CO₂, noe som er svært kostbart. Private aktører kan ikke forventes å ville ta ekstrakostnadene ved dette, og det er usikkert om myndighetene vil finansiere fangst og lagring for flere nye gasskraftverk. Annen kraftproduksjon som etter nåværende praksis kan forvente å få konsesjon er i dag ikke kommersiell lønnsom.

Ny krafttilgang i Norge begrenses altså av tillatelser og lønnsomhet, og med dagens rammer på disse områdene må ny tilgang forventes å være moderat. Om elektrifisering skal fremme økt norsk kraftproduksjon vurderes en mer liberal konsesjonspraksis å være en av forutsetningene. En annen er å forbedre de økonomiske rammevilkårene for utbygging av ny kraft.

Nye, større *kraftledninger* bygges i utgangspunktet når økt behov for nettkapasitet gjør dette samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det er imidlertid ofte stor usikkerhet om den framtidige utnyttelsen av anlegget, og dermed om det bør bygges. Innen økt produksjon er det f.eks. ofte usikkert hvor mange nye prosjekter som vil bli etablert. Det er også et spørsmål om økt uttak kan møtes med økt produksjon eller redusert forbruk hos andre forbrukere, og om dette kan være reelle alternativer til nettutbygging.

Økt kraftteterspørsel i en region kan balanseres mot tilgjengelig produksjon ved etablering av eget prisområde. En konsekvens av dette kan være høyere priser enn i resten av landet som igjen har fordelingseffekter. Skal man unngå dette bør behovet for nettførsterkninger vurderes samtidig med planlegging av økt uttak.

Nettselskapene møtes også av betydelig miljømotstand og av krav om å legge kabler i bakken eller i sjø i stedet for å velge luftledninger. Kabling på høye spenningsnivåer gir så store ekstra kostnader at dette kan gjøre etableringen av kraftlinjer samfunnsøkonomisk ulønnsom. I tilfellet elektrifisering av sokkelen betyr dette enten at kraftbrukere i regionen varig må ta ulempene med svært begrenset nettkapasitet, eller at elektrifiseringen må beregnes å medføre store ekstrakostnader på grunn av kabling og dermed blir et mye dyrere tiltak. Nye kraftledninger ved elektrifisering krever dermed i praksis både bred aksept av behovet for anlegget, og av behovet for å begrense svært kostnadskrevene løsninger.

Omlagging av energisystemet

Vann- og romoppvarming er termiske behov som kan dekkes av andre energibærere enn elektrisitet. Det betyr at det er teknisk mulig å erstatte elektrisitet brukt til oppvarming av rom og vann med andre energibærere, som gass og biomasse. Ifølge siste publiserte forbruksstatistikk (SSB, 2006) var samlet kraftforbruk i hushold og tjenesteyting om lag 60 TWh. Antas det en varmeandel på 40 prosent utgjør dette om lag 26 TWh. Tilsvarende finnes det også et potensial i industrien for omlagging fra elektrisitet til andre energibærere.

Den store økningen i antall konsesjonssøknader for fjernvarme indikerer at det kan bli en betydelig vekst i kapasiteten på dette området i årene framover, hvor en andel av denne fjernvarmen vil erstatte bruk av elektrisitet til oppvarming. Likedan har undersøkelser vist at det har vært en betydelig økning i energieffektiviteten de siste tiår, en trend som forventes å videreføres [17].

Det er imidlertid vanskelig å tenke seg ”dedikert energiomlegging/energieffektivisering” som et alternativ for å skaffe kraft til elektrifisering av sokkelen. Dette gjelder spesielt med tanke på behovet for samordning mellom en rekke mindre spare- eller effektiviseringstiltak og en stor økning i forbruket (elektrifisering) til samme tid. Slik omlegging vil eventuelt komme gradvis avhengig av bl.a. relative energipriser og støtteordninger, relativt uavhengig av eventuelle elektrifiseringsprosjekter.

Kraftproduksjonen i EU og våre naboland

Som resultat av et kraftsystem som er tett integrert med omkringliggende nasjoner er opplysninger om hvordan kraft produseres i våre naboland og resten av Europa relevant for vurderingene i denne rapporten. Det er ofte CO₂-utslippene knyttet til produksjonen og forventet utvikling av disse over tid som er av interesse. Etter innføring av systemer for kvotehandel med CO₂ vil de direkte utslippsvirkningene av økt eksport eller import kunne bli mindre sentrale, men for vurdering av framtidige kvotetildeling og sannsynlig kostnadsutvikling for elektrisk kraft er produksjonssammensetningen fortsatt relevant.

Det foreligger imidlertid få utredninger som tar for seg hva slags kraftproduksjon som kan tenkes å dekke Norge sin eventuelle etterspørsel etter importert kraft fremover i tid. Opplysningene i dette avsnittet bygger på tall fra Eurelectric [9].

For de 25 medlemslandene i EU oppgis kraftproduksjonen i 2004 til 3023 TWh og CO₂-utslippene fra denne produksjonen til 1234 mill. tonn pr år. Dette gir en CO₂-intensitet fra kraftproduksjonen på om lag 410 gram CO₂ pr kWh. Til sammenligning gir ny gasskraft som på Kårstø om lag 340 g/kWh og kullkraft 750 - 1100 g/kWh, avhengig av virkningsgrad og kullkvalitet. Kraftproduksjonen (TWh) i EUs 25 medlemsland var i 2004 sammensatt av kullkraft/olje (35 %), atomkraft (31 %), gasskraft (19 %) og fornybar (15 %).

Utviklingen i produksjonsomfang og produksjonssammensetning er usikker. Eurelectric anslår en vekst i kraftforbruket fram til 2030 fra 30 til 70 prosent i ulike scenarioer. I scenarioet med størst økning i kraftforbruket er halve veksten anslått innen kull og gasskraft med fangst og lagring, mens resten er fordelt på atomkraft og fornybar kraft.

I stedet for hele EU-25 kan en velge å se på våre nærmeste naboland og deres naboer, for eksempel de syv landene Sverige, Finland, Danmark, Tyskland, Nederland, Frankrike og Polen. Disse landene hadde i 2004 en samlet kraftproduksjon på 1635 TWh pr år, CO₂-utslipp fra kraftproduksjonen på 536 mill. tonn og en karbonintensitet på 330 g/kWh. Her trekker Frankrike ned med 50 g/kWh og Polen opp med 943 g/kWh. Kraftproduksjonen (TWh) i 2004 i disse landene var atomkraft (42 %), kull/olje (33 %), gasskraft (10 %) og fornybar (15 %).

Velger en å se på installert kapasitet innen henholdsvis kullkraft og gasskraft i det enkelte land sett mot produksjonen i 2004, finner en at det er størst ledig kapasitet innen kullkraft, som sto for om lag 84 prosent av den ubrukte produksjonskapasiteten i 2004.

Skal en anslå sannsynlig sammensetning av kraftproduksjonen ved eventuell ekstra import til elektrifisering vil dette i noen grad kunne bygge på dagens sammensetning i vår region, og på kort sikt kan en legge vekt på den produksjonen som normalt mobiliseres ved moderat endring i forbruket. Ved import til elektrifisering på lengre sikt, må en imidlertid også ta hensyn til gjennomsnittlig produksjon og forventet endring i produksjonssammensetningen over samme periode. Sistnevnte er svært usikker og vanskelig å prognostisere. En gjennomsnittlig sammensetning av importert kraft som for gasskraft er en mulig kandidat over tid, uten at det faglige grunnlag for en slik forutsetning er særlig sterk (se kap. 6.3.2).

Elektrifisering vil, i tillegg til kraftkabler til land, kreve betydelige uttak av kraft fra det eksisterende kraftsystemet eller fra ny, dedikert kraftproduksjon. Store, nye punktuttak vil i tillegg kunne kreve nye kraftlinjer for å muliggjøre uttak av kraft i den aktuelle regionen. For å vurdere virkninger av en gitt elektrifisering må det gjøres forutsetninger om hvilken kraft som utnyttes og hvilke netttiltak som eventuelt må etableres.

Vedlegg 5: HMS ved elektrifisering av innretninger offshore

Logistikk, bemanning og overnattingskapasitet

Behovet for tilgjengelig personelltransport, sengekapasitet og dekkareal for utstyr vil være stort uansett om elektrifisering blir aktuelt eller ikke. Andre prioriterte prosjekter og modifikasjoner kan sørge for full utnyttelse av nevnte kapasitet. Det er ofte et vedvarende behov for å gjennomføre flere ombygginger på de eksisterende innretningene enn det som vil være praktisk gjennomførbart. Elementer som her spiller inn vil være:

- Tilgjengelighet av ressurser i markedet for gjennomføring av modifikasjoner
- Prioritering mellom viktige modifikasjoner med bidrag til økt verdiskapning, økt sikkerhet og bedring av miljø
- Utnyttelse av boligkvarterkapasitet og kostnader forbundet med bruk av flotell
- Utnyttelse av nattarbeid

Logistiktjenester for transport av materiell og personell bør være håndterbart, men det må poengteres at de fleste eldre innretningene begynner å få svært begrenset plass til materiell og utstyr. Dette betyr at tilgjengelig dekkplass for håndtering av materiell kan være en begrensende faktor for sikkerhetsmessig forsvarlig gjennomføring.

Redusert bemanning som følge av redusert vedlikehold vil bidra til et lavere personrisikonivå på innretningene og færre timer i helikopter, som fremdeles er en av de mest risikofylte aktiviteter i petroleumsvirksomheten.

Det kan bemerkes at både når det gjelder økt risikoeksponering i forhold til helikopterulykker samt økt risiko for alvorlige/dødelige personskader er økningen i hovedsak en følge av økt antall personer som utsettes for slik risiko, slik at risiko for å omkomme for hver person ikke øker. Økningen framkommer først når en ser på risikoeksponeringen på innretnings-, operatør eller nasjonalt nivå.

Kran- og løfteoperasjoner

Modifikasjonsarbeidet vil innebære enkelte relativt tunge løft i forbindelse med installasjon av nytt utstyr og nye moduler, samt eventuell fjerning av turbinenheter. God planlegging, og eventuell nedstengning av produksjonen gjør det mulig å håndtere risikoøkning knyttet til slikt arbeid.

Vedlikeholdsbehov

Vedlikeholdsbehovet for gassfyrte kraftverk og kompressordrift er i utgangspunktet svært ressursintensivt. Ved både hel- og delelektrifisering vil fjerning eller preserving av gassturbinenheter medføre reduksjon i vedlikeholdsbehovet. Dette vil også medføre en dreining fra mekanisk vedlikeholdsintensive utstyrskomponenter til mindre vedlikeholdsintensive elektro- og instrumenteringskomponenter. Videre vil dette medføre at behovet for lokal kompetanse på mekaniske komponenter vil måtte erstattes med kompetanse på elektro- og instrumenteringskomponenter og -styringssystemer. Denne kompetansen trenger i mindre grad å være lokal. Moderne utstyrsenheter av denne art innehar funksjoner som eksempelvis selvmonitorering og -test som bidrar til redusert behov for tilsyn, kalibrering og vedlikehold. Det er verdt å merke seg at ved en eventuell helelektrifisering vil store motordrifter, gir eller frekvensstyrte turtallsregulatorer kreve sjeldnere vedlikehold enn tradisjonelle kompressordrifter, men ved behov for utskiftninger eller tyngre vedlikehold vil slike enheter derimot kreve kritiske løfte- og materialhåndteringsaktiviteter.

Anslagsvis opp mot 10 prosent av tidsforbruk til vedlikehold og inspeksjon av roterende utstyr med tilhørende hjelpesystemer kan trolig elimineres ved tilførsel av elektrisk kraft utenfra og overgang fra turbindrift til elektrisk drift av kompressorer (helelektrifisering).

Layout og områdeklassifisering

Ved fjerning av lokal kraftgenerering vil omfanget av klassifisert område om bord på innretningene bli en del redusert. Det vil imidlertid være behov for arealer for bygging av nye distribusjonssystemer for elektrisk kraft og nye styresystemer. Disse må installeres og ferdigstilles parallelt med normal drift av eksisterende systemer for å redusere nedetid ved omlegging fra lokalkraft til landkraft. Nytt utstyr vil også i stor grad plasseres i skjermede uklassifiserte områder med nødvendig overvåking og ventilasjon.

Tennkilder

Gassturbiner er en av de viktigste antenningskilder, særlig for store skyer av gass på innretningene. Som eksempel på dette kan en nevne gasseksplosjonen på en innretning på britisk sokkel i februar 2006. En sky av gass på ca 7 tonn dannet seg på innretningen, etter en stor lekkasje fra en gasskjøler. Den ble antent da gass ble sugd inn i en turbin. Eksplosjonen som fulgte forårsaket i dette tilfelle kun begrensede økonomiske tap, men kunne under andre omstendigheter også ha skadet mennesker og ytre miljø.

Det er derfor av klar betydning for risiko på innretningene at turbiner fjernes. Omfanget av forbedringen er langt på vei avhengig av antall turbiner, men som en typisk verdi kan en anslå at om lag 10 prosent av risiko knyttet til brann og eksplosjon kan fjernes. Dette forutsetter helelektrifisering, mens delelektrifisering vil gi en noe mindre reduksjon.

Gasslekkasjer

Fjerning av gassturbiner bør normalt kunne bidra til reduksjon i antall gasslekkasjer. Gassturbindrift introduserer en rekke mulige lekkasjekilder og i tillegg er gassturbiner vedlikeholdsintensivt utstyr, og vedlikeholdsaktivitetene introduserer en betydelig risiko for mulige lekkasjer. Når turbiner fjernes (eller preserves) på innretningene innebærer det at en ikke trenger brenngasssystemer, som derfor kan kobles fra.

Brenngass

Systemene for brenngass på innretningene er rørsystemer med begrenset, men fortsatt betydelig overtrykk, som kan gi en sky av gass og mulig eksplosjon som resultat fra en lekkasje. Spesielt for brenngass er at rørføringen med begrenset dimensjon ofte er relativt sårbart med hensyn til mekaniske påkjenninger. De er derfor mer utsatte for vibrasjoner og utmatting enn andre hydrokarbonførende rør.

Det foreligger ikke statistikk som viser omfanget av gasslekkasjer fra brenngass, men det er flere kjente tilfeller av gasslekkasjer fra brenngass de siste årene, med lekkasje av så stort gassvolum at en alvorlig gasseksplosjon kunne oppstått. I gjennomsnitt er det trolig en - to betydelige²¹ gasslekkasjer hvert år på norsk sokkel²² i tilknytning til brenngass. Anslagsvis kan en anta at årlig frekvens av betydelige gasslekkasjer kan reduseres med ca 5 prosent, når brenngasssystemene kobles fra. Dette forutsetter helelektrifisering, mens delelektrifisering vil gi mindre reduksjon.

Når en ser fjerning av antenningskilder og systemer for brenngass under ett, kan storulykkesrisiko for personell knyttet til brann og eksplosjon trolig reduseres i

²¹ Med "betydelig" menes her lekkasjer med lekkasjerate på minst 0,1 kg/s.

²² Anslaget er basert på historiske lekkasjer.

størrelsesorden 15 prosent ved helelektrifisering, som trolig tilsvarer opp mot 10 prosent reduksjon av storulykkesrisiko for personell.²³

Arbeidsmiljø

Innretninger til havs er preget av stor tetthet av tungt roterende utstyr som er kilder til støy og vibrasjoner. Gassturbiner er således en viktig støy og vibrasjonskilde og bidrar til støyeksponering for prosessoperatører og vedlikeholdspersonell. Til tross for at det gjennomgående er etablert god praksis for bruk av hørselvern rapporteres det om relativt mange støyskader. Fjerning av gassturbiner vil derfor kunne være en bidragsyter til å redusere risiko for varige skader. Det forutsettes at nytt elektrisk utstyr som erstatter mekanisk roterende utstyr kan utformes slik at det er begrenset støy og vibrasjoner fra utstyret.

Det er et potensial for elektromagnetisk stråling i nærområdet rundt utstyr for omforming og distribusjon av høyspenning, men det er usikkert hva denne type stråling representerer av risiko for skade eller sykdom. Det forutsettes at alt slikt utstyr kan beskyttes i nødvendig grad, slik at strålingsfaren til nærområdet kan elimineres eller reduseres sterkt. Elsikkerheten ivaretas ved at kun autorisert personell vil ha adgang til utstyret under drift og ved eventuelt arbeid på slikt utstyr vil det normalt måtte stenges ned.

Forholdsregler i forhold til elektromagnetisk stråling fra utstyr for omforming på eksisterende og nye innretninger er vurdert detaljert i andre prosjekter. Det har ikke vært konkludert med at slik stråling skaper utfordringer som ikke kan løses.

Det har de siste årene vært fokus på eksponering for oljedamp og mulige dekomponeringsprodukter fra turbinoljer når disse kommer i kontakt med varme overflater. Det er foreløpig uklarerhet omkring aktuelle komponenter, eksponeringsgrad og eventuell risiko som kan være knyttet til arbeidet.

Ved visse uheldige vindretninger vil det på mange innretninger være et problem at en trekker luft som er forurenset med eksos inn i ventilasjonssystemer. Dette kan i enkelte tilfeller være til stor sjenanse for personell. Den største bidragsyteren til slike eksosutslipp er gassturbinene. Når gassturbiner fjernes, kan en derfor også oppnå bedre ventilasjonsforhold på en del innretninger.

Ved gjennomføring av større ombygginger, vil det midlertidig kunne bety et forverret arbeidsmiljø, men erfaringen er at industrien planlegger dette på en god måte og iverksetter kompensierende tiltak for å unngå dette. Vurdert under ett vil elektrifisering medføre et forbedret arbeidsmiljø med redusert risiko for skade og sykdom.

²³ Anslaget er basert på en potensiell reduksjon i antall betydelige gasslekkasjer når brenngass systemet kobles fra, sett i lys av typiske bidrag slike lekkasjer har i risikoanalyser

Vedlegg 6: CO₂-fangstanlegg til havs

Her skisseres to løsninger for etablering av gasskraftverk med CO₂-fangstanlegg til havs. Disse er basert på innspill fra Aker Kværner og fra Sevan Marine og SINTEF. De representerer begge en beskrivelse av fangstanlegg basert på etterforbrenningsteknologi med amin. Det første eksempelet illustrerer i hovedsak et fangstanlegg på en fast innretning, mens det andre eksempelet illustrerer både et kraftanlegg og et fangstanlegg på en flytende innretning.

Begge eksemplene inneholder et kostnadsoverslag, men disse er ikke sammenlignbare. I eksempel 1 er det bare gitt kostnad for et fangstanlegg, mens i eksempel 2 er det gitt kostnad for et kraft-/fangstanlegg. Kostnadsberegningene i begge eksempler er gjennomført i en tidligfase, og vil derfor ha store usikkerheter.

Kostnadsestimatene er utarbeidet av henholdsvis Aker Kværner og Sevan Marine, og direktoratsgruppen har ikke tatt stilling til godheten i disse beregningene. Kostnadsestimatet fra Sevan Marine i eksempel 2 synes å forutsette at fangstanlegg kan bygges rimeligere enn anslått av Aker Kværner i eksempel 1 og NVE [12]. Både kostnadsestimatet fra Aker Kværner og fra Sevan Marine, mangler kostnadselementer for å være kostnadsanslag for et komplett fangstanlegg med lagring av CO₂.

Eksempel 1 – CO₂-fangst fra 150 MW kraftverk på fast innretning

Aker Kværner [20] har vurdert muligheten av å sette en optimalisert aminprosess på en eksisterende innretning med et kraftanlegg på 150 MW. Den aktuelle optimaliserte aminprosessen i dette eksempelet er ventet kvalifisert innen to - tre år.

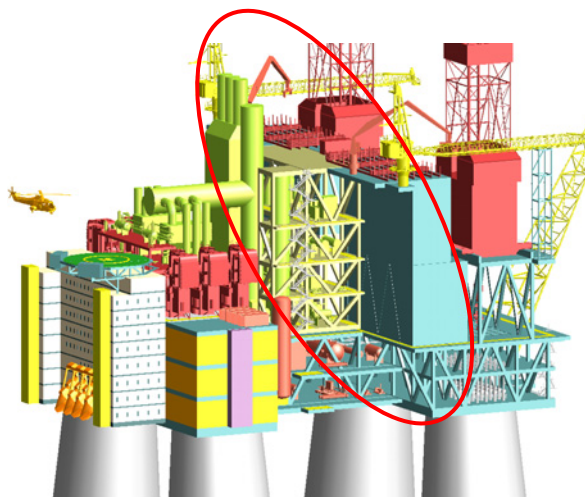
For dette fangstanlegget er det valgt en ett-togs prosess og en ikke-reserve filosofi, fordi operasjonen av et CO₂-fangstanlegg ikke er kritisk for kraftgenereringsfunksjonene offshore. Dette gir ifølge Aker Kværner en samlet tilgjengelighet på 95 prosent, mot ca 98 prosent for et konvensjonelt aminanlegg, og fangst av ca. 625 000 tonn CO₂/år, basert på 85 prosent fangstgrad og 95 prosent anleggstilgjengelighet.

Mesteparten av CO₂-fangstanlegget er antatt å være i én modul, med absorbertårnet og eksosvifte som enkeltstående elementer. Disse bør ifølge Aker Kværner stå i umiddelbar nærhet til gassturbinene. CO₂-tørking og kompresjon er inkludert i CO₂-fangstmodulen.

Nødvendige modifikasjoner utenom fangstmodulen for CO₂ inkluderer varmegjenvinningsanlegget med dampgenerator, dampturbiner, nye sjøvannspumper og sjøvannsfiler. Alt dette er antatt å kunne inkluderes i eksisterende design med mindre planløsningspåvirkning.

CO₂-modulen er estimert til 37,5 m x 26 m x 36,5 m høy. Absorbtertårnet er det største enkelementet, og er her estimert til 7 m x 17,5 m x 44 m høy. Vekten til tårnet er estimert til 830 tonn. Total tørrvekt for alt nytt utstyr assosiert med CO₂-fangstanlegget er estimert til 6 600 tonn (modulvekt).

I Figur 21 er det vist en illustrasjon av en mulig plassering av hele CO₂-fangstanlegget integrert på en eksisterende innretning. (Fangstanlegget er innringet).



Figur 21: Illustrasjon av CO₂-fangstanlegget integrert på en innretning

Kostnader

Kostnadene for CO₂-fangstanlegget beskrevet ovenfor er estimert til i størrelsesorden 3 mrd. kroner, inkludert CO₂-kompresjon og tørking, varmegjenvinningsanlegg og dampgenereringssystem og en 30 MW dampturbindreven generatorpakke. Fangstkostnadene inkludert kompresjon er estimert til 670 kr/tonn CO₂, antatt 25 års full drift og 7 prosent diskonteringsrente. Estimateret inneholder ikke alle investeringene som vil være nødvendig for fangst og lagring av CO₂.

Eksempel 2 – 540 MW kraftverk med CO₂-fangst på en flytende innretning

For Sevan EPOS-konseptet (Electric Power On Sea) har Siemens prosjektert et gasskraftverk som kombinerer åtte moderne gassturbiner med fire dampturbiner. Dette kraftverket har en samlet elektrisk ytelse på 540 MW basert på 997 MW tilført effekt (naturgass). Virkningsgraden til dette gasskraftverket blir dermed 55 prosent (ISO), anslagsvis 2 - 4 prosent lavere enn for et landbasert kraftverk.

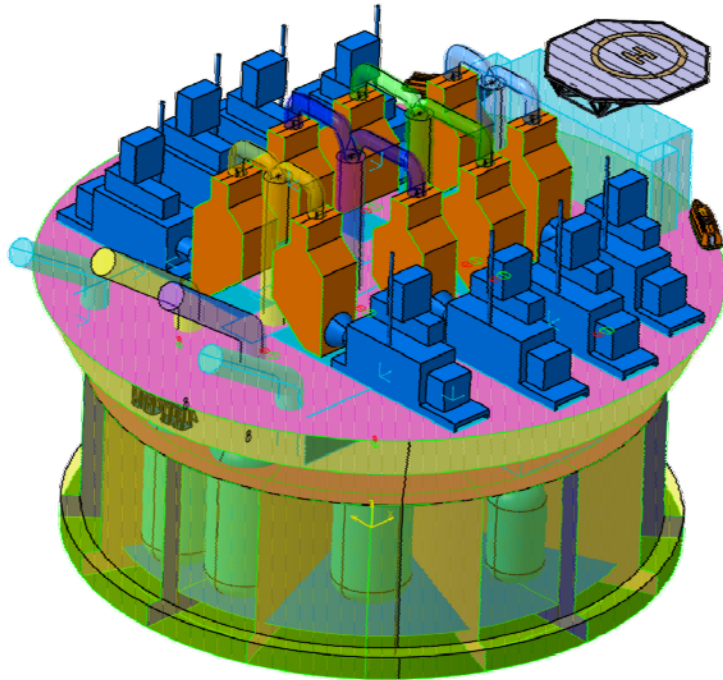
Kraftsyklusen er modifisert og innrettet som et kraft-/varmeverk for å levere damp til fangsanlegget. Netto generert effekt begrenses dermed til 470 MW. Netto generert elektrisk virkningsgrad blir da om lag 47 prosent. Før injisering må CO₂-gassen tørkes, komprimeres og omformes til væske. Dette krever ca. 20 MW elektrisitet inkludert drift av pumper og avgassvifte. Følgelig reduseres netto levert elektrisitet til 450 MW.

Med en ytelse på 450 MW (netto) og full last 300 dager i året vil anlegget være i stand til å levere om lag 3,24 TW per år og 1,3 – 1,25 mill. tonn ren CO₂ i året. Dette innebærer at effektiv virkningsgrad beregnet på grunnlag av netto levert elektrisk effekt blir om lag 45 prosent.

Kraftverket er prosjektert med fire parallelle linjer som opererer uavhengig av hverandre. Hver linje består av to gassturbiner, to røkgasskjeler og en dampsyklus. En behøver ikke å stenge ned hele kraftverket ved planlagt vedlikeholdsaktivitet. I normal driftsmodus vil hver røkgasskjel drives av eksos fra to gassturbiner. Ved halv last vil røkgasskjelen operere med eksos fra bare en gassturbin på nominell last, følgelig blir resulterende virkningsgrad høy. Således vil en ved å kombinere gunstige driftsforhold, kunne oppretthold høy virkningsgrad også ved dellast. I tillegg vil gassturbinene, enkeltvis eller en hel linje, frakobles uten at dette påvirker anleggets evne til å levere, selv om effekten reduseres med 1/8 eller 1/4, avhengig av driftsmodus.

CO₂-fangstanlegg

Figur 22 viser en illustrasjon av den beskrevne enheten med fangstanleggets kolonnedimensjoner vist inne i selve skroget.



Figur 22: Illustrasjon av Sevan EPOS med CO₂-fangstanlegg på innretningen

Figur 22 viser en innretning med et fangstanlegg basert på en aminprosess. Fangstanlegget består av fire absorpsjonskolonner og en desorpsjonskolonne hvor aminløsningen fra de fire absorpsjonskolonnene regenereres.

- Absorpsjonskolonnene er dimensjonert til 25 meters høyde, hver med 72 m² tverrsnittsareal
- Desorpsjonskolonnen er dimensjonert til 14 meters høyde og 50 m² tverrsnitt
- Total vekt av hovedkomponentene i aminprosessen er estimert til 1 100 tonn

Sevan Marine og SINTEF har ikke identifisert noen fysiske beskrankninger med hensyn til prosessens fundamenteringsareal, høyde, vekt eller volum. Flyterens bevegelse vil ikke påvirke absorpsjonsprosessen i vesentlig grad. Under situasjoner med ekstreme vær- og sjøforhold vil rensegraden kunne reduseres, mens kraftstasjonens evne til å levere elektrisitet forblir upåvirket. Fanget CO₂ vil bli komprimert til flytende fase og enten sendt til deponier, brukt til økt oljeutvinning eller lagret i tanker om bord for transport med skip.

Kostnader

Sevan Marine har estimert installert kost for Sevan EPOS til 6,9 mrd. kroner. Kostnadene inkluderer hele anlegget med fortøyningsystem, fangst- og kompresjonsanlegg for CO₂, 100 km kraftkabel til landfall og gassrør til nærliggende kilde, men eksklusive alle distribuerte kraftkabler ut til offshore kraftforbrukere, infrastruktur og brønner for CO₂ injeksjon. Kostnadene er basert på en driftstid på 300 dager per år. Beregnet kraftpris basert på kostnad som nevnt over, uten virkemidler, med konstant gasspris på 1 kr/Sm³ og en rentabilitet på 15 prosent med nedskrivning av anlegget over 15 år, vil være 0,58 kr/kWh.