

Rapport

---

# Elektrifiseringsvurderinger for midtre nordsjø

for



 **add energy**

add novatech as



*Oppdragets tittel*

Elektrifiseringsvurderinger av området midtre Nordsjø

*Oppdragsgiver*

Oljedirektoratet

<i>Dato</i>	<i>Status</i>	<i>Prosjektansvarlig</i>	<i>Godkjent av</i>	<i>Gradering</i>
29.06.2012	Endelig	Geir Husdal	Tom Dagstad	Åpen

*Emneord*

Elektrifisering, tiltakskost, CO<sub>2</sub>-reduksjon

*Kort sammendrag*

Vi har gjennomført en områdeevaluering av kraft fra land til flere felt i området midtre Nordsjø. De inkluderte funnene er Dagny, Edvard Grieg, Draupne og Johan Sverdrup. I tillegg er et uidentifisert fremtidig felt inkludert i evalueringen.

Uklassifiserte kostnadsestimater er utarbeidet og tiltakskost er beregnet for et hovedkonsept basert på et gitt sett forutsetninger og antagelser. For å sjekke robustheten av resultatet og for å identifisere hvilke parametere resultatet er mest følsomt for, har vi gjennomført sensitivitetsberegninger der sentrale forutsetninger er endret.

Studien viser en tiltakskostnad på 412 NOK/tonn reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp. Dette er noe høyere enn summen av dagens CO<sub>2</sub>-avgift og kvotepris, men lavere enn CO<sub>2</sub>-kostnaden som er foreslått i klimameldingen. Sensitivitetsberegningene viser at tiltakskostnad er svært følsom for investeringskostnad, fremtidig energibehov og prisforskjell mellom gass solgt på kontinentet og elektrisk kraft fra nettet i Norge.

# Innhold

Sammendrag.....	1
1 Innledning .....	3
2 Områdebeskrivelse – inkluderte felt og funn.....	4
2.1 Omfang og funnstatus .....	4
2.2 Felt og funn som er inkludert i studien.....	5
3 Kraftforsyning til midtre Nordsjø .....	5
3.1 Lokal kraftforsyning (referansecase med gasskraft) .....	5
3.2 Kraft fra land .....	7
3.3 Elektrisk kraftforsyningsopplegg.....	8
3.4 Oppstart og produksjonsvarighet.....	10
4 Grunnlag for beregning av tiltakskost .....	10
4.1 Innledning .....	10
4.2 Grunnlag for beregning av energiprognoser og utslippsreduksjoner.....	10
4.3 Energi- og effektberegninger .....	11
4.4 Utslippsreduksjoner.....	13
4.5 Driftskostnader .....	14
4.6 Investeringskostnader .....	15
4.7 Diskonteringsfaktor .....	18
5 Resultater og diskusjon .....	19
5.1 Tiltakskost .....	19
5.2 Følsomhetsanalyser.....	19
5.2.1 Fase ut gasskraft på Edvard Grieg med kraft fra land.....	19
5.2.2 Forlengelse av produksjon og energiforbruk.....	20
5.2.3 Endringer i energiforbruk og utslipp.....	20
5.2.4 Endringer i investeringskostnadene.....	20
5.2.5 Endringer i drifts- og vedlikeholdskostnader .....	21
5.2.6 Endringer i el-tariff og gasspris.....	21
5.2.7 Endringer i diskonteringsfaktor .....	22
5.2.8 Tillegg av nytt felt ("Dagny 2") .....	22
6 Konklusjon.....	24

## Sammendrag

Vi har gjennomført en områdeevaluering av kraft fra land til flere felt i området midtre Nordsjø. De inkluderte funnene er Dagny, Edvard Grieg, Draupne og Johan Sverdrup.

Investeringskostnader og driftskostnader er estimert og tiltakskostnad beregnet. Kostnads-estimatene er uklassifiserte. Tiltakskostnad er beregnet i forhold til en referansecase der vi forutsetter at det benyttes lokale gasskraftverk på feltene.

En forutsetning fra OD var at kraft fra land skal være operativt tilgjengelig fra begynnelsen av 2017. Dette forutsetter en investeringsbeslutning i 2013. Studien er basert på at Johan Sverdrup vil avslutte produksjonen i 2060 som siste felt.

Konseptet med kraft fra land er basert på å hente elektrisk kraft fra nettet gjennom en landstasjon med trafo og omformer plassert i Rogaland og et 250 MW DC kabelsystem til en mottaksplattform på sokkelen utstyrt med omformer og trafo. Mottaksplattformer er forslått plassert ved Johan Sverdrupfeltet, med brotilkopling til den første produksjonsinnretningen på feltet. Fra mottaksplattformen sendes strømmen videre til de enkelte produksjonsinnretningene på de felt som inngår i studien.

Tiltakskostnad er beregnet på grunnlag av faste gass- og kraftpriser på henholdsvis 1,91 NOK/Sm<sup>3</sup> og 45 øre per kWh.

De samlede investeringskostnadene for kraft fra land er estimert til 9,2 milliarder NOK. Det er tilsvarende estimert at kraft fra land vil medføre besparelser på 3,2 milliarder NOK i forhold til et referansecase med lokal gasskraft. Dette skyldes bortfall av gassturbindrevne generatorpakker på innretningene. Netto investeringskostnader beløper seg således til 6,0 milliarder NOK.

Forbruket av elektrisk energi levert fra landnettet i Norge er estimert til 57 TWh over prosjektperioden. Det årlige forbruket forventes å ligge på vel 1 TWh over nesten hele perioden.

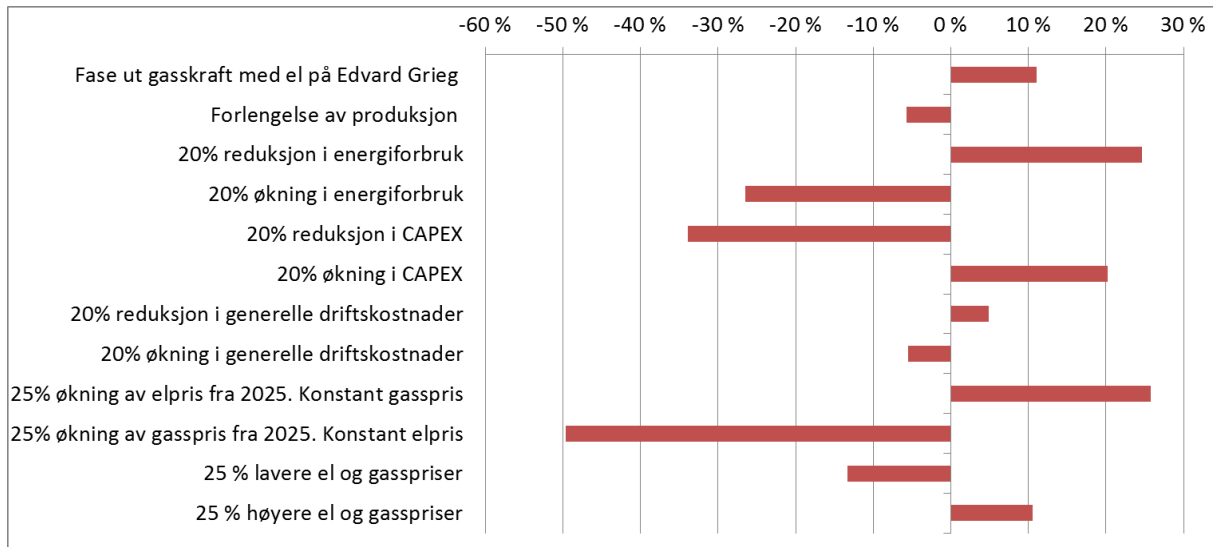
Totalt sett vil prosjektet medføre en reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslippene beregnet til 31 millioner tonn akkumulert over prosjektperioden. Utslippsreduksjonene vil være mellom 0,6 og 1 million tonn årlig.

Ut fra de gitte forutsetningene er tiltakskostnad beregnet til 412 NOK/tonn reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp. Dette er noe høyere enn summen av dagens CO<sub>2</sub>-avgift og kvotepris, men lavere enn CO<sub>2</sub>-kostnaden som er foreslått i klimameldingen.

Beregningene viser at tiltakskostnad er rimelig robust, men viser stor følsomhet overfor usikkerheter i enkelt parameter, slik det fremgår av Tabell 1.

En ser av Tabell 1 at tiltakskostnad er følsom for endringer i gass- og kraftpriser, spesielt for forholdet mellom disse. Tabellen viser også stor følsomhet for endringer i investeringskostnad og i energiforbruket på innretningene.

## Elektrifiseringsvurderinger av midtre Nordsjø



**Tabell 1 Tiltakskostnadens følsomhet for endringer i noen sentrale parameter.**

# 1 Innledning

Add novatech as har på oppdrag fra OD gjennomført en studie som belyser område-evalueringer og samordningsgevinster av kraft fra land mellom flere aktører i området midtre Nordsjø. Som en underleverandør til add novatech har Unitech Power Systems hatt ansvar for å se på selve kraftforsyningssystemet.

Studien omfatter følgende:

- Felt og innretninger (eksisterende og nye) som kan være aktuelle å inkludere.
- Vurderinger med henhold til plassering av mottaksstasjon for offshore fordelingsnett av kraft fra land (på egen hub).
- Vurdering av behov for kapasitet som er nødvendig i kraftforsyningen.
- Estimat over investeringskostnader for områdeløsningen og beregninger over tiltakskostnader.
- Følsomhetsanalyser for å identifisere de mest kritiske prosjektelementer og parametere med henhold til tiltakskostnader.

Produksjonsprofiler, brenngassprofiler og utslipp for de enkelte felt er hentet fra RNB 2011 og 2012. Der RNB-prognoser ikke foreligger, er det benyttet data mottatt fra OD.

Tiltakskostnadene er beregnet på grunnlag av følgende prisforutsetninger

Gasspris: 1,91 NOK/Sm<sup>3</sup>

Kraftpris: 0,45 NOK/kWh

Prisene er antatt faste gjennom hele produksjonsperioden.

## 2 Områdebeskrivelse – inkluderte felt og funn

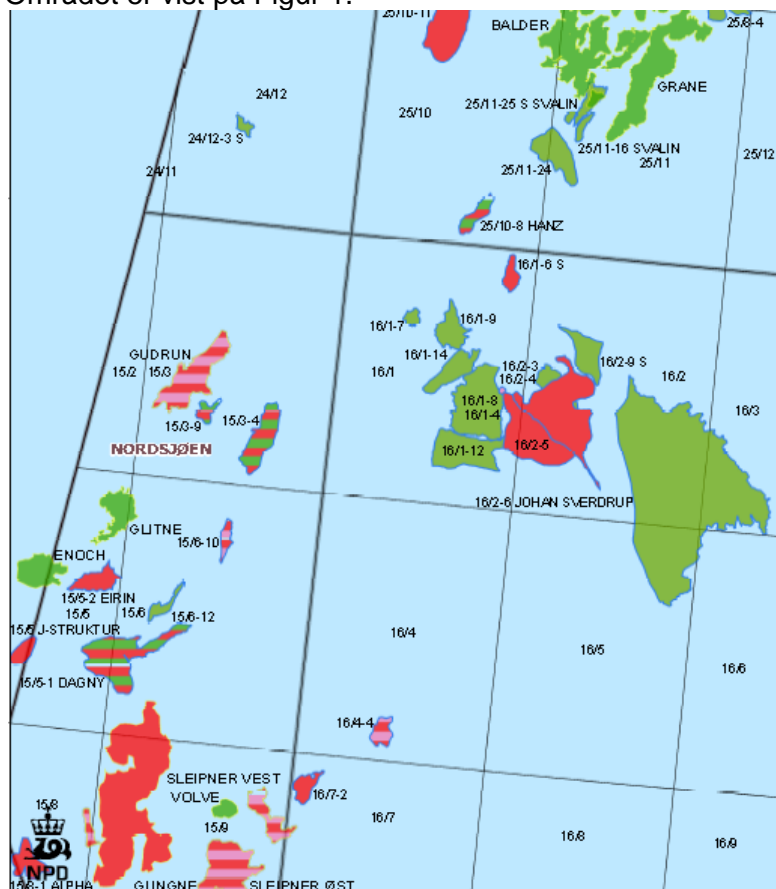
### 2.1 Omfang og funnstatus

Området ligger mellom Sleipnerfeltene i sørvest og Grane-/ Balderfeltene i nordøst. Området har en utstrekning på om lag 75 kilometer sørvest – nordøst og om lag 60 kilometer fra vest mot øst. I dette området er det gjort flere funn, hvorav ett (Glitne) har vært i produksjon i mange år. Et annet funn (Gudrun) er godkjent for utbygging med planlagt produksjonsoppstart i 2014 med forproduksjon på feltet og sluttproduksjon på Sleipner A-innretningen. Kraftforsyningen kommer fra Sleipner.

Tre andre funn som er gjort i området er relativt godt kartlagt (Dagny, Draupne og Edvard Grieg) og skal etter planen bygges ut med egne bunnfaste feltinnretninger. Draupne skal etter planen bygges ut med brønnhodeplattform med prosessering på og kraftoverføring fra Edvard Grieg. Edvard Grieg innretningen skal etter planen settes i drift i 2016. Dette er før kraft fra land kan være klart. Innretningen planlegges derfor med lokalt gasskraftverk, men dersom Olje- og energidepartementet finner at en samordnet kraft fra land-løsning for den sørlige delen av Utsirahøgda skal realiseres, skal Edvard Griegfeltet sannsynligvis tilknyttes en slik løsning.

Det største funnet i området er Johan Sverdrup. Dette er fremdeles i en utforskningsfase. Kunnskap om utbyggingsløsning, samt energiforbruk og utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> ved utbygging med lokal gasskraft er ennå begrenset og foreliggende tall er usikre.

Området er vist på Figur 1.



Figur 1 Området omfattet av studien

I tillegg til de større funnene som er beskrevet, er det gjort noen mindre funn i området, og det er forhåpninger om at flere funn kan bli gjort som et resultat av intensiv letevirksomhet og utforskning. Det er derfor rimelig å anta at noen av de mindre funnene vil resultere i små havbunnsutbygginger med prosessering på en av feltinnretningene i området.

Basert på potensialet i området er det også antatt at det seinere gjøres nye funn i området med en størrelse som forsværer en ny feltutbygging. Det er derfor inkludert en sensitivitet med et nytt felt i området med oppstart fra 2032. I tillegg er det forutsatt at mindre funn vil bidra med en forlengelse av energiforbruk og utslipp på innretningene i området.

## 2.2 Felt og funn som er inkludert i studien

Oppdragsgiver forutsetter at felt som allerede er i drift ikke skal omfattes av studien.

En oversikt over inkluderte felt og funn er gitt i Tabell 2.

**Tabell 2 Oversikt over felt og funn inkludert i studien**

Felt / Funn	Operatør	Kommentar
Dagny	Statoil	Egen feltutbygging
Edvard Grieg	Lundin	Egen feltutbygging
Draupne	Det norske	Brønnhodeplattform. Prosessering på Edvard Grieg
Johan Sverdrup	Statoil	Tre produksjonsinnretninger
Nytt felt	Ukjent	Egen feltutbygging. Antas samme konsept og profil som Dagny. Legges inn kun som sensitivitet.

## 3 Kraftforsyning til midtre Nordsjø

### 3.1 Lokal kraftforsyning (referansecase med gasskraft)

Kraft fra land sammenlignes mot en «referansecase» der innretningene drives med energi fra lokale kraftverk i form av gassturbindrevne generatorsett. Som grunnlag for beregning av tiltakskostnad legges følgende utbyggingskonsept for referansecaset til grunn.

#### Dagny

Ved lokal kraftforsyning antas det at Dagny får dekket sitt energibehov fra en generator, drevet av en GE LM2500+ gassturbin med en kapasitet på om lag 33 MW. Dette forutsetter at all boring av brønner foregår fra flyttbar innretning. Det antas videre at innretningen er helelektrifisert, det vil si at gasskompresjon drives av elektriske motorer som får sitt energibehov dekket av de lokale generatorturbinene. Det antas at Dagny ikke har et varmebehov som krever en egen avgasskjel.

Det forventes at Dagny begynner å produsere innen årsskiftet 2016/2017.



## **Edvard Grieg**

Edvard Grieg forsyner også Draupne med kraft. Det antas at energibehovet vil dekket av to generatorsett, hvert sett drevet av en GE LM2500+ gassturbin med et maksimalt effektuttak på opptil 33 MW. Prosessvarme dekket av varmegjenvinning ved bruk av avgasskjel.

Produksjonen fra Edvard Grieg forventes å starte opp i 2015.

## **Draupne**

Draupne forutsettes ut med kraftforsyning fra Edvard Grieg. Varmebehovet forutsettes å være neglisjerbart. Produksjonen fra Draupne forventes startet opp innen utgangen av 2016.

## **Johan Sverdrup**

Det forutsettes at Johan Sverdrupfunnet bygges ut med tre bunnfaste produksjonsinnretninger. For denne studien antas det at alle tre innretningene er like, og at de har det samme energibehovet.

Det forutsettes at hver innretning bygges ut med to generatorpakker, hver drevet av en GE LM 2500+ gassturbin. Det forutsettes videre at vanninjeksjonspumper og gasskompressorer drives av elektriske motorer, og at varmebehovet dekket ved hjelp av avgasskjeler på samtlige innretninger.

For å utnytte generatorpakkene effektivt, forutsettes det at de tre innretningene på Johan Sverdrupfeltet er forbundet med et internt kabelsystem for å muliggjøre feltintern kraftsamkjøring.

Første innretning på Johan Sverdrup antas å være i drift innen utgangen av 2018. De neste to innretningene forutsettes å starte opp henholdsvis to og fire år etter.

## **Nytt felt ("Dagny 2")**

Det kan bli gjort nye funn i området. Dette er det tatt hensyn til i studien gjennom et nytt felt som en antar er identisk med Dagny og lokalisert 30 kilometer fra Johan Sverdrup. Feltet er kalt "Dagny 2" i denne rapporten. "Dagny 2" inngår ikke i «base case», men inkluderes som en sensitivitet. "Dagny 2" antas startet opp i 2032.

## **Andre nye funn**

Andre nye funn i området er forutsatt bygget ut med havbunnsbrønner og prosessering på de andre feltinnretningene. Det forutsettes at slike havbunnsutbygginger ikke vil påvirke platånivå for effekt eller kapasitet av de lokale kraftforsyningssystemer. Følgelig vil de ikke påvirke behovet for investeringer i kraftgenerering. I denne studien antas det at produksjon fra nye felt prosesseres på Edvard Grieg og at de fases inn som ti års forlenget produksjon på feltet med samme årlige energibehov som ved haleproduksjonen på Edvard Grieg.

## 3.2 Kraft fra land

Området som er vurdert elektrifisert i denne studien ligger omkring 200 kilometer fra kysten av Rogaland. Avstanden og effektbehovene tilsier likestrømsoverføring fra land ved bruk av HVDC (High Voltage Direct Current). Det forutsettes at landnettet er robust nok til å dekke effektbehovet. Eventuelle forsterkninger av nettet er utenfor arbeidsomfanget til denne studien.

Samtlige involverte innretninger forutsettes forsynt med strøm fra landnettet via en likeretter/transformatorstasjon på land og en kabelbasert likestrømsoverføring til et mottaksanlegg på sokkelen. På grunn av overføringens omfang, det relativt store antall forsyningsenheter og behovet for fleksibilitet foreslås mottaksanlegget med omformerstasjon, transformatorer og fordelingsanlegg plassert på en egen plattform. Ettersom Johan Sverdrup funnet er nærmest land av de aktuelle forbrukerne, har lengst forventet produksjonstid og har det største energibehovet over tid, er det fornuftig å plassere mottaksplattformen i tilknytning til en av produksjonsinnretningene på dette feltet.

Plassering av mottaksplattformen med brotilknytning til den først installerte Johan Sverdrup-innretningen vil muliggjøre besparelser til innkvartering, helikopterdekk og diverse hjelpesystemer der en kan utnytte de systemene som er på Sverdrup. I tillegg sparer en installasjon av sjøkabel mellom mottaksstasjonen og produksjonsinnretningen. Mottaksstasjon lokalisert med brotilknytning til en av innretningene vil også kunne gi driftsfordeler med hensyn til at servicepersonell kan mobiliseres raskere.

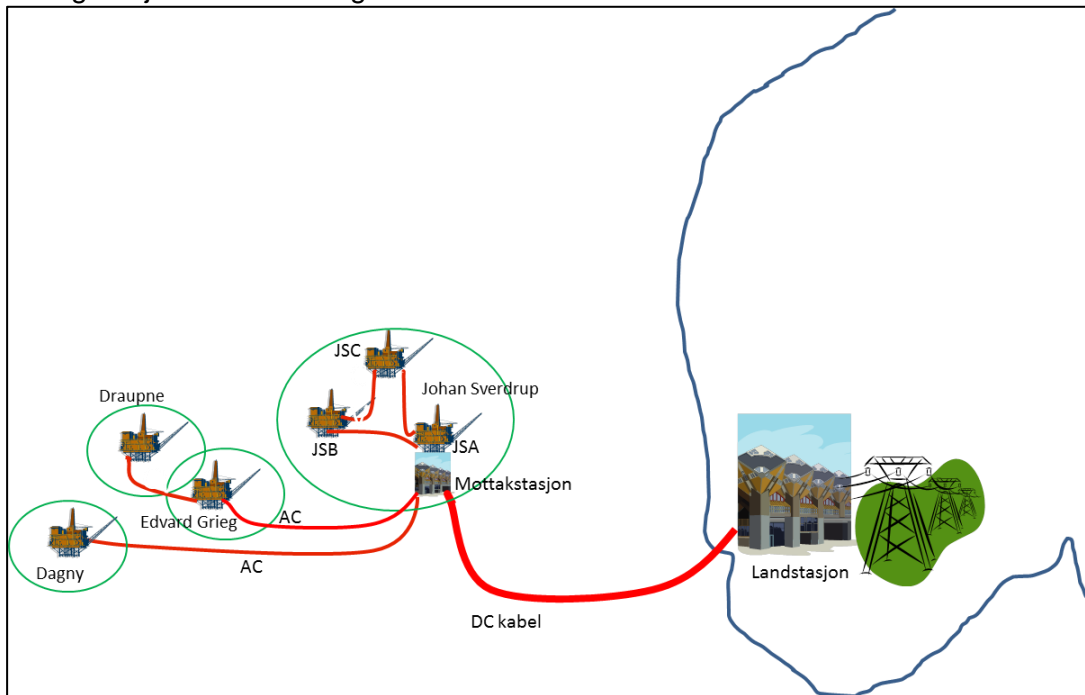
En utfordring ved det lokaliseringalternativet som nevnt ovenfor, er at mottaksinnretningen skal være i drift i bortimot to år før den første av innretningene på Johan Sverdrup planlagt å være på plass. Dette kan løses ved at mottaksplattformen støttes av et produksjonsstøttefartøy (PSF) som kan knyttes til mottaksinnretningen med bro ved behov. Et slikt støttefartøy vil kunne fungere som innkvarteringsbase og leverandør av hjelpesystemer/-funksjoner til plattformen fram til den første innretningen på Johan Sverdrup er på plass. Denne løsningen er valgt som grunnlag for beregning av tiltakskostnad.

Følgende elementer inngår i kraft fra land-løsningen:

- 250 MW landstasjon med transformator og likeretter.
- 2 x 250 MW, 200 kilometer likestrømkabel fra landstasjon til mottaksstasjon på sokkelen (positiv og negativ spenning).
- Mottaksstasjon på sokkelen med omformer, transformatorer og fordelingsanlegg plassert på egen bunnfast innretning som er knyttet til innretningen Johan Sverdrup A med bro.
- Vekselstrømkabler fra mottaksplattform til hver av i alt tre produksjonsinnretninger på Johan Sverdrupfeltet. Den ene kablet forutsettes lagt over broa mellom mottaksplattform og Sverdrup A, mens de to andre er sjøkabler. Ettersom det forutsettes feltintern kraftsamkjøring i referansecaset, inkluderes ikke sjøkablene i kostnadsestimatet for kraft fra land. Derimot inkluderes mottaksanlegg og transformator på Johan Sverdrup A. Det forutsettes her at det ikke er behov for å oppgradere de feltinterne kabler og mottaksanleggene på plattformene sammenlignet med et feltinternt kraftforsyningssystem basert på lokal gasskraft.
- 20 kilometer vekselstrømkabel fra mottaksplattform til produksjonsinnretningen for Edvard Grieg med tilhørende mottaksanlegg.

- 10 kilometer vekselstrømkabel mellom Edvard Grieg og Draupne. Dette er samme opplegg som referansecaset, og tas derfor ikke med i tiltakskostnadsberegningene.
- 60 kilometer vekselstrømkabel fra mottaksinnretningen til produksjonsinnretningen for Dagny med mottaksanlegg.
- 30 kilometer vekselstrømkabel fra mottaksinnretningen til produksjonsinnretningen for "Dagny 2" med mottaksanlegg (sensitivitet).

Konfigurasjonen er vist i Figur 2



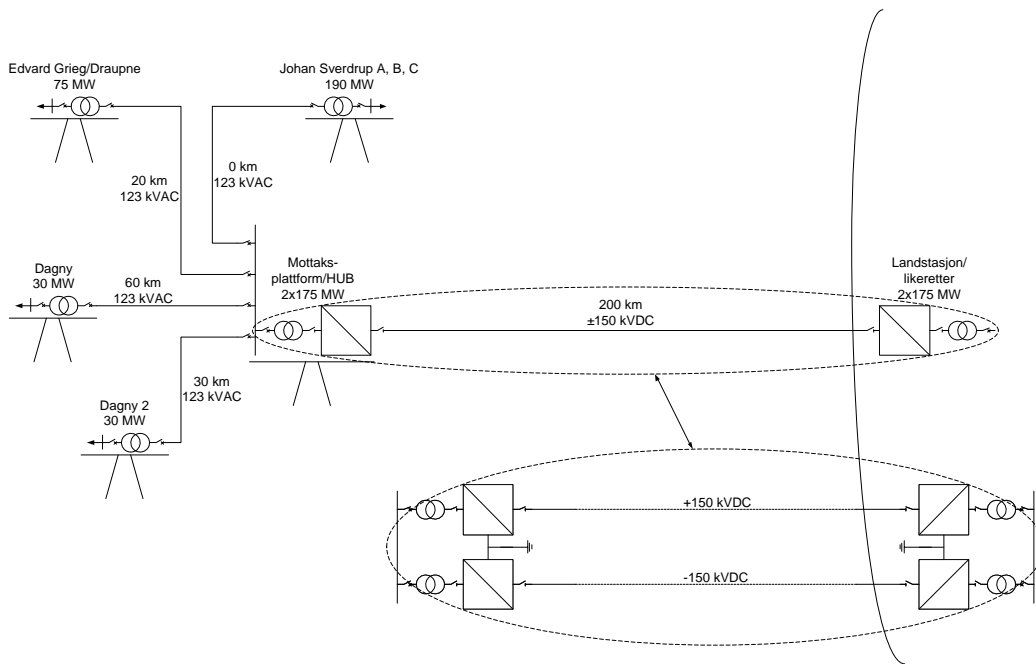
**Figur 2 Skjematisk skisse over foreslått løsning**

Det forutsettes at behovet for prosessvarme på Dagny og Draupne er så marginalt at avgasskjeler eller gassfyrte kjeler er nødvendig.

For innretningene på Edvard Grieg og Johan Sverdrup kjennes ikke varmebehovet. Det antas derfor at samtlige av innretningene vil ha et gjennomsnittlig årlig varmebehov på 10 MW. For referansecaset antas det at denne varmen skaffes ved bruk av avgasskjeler som utnytter gasturbinenes avgassvarme.

### 3.3 Elektrisk kraftforsyningsopplegg

Enlinjeskjemaet i Figur 3 viser det elektriske kraftforsyningsopplegget (her er også vist et mulig fremtidig felt, "Dagny 2", som inngår i en av følsomhetsberegningene).



Figur 3 Kraft fra land til midtre Nordsjø – skjema.

I grunnlaget fra OD er det forutsatt at forbindelsen skal være bipolar (med 5 kilometer separasjon mellom pluss- og minus-kablene), samt opptil 70 prosent kapasitet for overføringen dersom én av kablene er ute av drift. Slik drift vil kreve enten strømretur i sjø (sjøelektroder offshore og ved land) eller strømretur gjennom jordleder (kabel med bare noen få kV isolasjonsklasse). Dette krever også at overføringen får en total merkeytelse på 350 MW (fordi bare halvparten av kapasiteten (175 MW = 70 prosent av 250 MW) er tilgjengelig når én kabel er ute av drift).

Det er antatt at fordelingen av AC fra mottaksstasjonen til innretningene gjøres ved en driftsspenning på om lag 110 kV. Muligheten for å gå ned en spenningsklasse er vurdert, men med de effektnivåer det er snakk om, vil trolig ledertverrsnittet bli så stort (for noen av kablene) at gevinsten ved å gå ned i spenning spises opp. Det er også vurdert som uhensiktsmessig å ha forskjellige spenningsnivåer i fordelingen til de forskjellige innretningene, da det vil kreve flere transformatorer og GIS-anlegg.

Hver innretning vil ha en transformator for transformering til 13,8 kV (60 Hz antas) samt GIS på 110 kV-siden og vanlig tavle på 13,8 kV-siden.

Det vurderte systemet for strømforsyning fra land forutsetter at innretningene har nødaggregater om bord som kan forsyne essensielt utstyr i en periode. Det forutsettes at tilsvarende anlegg også kreves for referansecaset. Kostnadene for dette er derfor ikke inkludert i tiltakskostnadsanalysen.

Det forutsettes at kablene kan beskyttes hovedsakelig ved nedspyling. Det er ventet at det vil være behov for steindumping, blant annet ved kryssing av rørledninger. Prisestimatene i denne rapporten tar bare høyde for nedspyling og i liten grad steindumping. Prisen for steindumping vil avhenge av den mengden steindumping som er nødvendig, samt avstanden fra et egnet sted å hente stein.

## 3.4 Oppstart og produksjonsvarighet

Det antas at investeringsbeslutning for kraft fra land-konseptet i midtre Nordsjø tas i 2013. Dette er en forutsetning for at kraft fra land kan installeres og være klart til drift i siste kvartal 2016 og dermed være driftsklart til oppstart av Dagny, Draupne og Johan Sverdrup.

Edvard Griegfeltet skal være klart til produksjon fra årsskiftet 2015/2016. Dette feltet må derfor startes opp med lokal gasskraft og forutsettes å konvertere til kraft fra land fra 2017.

Den første produksjonsinnretningen på Johan Sverdrup antas å være klart til å produsere innen utgangen av 2018, og den forventes tilkoplest fra dette tidspunktet. De neste to innretningene startes opp og koples så til med to års mellomrom.

Siden mottaksinnretningen vil være operativ fra slutten av 2016, mens første innretning på Johan Sverdrup antas først å være klar rundt to år seinere, vil de to første driftsårene representere en utfordring ved en løsning som skissert ovenfor. Dette foreslås løst ved bruk av et produksjonsstøttefartøy (PSF) tilknyttet mottaksinnretningen i to år fram til denne kan koples opp med bro til Johan Sverdrup A. I tillegg til å fungere som innkvarteringsenhet, vil støttefartøyet også kunne bidra med en del hjelpesystemer og –funksjoner som seinere vil bli forsynt fra Johan Sverdrup A.

Som det lengst produserende feltet, antas det at alle tre innretningene på Johan Sverdrup vil produsere ut 2060. Tiltakskostnadsberegningene er basert på tilsvarende levetid for kraft fra land.

# 4 Grunnlag for beregning av tiltakskostnader

## 4.1 Innledning

Dette kapittelet tar for seg forutsetninger og metoder som er anvendt for beregning av utslipp, energi- og effektbehov, brenselsbehov, capex (kost og vekt) og opex (kraftimport, gassalg, NO<sub>x</sub>-avgift, vedlikehold, drift). Dette er parametere som inngår i beregning av tiltakskostnad.

## 4.2 Grunnlag for beregning av energiprognoser og utslippsreduksjoner

OD har bidratt med prognoser for utslipp av CO<sub>2</sub> fra kraftproduksjon for de aktuelle feltene og funnene ved bruk av lokal gasskraft. Noen av prognosene er de samme som ble innrapportert av operatørene til RNB 2012, mens andre er utarbeidet for andre formål, som for eksempel planer for utbygging og drift (PUD). Utslippsprognosene er brukt for beregning av de årlige energibehov på innretningene.

Følgende forutsetninger er lag til grunn:

- Brennverdi for brukt brenngass: 11,4 kWh/Sm<sup>3</sup>.
- Korresponderende CO<sub>2</sub>-faktor: 2,4 kg/Sm<sup>3</sup> brenngass.
- Utslippsfaktor for utslipp av NO<sub>x</sub> fra gassturbiner: 1,8 g/Sm<sup>3</sup> brenngass. Dette forutsetter at bare lav-NO<sub>x</sub> gassturbiner (DLE) anvendes ved bruk av lokal gasskraft for å møte kravet til beste tilgjengelige teknologi (BAT, Best Available Technology).

- Utslippsfaktor for NO<sub>x</sub> fra gassfyrte kjeler: 1,7 g/Sm<sup>3</sup> brenngass.
- Gjennomsnittlig virkningsgrad for gassturbiner for lokal gasskraft: 33 prosent.
- Gjennomsnittlig virkningsgrad for gassfyrte kjeler: 90 prosent.

Når det gjelder gassturbinenes virkningsgrad, varierer den med type gassturbin. Det forutsettes her moderne gassturbiner med virkningsgrad på 36 til 37 prosent ved full last. Generatorturbiner vil sjelden operere under full last. Ved redusert last går virkningsgraden noe ned. For moderne generatorturbiner varierer virkningsgraden stort sett i området 30 – 36 prosent. Det er derfor antatt en gjennomsnittlig virkningsgrad på 33 prosent.

Ut fra forutsetningene over er utslippsfaktorer fra gassturbiner som funksjon av bruktenergi som følger:

CO<sub>2</sub>-utslipp: 638 tonn/GWh energibehov.

NO<sub>x</sub>-utslipp: 478 kg/GWh energibehov.

Disse utslippsfaktorene er brukt for beregning av tiltakskost.

Grunnen til at det er benyttet en CO<sub>2</sub>-faktor korrelert mot energibehov, er at det for noen felt i denne studien bare foreligger fremtidige CO<sub>2</sub>-prognoser, ikke tilsvarende prognoser for energiforbruk. Energiforbruket er viktig for å bestemme fremtidig mulig elektrisitetsimport.

Ved alternativet for lokal kraftforsyning forutsettes bruk av avgasskjeler for å dekke behovet for prosessvarme. For kraft fra land-alternativet forutsettes det at disse erstattes med gassfyrte kjeler. Gassfyrte kjeler vil medføre noe utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>, avhengig av uttaket av termisk energi. Det antas et gjennomsnittlig varmebehov på 10 MW per innretning over innretningenes levetid. Dette tilsvarer et årlig varmebehov på 87,6 GWh/per innretning per år.

Det antas at brenngassen til gassfyrte kjeler har samme karakteristikk som for brenngassen i basecase, at kjelene har en gjennomsnittlig virkningsgrad på 90 prosent, og en utslippsfaktor for NO<sub>x</sub> på 1,7 g/Sm<sup>3</sup>. Dette gir følgende utslippsfaktorer på energibasis:

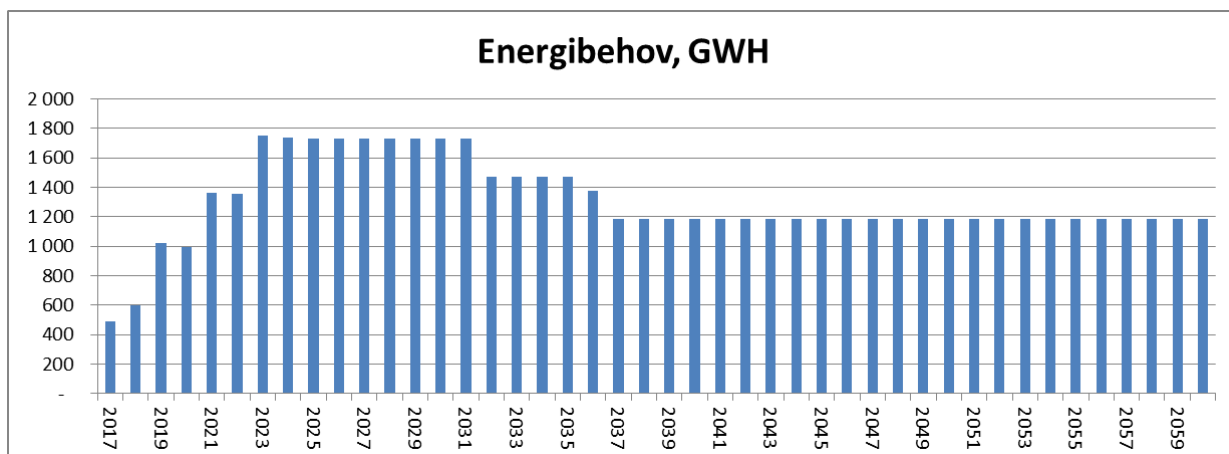
CO<sub>2</sub>-utslipp: 234 tonn/GWh varmebehov

NO<sub>x</sub>-utslipp: 166 kg/GWh varmebehov

## 4.3 Energi- og effektberegninger

OD har levert utslippsprognoser for CO<sub>2</sub>, for alle de aktuelle feltene. Siden feltene er i planleggingsfasen, vil usikkerheten variere, og den kan være stor for felt i tidlig planleggingsfase. For Johan Sverdrup foreligger bare en totalprognose. Denne er fordelt med 1/3 per. innretning.

Energibehov i GWh per år fordelt over prosjektet levetid:



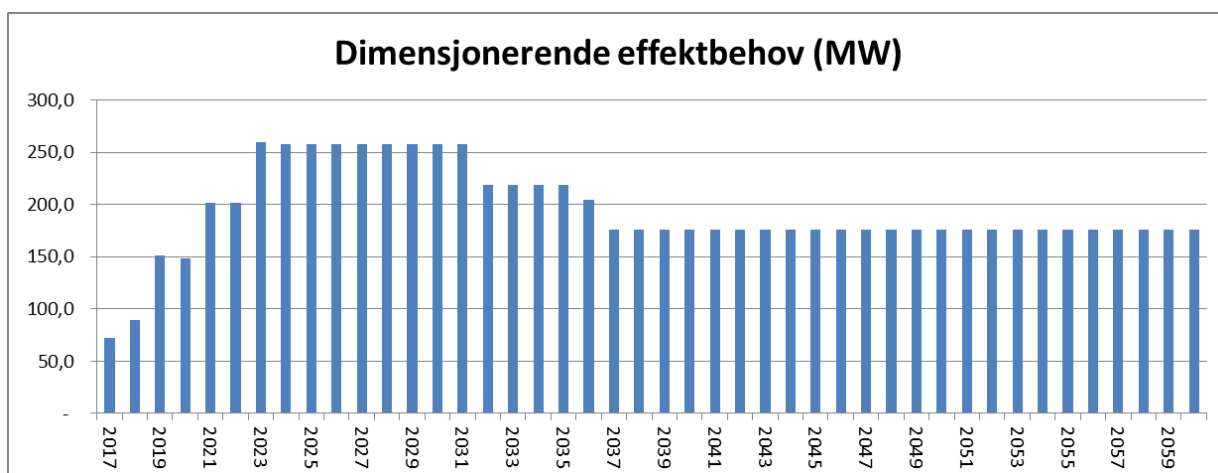
**Figur 4 Antatt energiprofil midtre Nordsjø**

Profilen inkluderer tap på 7,5 prosent i overføringen og representerer den energimengde som må kjøpes fra nettet per. år. Figuren viser at energibehovet har et maksimumplata på ca. 1,7 TWh/år i tidsrommet 2023 til 2031. Deretter vil det være en lang «hale» representert ved Johan Sverdrupfeltet med et årlig energibehov på om lag 70 prosent av platånivået.

For å dimensjonere utstyret for kraftforsyning til de enkelte innretninger, er dimensjonerende effekt satt til 150 prosent av energibehovet for det mest energikrevende året. Dette danner også grunnlaget for dimensjonering av lokal kraftstasjon for referansecaset.

For total kraftforsyning til området tas det hensyn til en lavere samtidighetsfaktor og forsyningssystemets kapasitet dimensjoneres til 130 prosent av maksimum energibehov for innretningene samlet. Videre antas det et tap på 7,5 prosent i hele overføringssystemet, inkludert landstasjon, likestrømkabler, mottaksstasjon på sokkelen med omformer og transformatorer, vekselstrømkabler fra mottaksplattform til de enkelte innretningene og mottaksstasjoner der. Tapet kompenseres med øket strømuttak fra nettet på land.

Dersom kraftbehovet i kortere perioder skulle overskride kapasiteten, vil de installerte gassturbindrevne generatorene på Edvard Grieg kunne tjene som tilleggsleverandører og således styrke robustheten av systemet. Det er ikke forutsatt slik bruk av reservekraft i beregningene av tiltakskostnad. Dette gir følgende årlige gjennomsnittlige effektbehov for fellesanleggene:



**Figur 5 Dimensjonerende effektbehov for fellesanleggene**

Figur 5 viser at effektbehovet ut fra landanlegget i platåperioden ligger marginalt høyere enn de 250 MW som kraft fra landanlegget er dimensjonert for. Dette anses imidlertid ikke å representere noe problem med turbogeneratorsett på Edvard Grieg som reserve. Dette har en total produksjonskapasitet på 66 MW.

Oppgradering av kraft fra land-anlegget til en høyere kapasitet kan medføre noe høyere investeringskostnader. Det er gjennomført følsomhetsberegninger som viser effekten av dette.

## 4.4 Utslippsreduksjoner

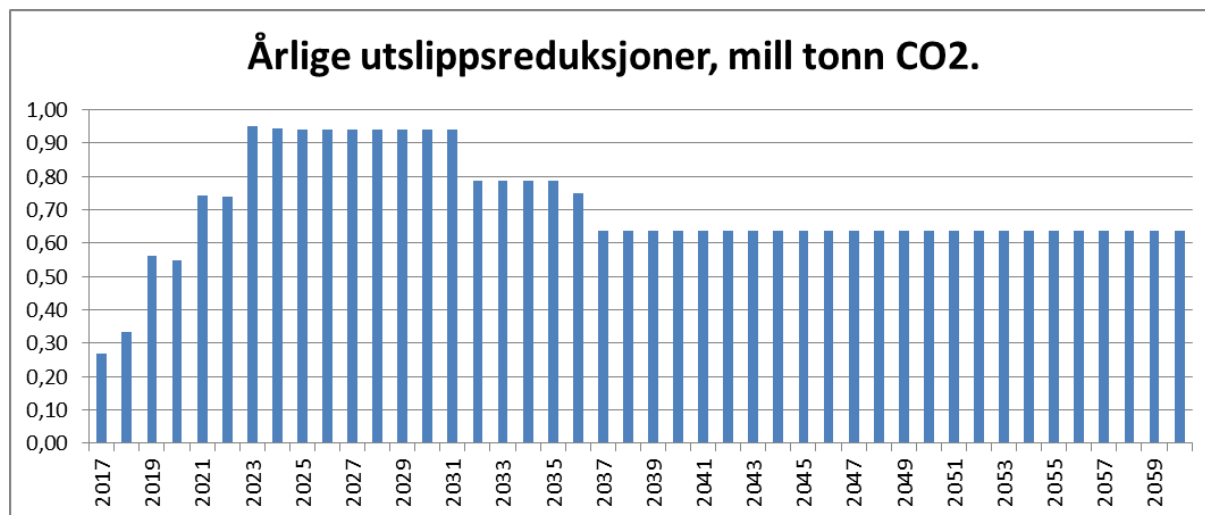
Kraft fra land vil medføre endringer i utslippsprofilene for feltene som inngår i studien:

**Tabell 3 Kilder for utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>**

	Utslippskilde	Lokal kraftgenerering	Kraft fra land
1	Utslipp knyttet til kraftgenerering	Utslipp fra bruk av brenngass	Ingen utslipp
2	Utslipp fra varmeproduksjon	Ingen utslipp. Varmen tas fra eksosgassen	Utslipp fra gassfyrte kjeler
3	Utslipp fra mindre dieselmotorer	Utslipp fra bruk av diesel	Utslipp fra bruk av diesel
4	Gassfakling	Utslipp fra fakkeltgass	Utslipp fra fakkeltgass

Utslippene fra kilde 1 vil totalt bortfalle ved kraft fra land, mens kilde 2 vil komme i tillegg. Utslippene fra kilde 3 og 4 vil være upåvirket av hovedkraftkilde og inkluderes ikke i analysene.

Figur 6 viser de årlige utslippsreduksjonene av CO<sub>2</sub> ved kraft fra land.



**Figur 6 Reduserte utslipp av CO<sub>2</sub> ved kraft fra land**

Basert på de forutsetninger som ligger til grunn for studien, gir kraft fra land utslippsreduksjoner på om lag 31 mill. tonn over feltenes levetid.



## 4.5 Driftskostnader

Reduserte utslipp gir både driftsinntekter, driftskostnader og sparte driftskostnader. Disse kan for enkelthets skyld sorteres i tre grupper:

1. Kostnader til kjøp av elektrisk kraft
2. Inntekter av fra salg av frigjort brenngass og sparte NO<sub>x</sub>-avgifter
3. Innsparing av andre operasjonelle driftskostnader

Kraft fra land medfører kjøp fra nettet i Norge. Det forutsettes at kraften inn på landstasjon (omformer og transformator) kjøpes til en pris av 0,45 NOK/kWh inkludert nettagift. Dette gir en samlet kostnad over prosjektet på om lag 26 milliarder NOK.

Spart brenngass kan selges på lik linje med salgsgassen, og sparte NO<sub>x</sub>-utslipp gir lavere NO<sub>x</sub>-avgifter. Det forutsettes en gasspris på 1,91 NOK/Sm<sup>3</sup> gjennom hele perioden. NO<sub>x</sub>-avgiften er forutsatt til 50/kg utsluppet NO<sub>x</sub>. Totalt over perioden fram til 2060 gir dette samlede inntekter/sparte kostnader på rundt 26 milliarder NOK. Dette medfører at inngående kontantstrøm tilnærmet eliminerer den utgående under de gitte prisforutsetningene

Ut over økte salgsgassinntekter og kraftkostnader forutsettes de generelle driftskostnadene å bli redusert ved kraft fra land ettersom gassturbiner er mer bemannings- og vedlikeholdskrevende enn importanlegg for elektrisk kraft. For denne analysen forutsettes det en driftsbetjening på en person per skift per gassturbindrevet generatorsett, inkludert støttepersonell. Antatt total kostnad per ansatt per år på to millioner NOK gir en årlig besparelse per gassturbin på tolv millioner NOK for alternativet kraft fra land. I tillegg kommer eksterne kostnader til blant annet vedlikehold (inklusive 25 000 og 50 000 timers overhaling og forbruksvarer). Basert på informasjon fra General Electric er kostnadene for 25 000 driftstimer «Hot Section repair» og 50 000 driftstimer «Major overhaul» per gassturbin (GE LM2500+) som vist i Tabell 4. I tillegg til leverandørens kostnader kommer transport og operatørs egne kostnader i forbindelse med slike operasjoner. Disse kostnadene er anslått til 25 prosent av leverandørens kostnader.

**Tabell 4 Leverandørens kostnader ifm. Periodisk vedlikehold av gassturbiner**

«Hot Section repair» (per 25 000 driftstimer)	2,0	USD/turbin
«Major overhaul» (per 50 000 driftstimer)	4,5	USD/turbin
Tillegg for operatørens prosjektkostnader	25 %	
Årlige kostnader	8,1	NOK/turbin

Dette forutsetter en (1) «Hot Section repair» og en (1) «Major overhaul» per turbin per seksårsperiode og en dollarkurs på 6,00 NOK.

Mottaksanleggene for kraft fra land på de forskjellige innretningene er tilnærmet drift- og vedlikeholdsfri. Det er forutsatt en kostnad tilsvarende  $\frac{1}{4}$  person per skift. Dette gir årlige kostnader på 3 millioner NOK per innretning som har slike mottaksstasjoner.

Mottaksplattformen antas å kunne opereres tilnærmet bemanningsfri. Det er likevel antatt en årlig drifts- og vedlikeholdskostnad tilsvarende tre personer over samtlige skift. Dette tilsvarer 36 millioner NOK per år. De to første årene, inntil Johan Sverdrup A er tilgjengelig, er det antatt at det blir leiet inn et støttefartøy som bistår innretningen med hjelpe- og støttefunksjoner, samt drifts- og vedlikeholdsbemanning. Basert på informasjon fra Seabroker, er kostnaden satt til 90 millioner NOK per år.

Landstasjonen vil også ha noen drifts- og vedlikeholdskostnader. Disse er anslått til seks millioner NOK per år.

Basert på forutsetningene over blir de årlige drifts- og vedlikeholdskostnadene for de enkelte innretningene for kraft fra land sammenlignet med lokal gasskraft som vist i Tabell 5. Kjøp av elektrisk kraft, reduserte NO<sub>x</sub>-avgifter og salgsinntekter av spart brenngass er ikke inkludert i tabellen.

**Tabell 5 Drifts- og vedlikeholdskostnader ved kraft fra land**

Innretning	(MNOK/år)
Dagny	-17
Edvard Grieg	-37
Johan Sverdrup A, B og C	-112
"Dagny 2"	-17
Mottaksplattform for kraft fra land	36
Landstasjon (kraft fra land)	6

Over prosjektets levetid utgjør besparelsene av disse driftskostnadene ca. om lag milliarder NOK.

CO<sub>2</sub>-kostnader i form av avgift og kvoter er ikke inkludert i tiltakskostnadberegningene. Dette innebærer at beregnet tiltakskostnad må sammenlignes med den til enhver tid gjeldende CO<sub>2</sub>-avgift og kvotepris.

Ser en driftskostnadene i sammenheng, er det åpenbart at tiltakskost kan være svært følsom for relative endringer i gasspris og kraftpris i forhold til hverandre. Dette er derfor spesielt undersøkt i følsomhetsanalysene i kapittel 5.2.6.

## 4.6 Investeringskostnader

Teknisk underlag for beregning av kostnader er relativt mangelfullt, fordi de aktuelle prosjekter er i en tidlig studiefase og fordi kunnskapene er tynne når det gjelder et eventuelt nytt felt i området ("Dagny 2"). Det er derfor i stor grad valgt en grov og "top-down" estimeringsmetode, basert på sammenligning med tidligere kjente kostnadsdata for installasjoner og på midlere kostnadsdata per vektenhet innretning) For enkelt av de større enhetene er det innhentet priser fra leverandører.

For sokkelinnretninger må en regne inkrementalkostnader, fordi installasjon av utstyrsenheter medfører en rekke følgekostnader. Eksempelvis vil en nyutviklet plattform med gassturbiner bli både større og tyngre enn en tilsvarende innretning uten gassturbiner. Mer utstyr, mer vekt og større tomteplass krever blant annet:

- større moduler,
- større og sterkere modulstøtteramme,
- dyrere marine operasjoner,
- større og mer omfattende hjelpe- og støttesystemer som for eksempel elektrisitetsforsyning, vannforsyning, varslingsystem, ventilasjonssystemer,
- Mer omfattende elektronisk styrings- og overvåkningssystem, og større krav til utstyr og plass i kontrollrom

- større boligkvarter på grunn av økt bemanningskrav, større kapasitet på innretningens evakueringsystem og større plass til rømningsveier
- Mer brannvegger

Erfaring fra en rekke innretninger viser at stål utgjør om lag 60 prosent av toposide vekt med en variasjon på ca +/- 5 prosent, mens de resterende 40 prosent fordeles nesten likt mellom utstyrsvekt og materialvekt (rør, kabler, etc.), med noe overvekt på utstyrsvekt. Dette tilsier at endring av utstyrsvekt med 1 tonn medfører at hele dekkskonstruksjonen får en vektendring på om lag 4,5 tonn.

Ved å ta utgangspunkt i total utstyrsvekt på innretningen og multiplisere med 4,5, vil en få et rimelig estimat for vekten av hele dekkskonstruksjonen. For noen utstyrsenheter vil denne faktoren være for høy og for andre for lav. Ettersom en ikke kjenner påvirkningsgrad for de enkelte utstyrsenheter, er det valgt å benytte samme faktor for alt utstyr.

Gjennom denne metoden vil en kunne beregne totalvekt av dekkskonstruksjonen med og uten gassturbiner, med og uten mottaksstasjon for kabel, etc. ved å ta utgangspunkt i utstyrsvekt for aktuelt utstyr. I en tidlig fase med svært begrenset tilgang på informasjon er dette en rimelig robust metode.

På samme måte beregnes inkrementalkostnader ut fra en enhetskostnad per tonn for dekkskonstruksjonen. Her tar en utgangspunkt i erfaringstall fra 1990-tallet da det ble bygget en rekke innretninger. Den gang lå enhetskostnadene på om lag 300 000 NOK per tonn dekkskonstruksjon, ferdig installert og testet ut og inkludert rettighetshavernes egne kostnader [Ref 1]. Med denne bakgrunn har en benyttet en tonnpris på 300 000 NOK<sub>1998</sub> og indeksjustert denne fram til 2012.

Av mangel på kostnadsindeks over investeringsprosjekter på sokkelen innen Statistisk Sentralbyrås (SSB) indeksportefølje, har vi valgt å bruke SSBs indeks 07251 Olje- og gassutvinning og bergverk. Denne går bare tilbake til 2000 og har utviklet seg fra 71,5 i første kvartal 2002 til 137,5 i fjerde kvartal 2011, det vil si en økning på 92 prosent. En har ut fra dette antatt en kostnadsøkning på 100 prosent fra 1998 til 2012. Selv om indeksen bare delvis er representativ for kostnadsutviklingen i perioden, gir den en indikasjon som anses tilfredsstillende for denne studien.

Med utgangspunkt i gjennomsnittet vil en tonnpris tilsvarende 0,3 millioner NOK i 1998 tilsvare 0,6 millioner NOK i 2012.

Vektdata for utstyr er innhentet fra leverandører.

Kostnadene for plattformunderstellet er basert på kostnadsdata (1998-data) tilgjengelig i NOU 99:11 for tilsvarende vanddyb og med sammenlignbar dekkvekt (disse kostnadene er indeksregulert fram til 2012).

For landstasjon og sjøkabler er det innhentet priser fra to leverandører (ABB og Siemens). Disse er sammenlignet med andre kabelprosjekter. Det er lagt til 25 prosent for «prosjektvekst» og operatørkostnader og 20 prosent for usikkerhet i estimatet.

Kostnader for produksjonsstøttefartøyer hentet inn fra Seabrokers [Ref. 5]. PPrisene for slike fartøyer er svært følsomme for aktivitetsnivået i markedet og hvilke krav som stilles til fartøyet.

Oppsummert er metodene listet i Tabell 6.

**Tabell 6 Metoder for estimering av investeringskostnader**

Landstasjon og sjøkabler:	Budsjettpriser innhentet fra leverandør påplussset 25 prosent for prosjektvekst og usikkerhet og 20 prosent for operatørselskapets kostnader
Mottaksplattform, dekkinstallasjoner	Totale kostnader beregnet ut fra vekt og kost av utstyret multiplisert med påslagsfaktorer for bulk og stål og erfaringsbasert tonnpris.
Mottaksplattform, understell	Kostnader hentet fra NOU 99:11 Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen [Ref.: 1] og indeksregulert.
Mottaksstasjoner, kjeler og gassturbiner, etc. på produksjonsinnretningene	Totale kostnader beregnet ut fra vekt og kostnad av utstyret multiplisert med påslagsfaktorer for bulk og stål og erfaringsbasert tonnpris
Produksjonsstøttefartøy	Pris innhentet fra Seabrokers [Ref.: 4]

Dette gir følgende enhetskostnader:

**Tabell 7 Oversikt over kostnadselementer**

Utstyrselement	Kostnad <sup>1</sup> millioner NOK	Kommentar
Landstasjon, 250 MW	611	
200km, 250 MW DC kabel	2 472	to kabler inkl. legging og overdekning
Mottaksplattfom m/omformer og trafo	3 336	Inkl. bro til Johan Sverdrup A
30 MW AC kabel til Dagny, 60 km	549	Inkl. legging
75 MW AC kabel til Edvard Grieg, 20 km.	200	Inkl. legging
190 MW AC kabel til Johan Sverdrup A	12	Ikke sjøkabel, inkl. installasjon
30 MW AC kabel til "Dagny 2", 30 km	299	Inkl. legging, kun for sensitivitet
Mottaksstasjon på Dagny	286	Inkremental plattformkostnad
Mottaksstasjon på Edvard Grieg	462	Inkremental plattformkostnad
Mottaksstasjon på Johan Sverdrup A	810	Inkremental plattformkostnad
Mottaksstasjon på "Dagny 2"	286	Inkremental plattformkostnad. Kun for sensitivitet
1 GE LM 2500+ gassturbin	(306)	Inkremental plattformkostnad pr.turbin
Avgasskjel, 10 MW	(109)	Inkremental plattformkostnad pr kjel
Gassfyrt kjel, 10 MW	109	Inkremental plattformkostnad pr. kjel

( ) innebærer minus for kraft fra land.

Avgasskjel og gassfyrt kjel forutsettes å ha samme inkrementale kapitalkostnad og holdes derfor utenfor tiltakskostnadsberegningene.

Investeringene er fordelt over år som følger:

- Vekselstrømkabler fra mottaksplattform til den aktuelle produksjonsinnretning med 50 prosent hvert av de to siste årene før oppstart.
- Alle øvrige investeringselementer er fordelt med henholdsvis 10 prosent, 20 prosent, 40 prosent og 30 prosent de siste fire årene før oppstart.

De samlede investeringskostnadene for kraft fra land er estimert til 9,2 milliarder NOK. Det tilsvarerestimert at kraft fra land vil medføre besparelser i referansecaset med 3,2 milliarder NOK. Dette skyldes bortfall av gassturbindrevne generatorpakker på innretningene. Netto investeringskostnader beløper seg således til 6 milliarder NOK.

<sup>1</sup> Inkrementale kostnader, ikke bare rene utstyrskostnader.

## 4.7 Diskonteringsfaktor

Tiltakskostnader er regnet ut fra nåverdi i 2012. Den diskonteringsfaktor som anvendes kan ha en stor innvirkning på tiltakskostnadene. Det er i referansecaseet valgt en diskonteringsfaktor på 5 prosent. Følsomhetsberegninger er kjørt med en faktor på 7 prosent.

## 5 Resultater og diskusjon

### 5.1 Tiltakskostnad

Tiltakskostnaden er beregnet ut fra forutsetninger som er gitt i kapittel 4 og de gitte utslippsprofiler for de enkelte felt.

Tiltakskost er beregnet til NOK 421/tonn CO<sub>2</sub>. Tiltaket vil redusere utslippene av CO<sub>2</sub> med 31 millioner tonn akkumulert fram til 2060.

Det er store usikkerheter knyttet til de forutsetninger som er lagt til grunn. Derfor er det gjennomført en rekke følsomhetsanalyser for å sjekke robustheten av resultatet og for å sjekke hvilke parametere som tiltakskostnaden er spesielt sensitiv overfor.

Følgende følsomhetsanalyser er foretatt:

1. Fase ut gasskraft på Edvard Grieg med kraft fra land
2. Forlengelse av produksjon og energiforbruk
3. Endringer i energiforbruk og utslipp
4. Endringer i investeringskostnadene
5. Endringer i drifts- og vedlikeholdskostnader
6. Endringer i el-tariff og gasspris
7. Endringer i diskonteringsfaktor
8. Tillegg av nytt felt ("Dagny 2")

De enkelte følsomhetsanalysene er presentert i kapittel 5.2. Her er også resultatene av de enkelte følsomhetsanalyser diskutert. Konklusjoner og oppsummerende diskusjon er gitt i kapittel 6.

### 5.2 Følsomhetsanalyser

#### 5.2.1 Fase ut gasskraft på Edvard Grieg med kraft fra land

Det er i «base case» sett bort fra at lokalt gasskraftverk blir installert på Edvard Grieg. Beregningene er derfor gjort som om en fremdeles har valget mellom lokal gasskraft og kraft fra land. I realiteten vil ikke det være tilfellet. Det er derfor gjort en beregning av tiltakskostnad der en tar utgangspunkt i at lokalt gasskraftverk allerede er på plass, og at kraft fra land vil erstatte dette fra 2017. Det forutsettes ikke at gasskraftverket fjernes, men at det kan brukes som reservekraftverk.

**Tabell 8 Tiltakskost med gassturbiner på Edvard Grieg installert**

Scenario	Tiltakskostnad NOK/tonn
«Base case»	412
Tar hensyn til at gasskraft blir installert	463

Som Tabell 8 viser, øker tiltakskostnad med om lag 15 prosent. Dette innebærer at det ikke har vesentlig betydning for tiltakskostnad hvordan en regner inn turbogeneratorene på Edvard Grieg.

## 5.2.2 Forlengelse av produksjon og energiforbruk

Forlengelse av produksjonen fra de involverte produksjonsinnretninger er en mulighet, enten ved økt utvinning eller ved havbunnsutbygginger der brønnstrømmenprosesseres på de inkluderte produksjonsinnretningene. For å se hvilken effekt dette har på tiltakskostnadene er det forutsatt et scenario der produksjonen på Edvard Grieg forlenges med tiår. Det forutsettes at forlengelse av utslipp og energiforbruk er på samme nivå som platået Edvard Grieg har i sein produksjonsfase for "base case"-alternativet.

**Tabell 9 Forlengelse av produksjon og energiforbruk**

Scenario	Tiltakskostnad NOK/tonn
«Base case»	412
Ti års forlengelse av produksjonen på Edvard Grieg	389

**Tabell 9** viser at en slik forlengelse har positiv effekt på tiltakskost. Utnyttelse av eksisterende innretninger til produksjon av tilleggsressurser i området vil derfor bidra positivt til tiltakskostnad og økonomisk robusthet av kraft fra land.

## 5.2.3 Endringer i energiforbruk og utslipp

Det er usikkerheter knyttet til energiforbruket. Det er derfor gjennomført en følsomhetsanalyse av effekten av lavere og høyere energiforbruk. Følgende scenarier er analysert:

- 20 % redusert energiforbruk gjennom hele perioden
- 20 % høyere energiforbruk gjennom hele perioden

Høyere energiforbruk medfører høyere kostnader til kjøp av elektrisk kraft fra nettet, høyere utslipp av CO<sub>2</sub> ved lokal kraftgenerering, høyere kostnader for å dekke NO<sub>x</sub>-avgift og mer frigjort gass til salg ved kraft fra land alternativet.

Alle andre parametere er holdt konstant. Resultatene fremgår av **Tabell 10**

**Tabell 10 Endringer i energiforbruket**

Scenario	Tiltakskostnad NOK/tonn
«Base case»	412
20 prosent lavere energiforbruk	546
20 prosent høyere energiforbruk.	325

Sensitivitetsanalysen viser at tiltakskostnad bedres signifikant dersom det reelle energiforbruket i området som forsynes av kraft fra land økes. Dette forutsetter at det ikke er nødvendig å utvide fellessystemene. Gasskraftverkene på Edvard Grieg kan, om nødvendig, aktiveres for å møte kortvarige toppbelastninger som overskrider kapasiteten på fellesanleggene uten at dette nødvendigvis får stor negativ effekt på tiltakskostnadene. Robustheten av systemet er god.

## 5.2.4 Endringer i investeringskostnadene

Investeringskostnadene er relativt usikre. Effekten av endringer av disse er derfor undersøkt. Dette er gjort ved at alle investeringskostnader er justert ned og opp med samme prosentandel.

Samme effekt er forutsatt både på alternativet for lokal kraftgenerering og på kraft fra land-alternativet.

**Tabell 11 Endring i Investeringskostnader**

Scenario	Tiltakskostnad NOK/tonn
«Base case»	412
20 prosent reduksjon i investeringskostnadene	307
20 prosent økning i investeringskostnadene	516
40 prosent økning i investeringskostnadene	620

**Tabell 11** viser at tiltakskostnad er relativt følsom for endringer i investeringskostnadene. Dette kommer av at investeringene i fellesanleggene kommer tungt inn tidlig i prosjektet og i liten grad reduseres ved diskontering. Ettersom denne studien er gjennomført på grunnlag av begrenset datagrunnlag og før prosjekteringsarbeider har startet, vil det være store usikkerheter knyttet til de kostnadsestimater som er benyttet i analysen.

### 5.2.5 Endringer i drifts- og vedlikeholdskostnader

Estimatene for drifts- og vedlikeholdskostnader er basert på anslag. Det er derfor kjørt sensitivitetanalyser med henholdsvis 20 prosent reduksjon og 20 prosent og 40 prosent økning i disse kostnadene. Kostnader til kjøp av elektrisk kraft, kostnader for NO<sub>x</sub>-avgift og inntekter ved salg av frigjort brenngass er ikke inkludert.

**Tabell 12 Endring i drifts- og vedlikeholdskostnader**

Scenario	Tiltakskostnad NOK/tonn
«Base Case»	412
20 prosent reduksjon i drifts- og vedlikeholdskostnadene	433
20 prosent økning i drifts- og vedlikeholdskostnadene	390
40 prosent økning i drifts- og vedlikeholdskostnadene	369

Det er her forutsatt at en økning eller reduksjon av drifts- og vedlikeholdskostnader har samme effekt på kraft fra land som på lokal gasskraft. Ettersom lokal gasskraft er mer krevende med tanke på drift og vedlikehold enn kraft fra land, er det logisk at kraft fra land trekker fordel av generelt høyere drifts- og vedlikeholdskostnader, noe analysen viser. Som tallene viser, er tiltakskostnad mindre følsom for endringer og usikkerhet i disse kostnadene.

### 5.2.6 Endringer i el-tariff og gasspris

Kostnadene for elektrisk kraft og salgspris for frigjort gass er beheftet med store usikkerheter i et langsiktig perspektiv. Som påpekt i kapittel 4.5, representerer disse elementene høye kostnader og inntekter. For å se følsomheten for endringer i prisnivåene, er det kjørt flere analyser:

- Økning av kraftpris med 25 prosent fra 2025. Ingen endring av gasspris
- Økning av gasspris med 25 prosent fra 2025. Ingen endring av kraftpris
- 25 prosent lavere gass- og kraftpriser i hele perioden
- 25 prosent høyere gass- og kraftpriser i hele perioden



**Tabell 13 Endring i drifts- og vedlikeholdskostnader**

Scenario.	Tiltakskostnad NOK/tonn
«Base Case»	412
25 prosent økning av kraftpris fra 2025	555
25 prosent økning av gasspris fra 2025	275
25 prosent reduksjon i både kraft- og gasspris	363
25 prosent økning i både kraft- og gasspris	460

Analysen viser at tiltakskostnad er svært følsom for endringer i kraft- og gasspris, spesielt dersom forholdet mellom prisene endrer seg. En ser også at et generelt høyere prisnivå har ugunstig effekt på tiltakskostnad for kraft fra land. Dette kommer av at kjøp av kraft fra nettet representerer et høyere kostnadselement enn inntekter fra salg av frigjort brenngass med de priser som ligger i forutsetningene.

### 5.2.7 Endringer i diskonteringsfaktor

I basisberegningene er det benyttet en diskonteringsfaktor på 5 prosent. For å illustrere hvor sterkt valg av diskonteringsfaktor påvirker beregnet tiltakskostnad, det er også kjørt beregninger av tiltakskostnad med diskonteringsfaktor på 7 prosent. Resultatet fremgår av Tabell 14.

**Tabell 14 Endring i diskonteringsfaktor**

Scenario.	Tiltakskostnad NOK/tonn
«Base case» 5 prosent	412
Diskonteringsfaktor 7 prosent	600

Dette viser at tiltakskostnad er svært følsom for den diskonteringsrenten som brukes i beregningene. Årsaken til at tiltakskostnaden er følsom for renten som anvendes, er at nevneren i beregningsformelen, utslippsgevinsten, kommer seint i dette prosjektet, noe som gir den lav verdi ved diskontering og lavere jo høyere rente. De dominerende kostnadene, kommer tidlig og er følgelig mindre følsom for rentesatsen.

### 5.2.8 Tillegg av nytt felt ("Dagny 2")

Det aktuelle området kan inneholde tilleggsreserver som kan gi nye utbygginger. For å se hvordan en ny feltutbygging vil påvirke tiltakskostnadene, er det kjørt en analyse med et nytt felt i produksjon. Dette feltet er kalt "Dagny 2" i denne rapporten. Feltinnretning er forutsatt lokalisert 30 kilometer fra mottaksstasjonen på sokkelen og med produksjonsoppstart fra januar 2032. Ut over dette er feltet antatt identisk med Dagny. Det er forutsatt at fellesanleggene (landstasjon, DC-kabler og mottaksstasjon) har kapasitet til å levere nødvendig elektrisk kraft uten ombygginger.

**Tabell 15 Tiltakskost inkludert "Dagny 2"**

Scenario.	Tiltakskostnad NOK/tonn
«Base case»	412
Inkludert "Dagny 2"	392

Som det fremgår av Tabell 15, medfører et tilleggsfelt en liten, men positiv endring i tiltakskostnad i favør av kraft fra land. Bidraget fra "Dagny 2" vil, basert på tilgjengelig informasjon samt at en ikke overstiger kapasiteten bli en positiv bidragsyter i fellesanlegget.

Dette tilsier at den beregnede tiltakskost er robust og vil forbedres ved utbygging av tilleggsressurser i området.

## 6 Konklusjon

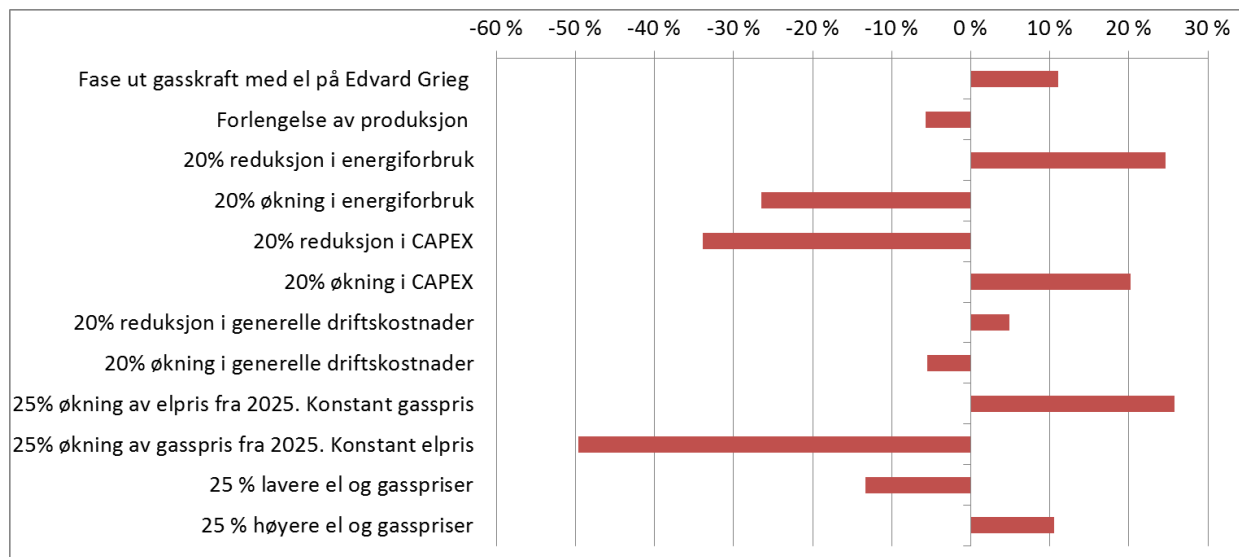
Studien viser at kraft fra land til midtre Nordsjø er et konkurransedyktig alternativ til bruk av lokal gasskraft. Gitt forutsetninger som er lagt til grunn, viser kraft fra land en tiltakskostnad på 421 NOK/tonn reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp. Dette er under nivået som er skissert i klimameldingen.

For å sjekke robustheten av prosjektet, er det gjennomført en del følsomhetsberegninger. Resultatene av disse er vist i Tabell 16.

**Tabell 16 Resultater av følsomhetsberegninger**

Følsomhetsscenario	Tiltakskostnad (NOK/t CO <sub>2</sub> )	Prosent avvik
Base case	412	0
Fase ut gasskraft med el på Edvard Grieg	463	11
Forlengelse av produksjon	389	-6
20 % reduksjon i energiforbruk	546	25
20 % økning i energiforbruk	325	-27
20 % reduksjon i CAPEX	307	-34
20 % økning i CAPEX	516	20
20 % reduksjon i generelle driftskostnader	433	5
20 % økning i generelle driftskostnader	390	-5
25 % økning av elpris fra 2025. Konstant gasspris	555	26
25 % økning av gasspris fra 2025. Konstant elpris	275	-50
25 % lavere el og gasspriser	363	-13
25 % høyere el og gasspriser	460	11

Den prosentuelle følsomheten er vist i Figur 7.



**Figur 7 Følsomhetsberegningene vist som prosentavvik fra base case.**

Resultatene viser videre at tiltakskostnad for kraft fra land er svært følsom for usikkerheter og endringer i følgende parametre:

- a. Investering i fellesanlegg som landstasjon, DC kabel og mottaksstasjon på sokkelen.
- b. Fremtidig prisutvikling for kraft fra nettet og for gasspris. Tiltakskost er spesielt følsom for fremtidige relative avvik mellom disse to priselementene.
- c. Det fremtidige energibehovet. Økt fremtidig ressurstilgang i området som lar seg produsere ved hjelp av kraft fra land vil bedre tiltakskost og gjøre kraft fra land mer konkurransedyktig mot lokal gasskraft.

Ellers viser analysen at den beregnede tiltakskostnad er rimelig robust overfor andre endringer i forutsetningene.

## Referanser

**Ref.: 1 NOU 99:11 Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen.**

**Ref.: 2 CERA Cost Estimating Database.**

**Ref.: 3 SSB tabell 07098: Produsentprisindeks. Olje- og gassutvinning, industri, bergverksdrift og kraftforsyning.**

**Ref.: 4 Budsjettpris mottatt fra Seabroker.**