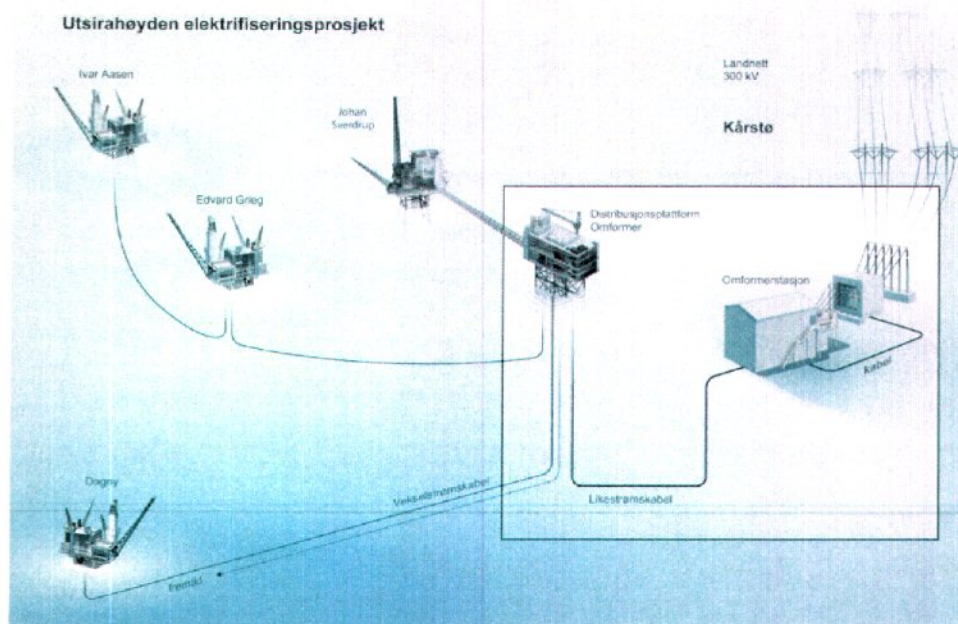


# Statusrapport

## “Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt”

### Etablering av infrastruktur for kraft fra land til felt på Utsirahøyden



Tittel:  <p style="text-align: center;"><b>Statusrapport</b>  <b>"Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt"</b>  <b>Etablering av infrastruktur for kraft fra land til felt på Utsirahøyden</b></p>		
Dokumentnr.:	Kontrakt:	Prosjekt: <b>Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt</b>

Gradering: <b>Open</b>	Distribusjon: <b>Kan distribueres fritt</b>
Utløpsdato: <b>2013-12-20</b>	Status: <b>Final</b>

Utgivelsesdato: <b>2012-12-20</b>	Rev. nr.: <b>A</b>	Eksemplar nr.:
--------------------------------------	-----------------------	----------------

Forfatter(e)/Kilde(r): <b>Hans Jørgen Samuelsen; Ivar Mikal Stapnes; Steinar Birkeland; Andre Tati; Edle Heigre; Ørnulf Jesman Pedersen; Heidi Ovidie Midbrød; Anita Hetland Strand; Harry Midtveit; Agathe Holmefjord; Tim Andreas Strømme; Svein-Egil Dretvik; Geir Nordvik; Rolf Andersen</b>
---

Omhandler (fagområde/emneord): <b>Status og videre arbeid i prosjektet "Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt".</b>
--

Merknader:
------------

Trer i kraft: 2012-12-20	Oppdatering:
--------------------------	--------------

Ansvarlig for utgivelse:	Myndighet til å godkjenne fravik:
--------------------------	-----------------------------------

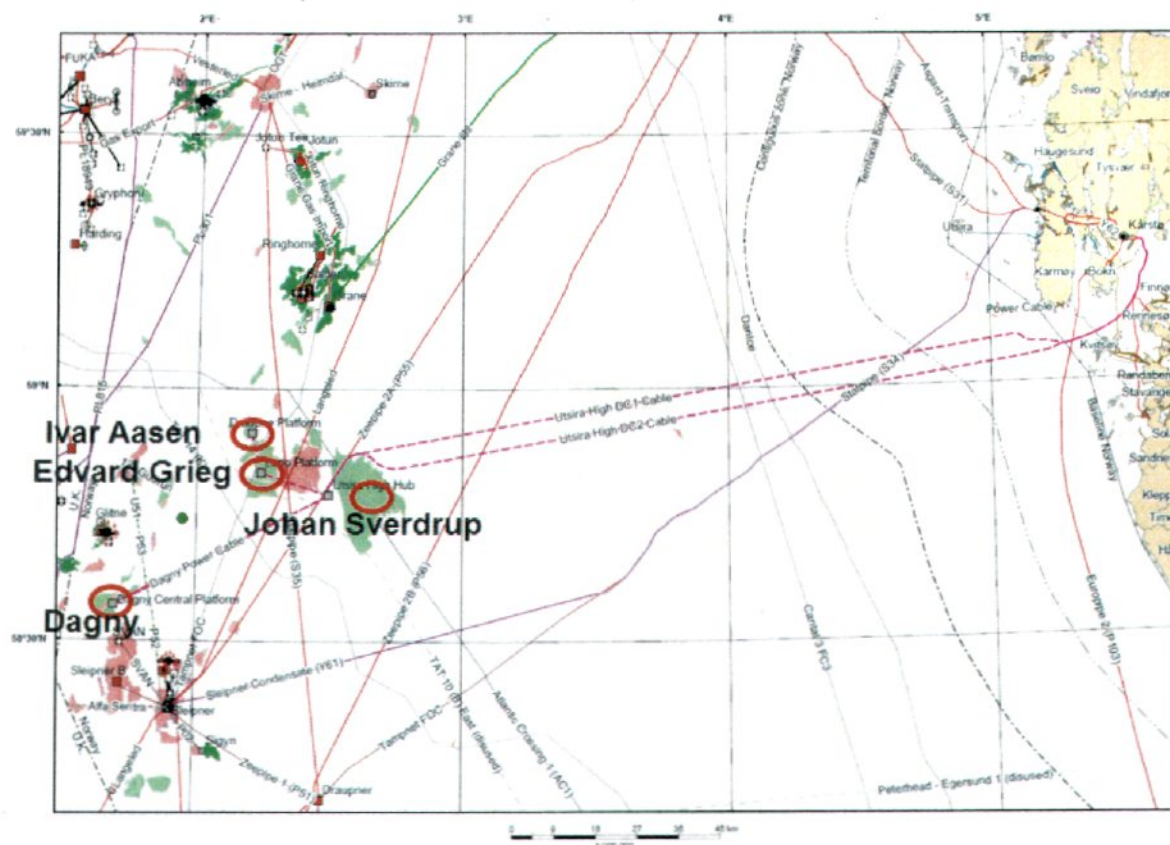
Fagansvarlig (organisasjonsenhet): <b>N.A</b>	Fagansvarlig (navn): <b>N.A</b>	Dato/Signatur:
Utarbeidet (organisasjonsenhet): <b>Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt</b>	Utarbeidet (navn): <b>Se Forfattere</b>	Dato/Signatur:
Anbefalt (organisasjonsenhet): <b>DPN FD FDS</b>	Anbefalt (navn): <b>Hans Samuelsen</b>	Dato/Signatur: <b>19/12-2012</b> 
Godkjent (organisasjonsenhet): <b>DPN FD FDS</b>	Godkjent (navn): <b>Lars Røssland</b>	Dato/Signatur:  <b>19/12-2012</b>

**Innhold**

<b>1</b>	<b>Innledning</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Oppsummering</b> .....	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Bakgrunn</b> .....	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>Status, vurderinger og videre arbeid</b> .....	<b>7</b>
4.1	Studieavtale og styring av prosjektet .....	7
4.2	Tekniske konsepter .....	7
4.2.1	Konseptvalgspesess .....	7
4.2.2	Studier på elektrisk system .....	10
4.2.3	Studier på omformer- og landanlegg .....	11
4.2.4	Studier på kabelsystem .....	12
4.2.5	Studier på plattformløsning .....	12
4.2.6	Studier for konsekvensutredning .....	13
4.2.7	Leverandørbilde og videre studier .....	13
4.3	Kraftsituasjonen på land .....	14
4.4	Samordningsmodeller og kommersielle prinsipper .....	16
4.5	Plan og milepæler .....	16
4.6	Analyse .....	17
4.6.1	Generelle forutsetninger .....	18
4.6.2	Kraftbehov .....	18
4.6.3	Varmebehov .....	21
4.6.4	Beregning av utslipp .....	21
4.6.4.1	Generelle antagelser og metode .....	22
4.6.4.2	Spesifikke antagelser for alternativene .....	24
4.6.4.3	Reduserte CO <sub>2</sub> - og NO <sub>x</sub> -utslipp .....	25
4.6.4.4	Økt gass/NGL eksport .....	25
4.6.5	Investerings- og driftskostnader .....	27
4.6.6	Forskjeller i investerings- og driftskostnader relatert til kraft fra land .....	27
4.6.7	Beregning av nåverdi og tiltakskost .....	28
<b>5</b>	<b>Definisjoner</b> .....	<b>30</b>

## 1 Innledning

Denne rapporten er utarbeidet med utgangspunkt i en forespørsel fra Olje- og energidepartementet om å få en status for arbeidet med kraft fra land til den sørlige delen av Utsirahøyden.



(Fig 1. Kraft fra land løsning fra Kårstø til Utsirahøyden)

Rapporten vil gi en status/oppsummering av:

- bakgrunnen for prosjektet og rammebetingelser arbeidet modnes ut fra
- hvilke tekniske konsepter som utredes
- kraftsituasjonen på land og vurdering av de alternative tilknytningspunkter
- samordningsmodeller og kommersielle prinsipper
- foreløpige økonomi- og lønnsomhetsberegninger

Rapporten vil også beskrive hvorledes prosjektet er tenkt utviklet videre frem mot en leveranse som vil danne grunnlag for beslutning om elektrifiseringsløsning fra land til feltene Dagny, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Johan Sverdrup.

## 2 Oppsummering

Studien av elektrifiseringsløsning for Edvard Grieg, Ivar Aasen, og Dagny startet i 2010. Da Johan Sverdrup ble funnet, ble premissene endret og studien for nye felt på Utsirahøyden videreført i 2011 med de nye rammebetingelsene. Studien er initiert av Olje- og energidepartementet og ledes av Statoil, sammen med de øvrige rettighetshaverne.

Utredning av en felles løsning er basert på behov fra fire feltutbygginger, og dette er første gang en slik områdeløsning utredes på norsk sokkel. Utsirahøyden kan være egnet for elektrifisering grunnet stort kraftbehov samt gunstige avstander og vanddyp. Kraftbehovet for de fire feltene er foreløpig beregnet til 250-300 MW. Utredningen består av tekniske studier, konseptutvikling samt vurderinger av kommersielle løsninger for elektrifisering av Edvard Grieg, Ivar Aasen, Johan Sverdrup, samt Dagny. Intensjonen med studien er å etablere et felles rammeverk for kraftforsyning fra land som grunnlag for konseptvalg og investeringsbeslutninger.

Sentralt i den videre studien er å modne og optimalisere et konsept for felles distribusjonsplattform for Utsirahøyden. Konseptvalget skal etter planen foretas i fjerde kvartal 2013, med investeringsbeslutning i 2014 av et samlet eierskap. De ulike feltene studien omfatter har ulike oppstartstidspunkt i perioden 2015-2018. Installasjon av distribusjonsplattform i 2017 og oppstart av kraftleveranser 2018 øker muligheten for å sikre en helhetlig elektrifiseringsløsning fra start.

Studien omfatter omformeranlegg på land, offshore distribusjonsplattform med omformeranlegg, kabler fra land til distribusjonsplattform samt fra distribusjonsplattform til mottakende plattformer. Kårstø er anbefalt som kopleingspunkt til strømmettet på land og ansees i dag som prosjektets eneste realistiske tilkopleingspunkt. Det vurderes ulike alternativer i forhold til plassering av distribusjonsplattform samt kraftbehov.

Johan Sverdrup, med størst kraftbehov, har planlagt oppstart i 2018. Arbeidet med Johan Sverdrup er i en tidlig planleggingsfase og kraftbehov er ikke endelig definert, men basisløsning er å hente kraft fra en felles distribusjonsplattform. Edvard Grieg, Ivar Aasen og Dagny har design som legger til rette for elektrifisering ved distribusjonsplattformens oppstartstidspunkt.

For Dagny-plattformen er det gjort konseptvalg hvor lisensen pre-investerer i utstyr for å tilrettelegge for kraft fra land, og det installeres kun en gassdrevne turbin for kraftgenerering. Den skal kun benyttes inntil kraft fra land er tilgjengelig. Etter at kraft fra land er implementert, vil gassturbinen på Dagny være en del av en back-up løsning som er nødvendig for å sikre kraftforsyning når deler av kraft fra landanlegget har vedlikehold eller ved ikke-planlagt nedstenging.

Edvard Grieg-plattformen har på tilsvarende måte gjort et konseptvalg der lisensen pre-investerer i utstyr for å motta kraft fra land. Edvard Grieg og Ivar Aasen har to turbiner installert på Edvard Grieg for å gi kraft fra oppstart. Ivar Aasen får elektrisk kraft fra Edvard Grieg gjennom en dedikert kraftledning, og er dermed fullelektrifisert fra produksjonsstart uten noen generatorer. Når kraft fra land blir tilgjengelig i 2018 vil Edvard Grieg stenge ned sine to turbiner.

Tiltakskost for prosjektet viser seg, basert på etablerte forutsetninger og beregninger i desember 2012, å ligge i størrelsesorden 300-600 NOK/tonn CO<sub>2</sub>. Det er fremdeles store usikkerheter i forutsetninger for de økonomiske beregningene og dette er bakgrunnen for dette spennet. Analysene viser at prosjektet er svært sensitivt for investeringskostnader samt utvikling av strøm- og gasspris. Det er også utført foreløpige nåverdberegninger med tanke på investeringsbeslutning i de enkelte involverte selskapene. Disse beregningene viser et negativt resultat. Det er derfor viktig at prosjektet jobber videre med å modne frem et teknisk godt konsept der investeringskostnadene kan reduseres.

### 3 Bakgrunn

I tråd med Innstilling nr. 114 (1995-1996) fra Energi- og Miljøkomiteen, *Norsk politikk mot klimaendring og utslipp av nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>)*, 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».

I forbindelse med utviklingen av feltene Dagny, Edvard Grieg (Luno) og Ivar Aasen (Draupne) ba myndighetene om å få utredet felles elektrifiseringsløsning. Dette medførte at Operatørene Statoil, Lundin og Det norske Oljeselskap inngikk en avtale om en felles studie som ble gjennomført i tidsrommet november 2010 til april 2011. Studien den gang konkluderte med at kraft fra land til Utsirahøyden var teknisk realiserbar ved bruk av høyspent likestrømoverføring (HVDC teknologi), men at tiltakskost ville være så høy at operatørene ikke ønsket å videreføre prosjektet.

Som følge av Johan Sverdrup funnet (Aldous og Avaldsnes) ble studiearbeidet re-etablert etter initiativ fra Olje- og energidepartementet i september 2011. Arbeidet skulle videreføres av de tre operatørene og Statoil skulle lede arbeidet. Arbeidet skulle omfatte:

1. Oppdatere den tekniske/økonomiske analysen i den innleverte fellesrapporten i lys av de nye funnene Aldous / Avaldsnes
2. Utrede og foreslå samordningsmodeller og kommersielle prinsipper for en samordnet kraft fra land-løsning til Utsirahøyden
3. Utrede kraftsituasjonen på land for aktuelt kraftbehov

Et mål i Stortingets klimaforlik 2008 var å redusere nasjonale utslipp med 15-17 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter innen 2020. Klimameldingen 2012 bekrefter målene, der regjeringen vil øke bruk av kraft fra land og har som konkret mål å forsyne den sørlige delen av Utsirahøyden med kraft fra land.

I oktober 2012 sendte prosjektet et brev til Olje- og energidepartementet med en anbefaling om å endre tidsplanen for prosjektet. Bakgrunn for dette var å få til en god samordning med feltutviklingen av Johan Sverdrup, samt at konsekvens på CO<sub>2</sub>-utslipp med denne forskyvningen er marginal. I november responderte departementet positivt til dette, samtidig som de ba om at prosjektgruppen skulle oversende en statusrapport innen 20. desember 2012.

## 4 Status, vurderinger og videre arbeid

### 4.1 Studieavtale og styring av prosjektet

Arbeidet er et samarbeidsprosjekt mellom rettighetshaverne i feltene Dagny, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Johan Sverdrup. De selskapene som følgelig er involvert er: Bayerngas Norge AS, Det norske Oljeselskap, ExxonMobil, Lundin, Mærsk, Petoro, RWE Dea, Statoil, Total og Wintershall. Det har i 2012 imidlertid blitt gjennomført diverse kjøp og salg av eierandeler i enkelte felt, noe som betyr at ExxonMobil og RWE Dea kommer til å gå ut av samarbeidet, mens OMV vil komme inn. Studiearbeidet ledes av Statoil på vegne av prosjektgruppen. Statoil sin prosjektorganisasjon inkluderer ca. 40 personer som ivaretar alle relevante disipliner innen teknisk utvikling, kommersielle løsninger og operasjonelle forberedelser.

Arbeidet er etablert med grunnlag i en studieavtale mellom de fire feltene. Det er opprettet egne arbeidsgrupper (teknisk og kommersielt) med deltakere fra alle involverte selskaper. Det er også etablert en referansegruppe som fungerer som styringskomite for prosjektet. Denne gruppen avklarer og beslutter innen rammene til studieavtalen.

Eventuelle endringer til studieavtalen, eller beslutninger som må tas ut over studieavtalens rammer, må godkjennes i de enkelte feltens partnerskap. I så fall gjelder stemmeregler gitt i den enkelte partnerskaps lisensavtaler og dessuten må de fire feltene ha enstemmighet.

Olje- og energidepartementet samt Oljedirektoratet er invitert til alle møter i arbeidsgruppene og referansegruppen. Dessuten har prosjektet en tett dialog med disse, samt NVE, Statnett og rettighetshaverne i lisensene.

Prosjektet har satt ut flere studier i markedet og har fulgt disse tett opp. De fleste av disse er ferdigstilt i løpet av 2012. Prosjektet vil i det videre løpet sette ut flere studier frem mot DG2 (beslutning om videreføring) planlagt Q4 2013 og DG3 (endelig investeringsbeslutning) planlagt Q3 2014, for å detaljere og optimalisere de konseptene som er modnet frem. Dessuten vil det være et tett samarbeid med Johan Sverdrup, slik at man sikrer best mulig samordning relatert til prosjektets endrede plan med oppstart i 2018.

### 4.2 Tekniske konsepter

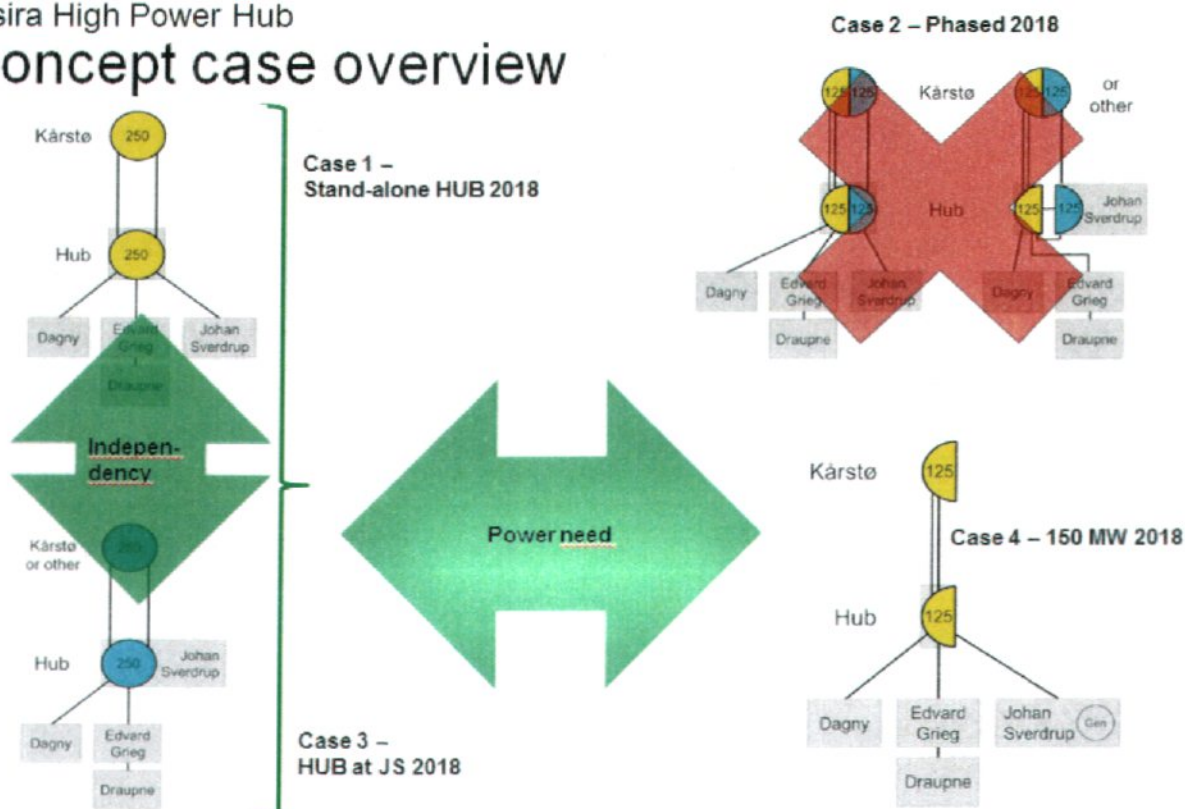
#### 4.2.1 Konseptvalgspesess

I det studiearbeidet som startet høsten 2011, ble det valgt å se på 4 alternativer. Alle alternativene har vært basert på et hovedkonsept med HVDC overføring fra land og til en omformerstasjon plassert på Utsirahøyden med videre AC-fordeling til de enkelte feltene. AC-overføring direkte fra land er tidligere blitt vurdert til å gi for store tap på grunn av reaktiv effekt og er derfor ikke med som et alternativ i dette arbeidet. De fire alternativene skiller seg på følgende områder.

1. HVDC-overføring fra land til en selvstendig plattform som fordeler kraft via AC kabler til hvert enkelt felt. Kapasitet på anlegget ligger i størrelsesorden 250MW. Planlagt idriftsettelse av systemet i 2016
2. Samme system som i alternativ 1, men med utbygging i 2 trinn. Første del har planlagt idriftsettelse i 2016, mens andre trinn har planlagt idriftsettelse i 2018
3. Samme system som i alternativ 1, men basert på at plattformen kan knyttes sammen med en av innretningene til Johan Sverdrup, enten i form av brotilknytning, eller at omformeranlegget integreres i Johan Sverdrup innretningen. Planlagt idriftsettelse i 2018.
4. Samme system som i alternativ 1, men med en kapasitet på 150MW. Dette som en mulig løsning dersom kraftbehovet på Utsirahøyden i de nærmeste årene skulle vise seg å være vesentlig mindre enn først antatt

Etter at det har blitt klarlagt en ny tidsplan i tråd med feltutviklingen med Johan Sverdrup, har man valgt å ikke studere videre alternativ 2, faset utbygging. De øvrige alternativene planlegges dessuten med utgangspunkt i idriftsettelse i 2018. Dette medfører at de forskjellige alternativene skiller seg fra hverandre med tanke på fysisk løsning offshore og kraftbehov.

## Utsira High Power Hub Concept case overview

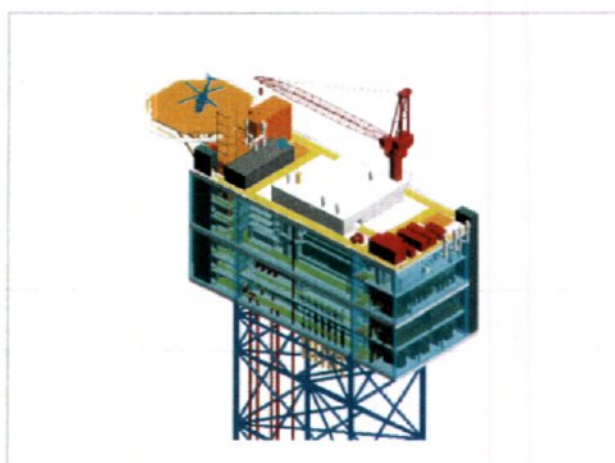


(Fig 2. Endring i alternative løsninger)

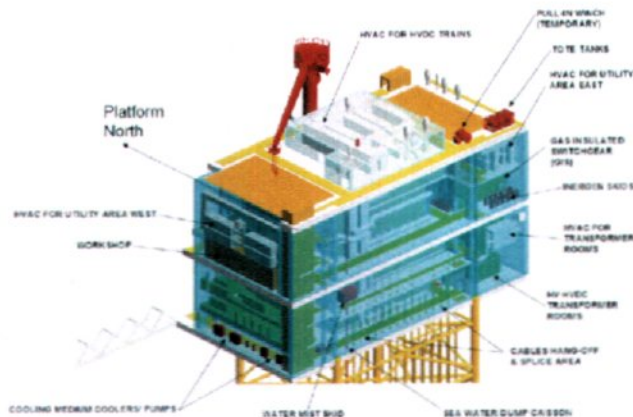
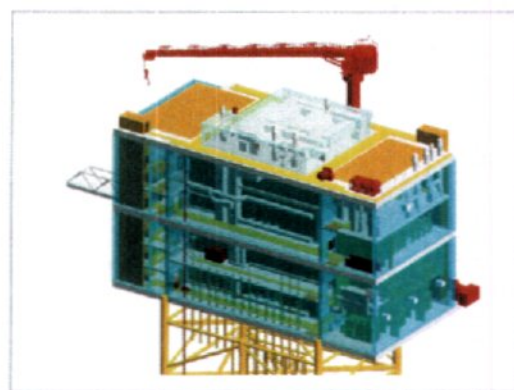
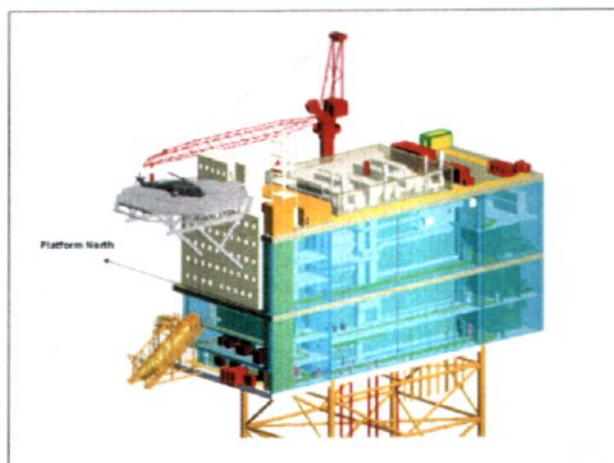


Med basis i den nye tidsplanen så vil UHPH prosjektet søke å redusere alternativene for fysisk utforming av anlegget offshore tidlig i 2013 fra 3 alternative løsninger til 1 valgt løsning. Alternativene som blir vurdert per nå er:

- Uavhengig offshore fordelingsplattform uten tilknytning til Johan Sverdrup, Fig 3.
- Brotilknyttet offshore fordelingsplattform plassert inntil en Johan Sverdrup installasjon, Fig 4.
- Integret offshore fordelingsmodul installert om bord på en av Johan Sverdrup installasjonene



(Fig 3. Eksempel på selvstendig omformerplattform)



(Fig 4. Eksempel på omformerplattform som brotilknyttes en annen innretning)

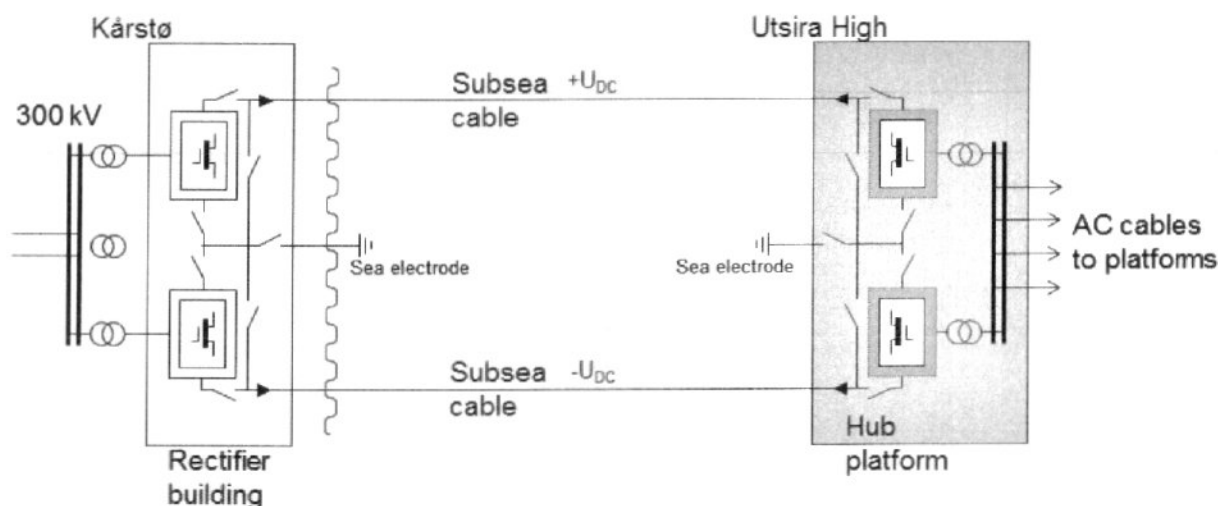
Det er mange synergier relatert til en broforbindelse mellom Johan Sverdrup og offshore fordelingsplattform ved at en slipper bruk av helikopter. Gitt kompleksiteten i Johan Sverdrup anleggsløsningen vil det trolig være krevende å integrere offshore fordelingsmodulen om bord på Johan Sverdrup. En anbefaling fra Johan Sverdrup vil stå sentralt i vurderingen rundt optimal fysisk utforming av anlegget offshore.

Når det gjelder fastsettelse av kraftkapasiteten for strøm fra land løsningen vil denne kapasiteten trolig ikke kunne endelig fastsettes før i siste halvår av 2013 i forbindelse med Johan Sverdrup konseptvalg. Dette henger sammen med at Johan Sverdrup først da er i stand til å konkludere på sitt totale kraftbehov. Kraftbehovet til Edvard Grieg, Ivar Aasen og Dagny er lettere å fastsette siden disse prosjektene er kommet mye lenger enn Johan Sverdrup, ved at Edvard Grieg er i prosjektgjennomføringsprosessen, mens Dagny og Ivar Aasen

planlegger å starte gjennomføringprosessen i Q1 2013. Med basis i nylig oppdaterte kraftprofiler fra Edvard Grieg og Ivar Aasen, hvor gassfyrte varmekjel for generering av prosessvarme ligger til grunn, er vurderingen per nå at den totale kraftkapasiteten vil trolig ligge i spennet mellom underkant 200 til underkant 300 MW. Referanse systemet med 250 MW kapasitet i en 2x60% konfigurasjon som er blitt studert i Alternativ 1 til 3, dekker dette spennet.

#### 4.2.2 Studier på elektrisk system

Det er foretatt studier av både likestrøms-systemet (HVDC) og offshore vekselstrøms-systemet (AC). Systemstudiene er basert på standard anleggskomponenter som er velkjente og har driftserfaring fra Nordsjøen (Troll-kompressorene og Valhall).



(Fig 5. HVDC omformersystem med likestrøms-systemet – den viste skissen er for Alternativ 1 med et 2-kabel overføringskonsept der sjøelektroder brukes som back-up ved kabelhavari.)

Likestrøms-systemet vil bestå av to like omformere (en på Haugsneset, ref. figur 6 og kapittel 4.3, og en på Utsirahøyden).

Det er utført systemstudier for vekselstrøms-systemet offshore. Systemspenningen er valgt til 110 kV/ 60 Hz. Det er utført studier av lastflyt, inkludert løsning for kompensering av reaktiv effekt. Videre er kortslutningsforholdene studert. Resultatene viser ingen spesielle utfordringer foreløpig. Det er skrevet utkast til vern-filosofi, spenningsfilosofi og driftsfilosofi for det elektriske anlegget.

HVDC-anlegget vil få positiv innvirkning på spenningsforholdene i nettet på land (HVDC-anlegget kan operere som et statisk kompenseringssystem). Det er ikke funnet negative innvirkninger på land-nettet (inkludert anleggene på Kårstø).

Optimaliserings-studier vil bli gjennomført for å bestemme nivået på kraft-tapet i systemet. Kabelvernsnitt er en sentral parameter i denne vurderingen. Systemet designes med utgangspunkt i at tapet vil komme opp i omtrent 5% på maksimum belastning i systemet. På lavere belastningsnivå vil tapet være lavere.

### 4.2.3 Studier på omformer- og landanlegg

Prosjektet har satt ut flere studier i markedet og har fulgt disse tett opp. De fleste av disse er ferdigstilt i løpet av 2012. Studier som nå foreligger godkjent er for utvidelsen av inntaksstasjonen på Kårstø anlegget og for omformerstasjonene på Haugsneset og på Utsirahøyden. Utvidelsen på Kårstø omfatter en anleggsutbygging og utvidelse av 300kV GIS anlegget. Bryteranlegget er konstruert slik at modifikasjoner som denne ikke medfører økt risiko for den normale driften av Kårstø anlegget. I tillegg til effekt på 250 MW er en faset utbygging og en minimumsutbygging på 150 MW blitt vurdert.

Plasseringen for omformerstasjon er valgt på Haugsneset. Haugsneset området er regulert til industriformål og er representert av steinete terreng med en del vegetasjon. Årsaken til at Haugsneset ble valgt var nærhet til eksisterende bryteranlegg på Kårstø, mulighet for teknisk/organisatorisk driftstøtte fra Kårstø, plassbegrensninger i og nær Kårstø anlegget, sikker/enkel/rask/billig byggeprosess uten tilstedeværelse av hydrokarboner, enkel ruting av landkabel utenfor Kårstø anlegget men med begrenset avstand, enkelt landfall av sjøkabel til Utsirahøyden og liten risiko for anker-skader på sjøkabel fra tankbåter til Kårstø anlegget.

Den nåværende utformingen av omformer stasjonen er estimert i størrelse til 100 x140 meter.

Omformerstasjonen på Haugsneset er i studien gjennomført mht. opprinnelig referanse alternativ hvor det er redundans med to like omformere.



(Fig 6. Kårstø og Haugsneset)

Tillegg-studier som er igangsatt, og forventes ferdig medio januar 2013 inkluderer følgende:

#### Sjøvannskjøling:

Anlegget vil generere tapsvarme og normalt kjøles dette ned ved å benytte vifter. Da støystudier viser at anlegget ligger over akseptabelt støynivå i kombinasjon med støy fra Kårstø anlegget er det satt i gang ny studie for å redusere støynivået vha. sjøvannskjøling av transformatorer og omformere. Dette vil redusere støynivået betydelig. Rapporten vil vise oppdatert støysoner rundt anlegget med gjeldende verdier.

#### Luftlinjer:

Opprinnelige forslag for strømforsyningen til Haugsneset var gjennom kabler som legges i bakken fra Kårstø. Prosjektet er iht. godkjent plan for konsekvensutredning pålagt å utrede luftlinjer. Prosjektet vil legge frem anbefalt løsning. En må anta at luftlinjer i området vil bli meget dominerende. Grunnet redundansløsningen vil luftlinjer legge beslag på 60 meter sikkerhetssone i bredden. Dette gjør igjen at kabler må benyttes ut fra Kårstø og inn på omformerstasjonen og dermed vil ikke luftlinjer kunne benyttes for hele strekningen.

#### Omformer (2x125 MW ift 1x250 MW):

Referanse alternativ har vært et 2x60% redundant anlegg gjennom hele systemet. Beregninger og erfaringer fra tilsvarende anlegg viser at denne type anlegg er svært stabile og en bør derfor utrede kostnadsomfanget for et 2x60% redundant system kontra et 1x100% enkelt system. Der hvor brukerne kan samkjøres for revisjonsstanser og øvrig operasjonelt vedlikehold kan et enkelt system være et alternativ.

### 4.2.4 Studier på kabelsystem

Studier av sjøkabler er blitt utført i løpet av 2012 og inkluderer overføringskabler fra Haugsneset til Utsirahøyden omformerplattform (DC kabler) og distribusjonskabler fra Utsirahøyden omformerplattform til aktuelle brukerplattformer (AC kabler). Arbeidet inkluderer konseptbeskrivelse av fabrikasjon, testing og installering av kabelsystemene.

Våren 2012 ble det også utført en detaljert topografisk kartlegging av traseen fra Haugsneset til Utsirahøyden omformerplattform og videre til bruker plattformene. Her ble det benyttet undervanns utstyr fra landfall og de nærmeste 30 kilometer av traseen. Skrogmontert utstyr ble benyttet for den øvrige traseen.

Sommeren 2013 planlegges det å utføre en geoteknisk prøvetakingskampanje som har som målsetning å innhente grunnlag for bunnforholdene langs kabeltraseene.

### 4.2.5 Studier på plattformløsning

Basert på en felles gjennomgang i Studieavtalen ble det enighet om 4 alternative studier som skulle utføres.

- **Alternativ 1** er definert som en uavhengig HUB med kapasitet på 250 MW (2x60% redundant løsning). Dette er studert og beskrevet i Aibel sitt studie nr 1.
- **Alternativ 2** er definert som en faset utbygging der man skulle vurdere en 125 MW modul på HUB, en senere 125 MW modul i tillegg som da skulle være på eksisterende uavhengig HUB eller integrert, alternativt med bro til Johan Sverdrup plattformen. Dette ble i Aibel sitt arbeid beskrevet under studie nr 2, 3 og 4.
- **Alternativ 3** er tilsvarende alternativ nr 1, men med brotilkopling til Johan Sverdrup plattformen og er beskrevet i Aibel sitt studie nr 5.
- **Alternativ 4** er en minimumsløsning der man kun bygger ut 125 MW modul (med 20% overkapasitet, dvs 150 MW makskapasitet) og har heller ikke krevd et eget studie da det er dekket inn under studie nr 3.

I opprinnelig plan, var målet for prosjektet å kunne fremlegge underlag for beslutning om videreføring i løpet av 2012 med påfølgende endelig investeringsbeslutning tidlig 2013. Følgende studier er derfor estimeringsmessig utført til klasse C-nivå (usikkerhet innenfor  $\pm 30\%$ , med 80% konfidensnivå):

- **Studie nr 1** - Uavhengig HUB 250 MW der høyspent DC omdannes til 60 Hz AC før overføring til brukerplattformene. Omformersystemet består av to identiske 125 MW systemer.
- **Studie nr 2** - Uavhengig HUB 125 MW som klargjøres for ytterligere en stk fremtidig 125 MW omformermodul som settes på toppen av eksisterende modul (faset løp).
- **Studie nr 3** - En 125 MW uavhengig modul omformer system på jacket som klargjøres for senere oppkopling mot ytterligere en 125 MW modul på ny jacket. Koples til med broforbindelse.
- **Studie nr 4** - En 125 MW modul omformersystem som også klargjøres for senere installasjon av ytterligere en 125 MW omformersystem på toppen av Johan Sverdrup plattform (integret løsning).
- **Studie nr 5** - Som Studie 1, men med brotilkopling til Johan Sverdrup bolig plattform.
- **Studie nr 6** - Som Studie 3, men med brotilkopling til Johan Sverdrup boligplattform
- Evaluering av nødkvarter mot boligkvarter med CAPEX og OPEX for evaluering

#### 4.2.6 Studier for konsekvensutredning

Basert på program for konsekvensutredning fastsatt av NVE og OED den 7. september 2012 er det igangsatt følgende studier:

- **Støy** – en beskrivelse av eksisterende støykilder (Kårstø-anlegget) og støykilder i planlagte anlegg, utarbeidelse av støysonekart og vurdering av behov for støybegrensende og støyskjermende tiltak.
- **Konsekvenser for miljø og samfunn** – det utarbeides en egen rapport som omfatter følgende tema: Landskap, friluftsliv, naturmangfold, nærings- og samfunnsinteresser, elektromagnetiske felt. Studien inkluderer visualisering av planlagte anlegg (veier, omformerstasjon).
- **Konsekvenser knyttet til luftspenn** – en egen studie for å vurdere konsekvenser av en luftlinje er igangsatt. Studien inkluderer også visualisering.

Konsekvenser for kraftforsyning og nettkapasitet er vurdert og vil bli beskrevet bl.a. på grunnlag av informasjon mottatt fra Statnett skriftlig og i møter. Konsekvenser for kulturminner på land er klarert gjennom møte med Rogaland Fylkeskommune, og det er etablert kontakt med Stavanger sjøfartsmuseum angående kulturminner i sjø.

#### 4.2.7 Leverandørbilde og videre studier

Studiene som til nå er gjennomført danner et godt informasjonsgrunnlag innenfor utfallsrommet av konseptløsninger som fremdeles eksisterer.

Studiene som planlegges gjennomført i 2013 vil ha som mål å optimalisere konseptene etter hvert som konseptalternativene snevres inn.

I tillegg vil det være en målsetning å involvere og kvalifisere relevante aktører innenfor de aktuelle markedssegmentene for å sikre full konkurranse i kontrakttildelingsprosessene.

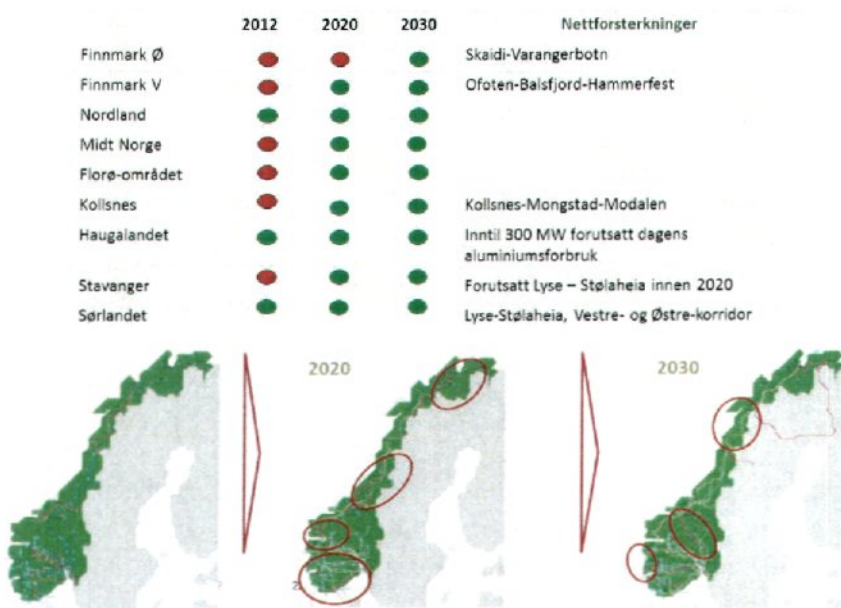
I 2013 vil det også være behov for å utføre geotekniske undersøkelser langs kabeltrase og plattformlokasjon for å være i stand til å utføre forprosjektering og tilbudsprosess i 2014.

### 4.3 Kraftsituasjonen på land

Fra tidligere studie der effektbehovet var i størrelsesorden 150 MW, ble Kårstø anbefalt av Statnett som tilknytningspunkt. Det ble i sin tid også vurdert mulighet for tilknytning til Feda og Lista, men avstand til Utsirahøyden ble ansett som for lang og kabellegging for kostbar i forhold til Kårstø.

I denne studien har prosjektet i samarbeid med Statnett sett på ulike tilknytningspunkter for en kraft fra land løsning med utgangspunkt i et effektuttak på 250-300MW.

Figur 7 viser hvordan kraftsituasjon og overføringskapasitet vurderes opp mot forventet forbruk basert på dagens situasjon og planlagte nettforsterkninger fremover



(Fig 7. Kraftsituasjon og overføringskapasitet, Kilde: Statnett)

Det har vært flagget 4 tilknytningspunkt relatert til plan for konsekvensutredning.

1. Kårstø
2. Blåfalli
3. Kvilldal
4. Stavanger (Risavika)

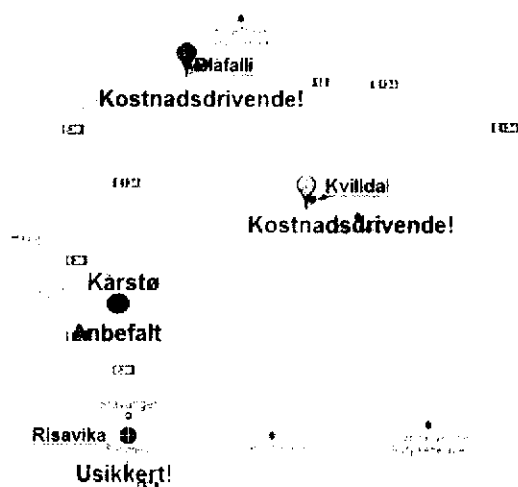
I utgangspunktet er Kårstø ansett som å være mest attraktiv for prosjektet ut fra både økonomi- og tidshensyn. På Kårstø er det gjort mye forarbeid og undersøkelser både med tanke på kraftkapasitet, beliggenhet og diverse andre undersøkelser relatert til plassering av bygg, kabeltrasé, miljø, reguleringsplan, støy etc. Andre alternativer vil medføre at denne type arbeid må gjøres på nytt, noe som vil kunne forskyve viktige milepæler,

og i verste fall medføre at kraft fra land ikke er tilgjengelig i tide for oppstarten av Johan Sverdrup. Det er viktig å huske på at den nye planen til prosjektet har forskjøvet planlagt oppstart med mindre enn 1½ år i forhold til opprinnelig plan med kraft fra land tilgjengelig i siste halvdel av 2016. Undersøkelser og vurderinger sammen med Statnett konkluderer med at en tilkøpling av et anlegg for kraft fra land til Utsirahøyden med en kapasitet i størrelsesorden 300MW, ikke vil medføre et behov for forsterkning av overføringsnettet på Haugalandet. Det er videre gitt tilbakemelding fra Statnett om at en eventuell utvidelse av Hydro sitt aluminiumsverk på Karmøy er oppgitt til å øke kraftbehovet med 415MW, og denne utvidelsen isolert sett vil medføre en oppgradering av overføringslinjer.

Blåfalli og Kvilldal er i følge Statnett begge system-messig robuste tilknytningspunkter, som ikke vil medføre behov for oppgraderinger i overføringsnettet på land. Imidlertid har prosjektet vurdert plasseringen av disse to tilknytningspunktene som lite gunstig opp mot alternativet på Kårstø. Begge plasseringene vil medføre relativt stor økning på DC-kabellengde samt mer komplisert legging av kabel, noe som vil medføre signifikant økte investeringskostnader. Dette kan derfor i sin ytterste konsekvens være ødeleggende for prosjektøkonomien. Som beskrevet i avsnittet over, kan disse to alternativene også medføre forskyvning av oppstartstidspunkt, slik at risiko for å ikke ha tilgjengelig kraft fra land i tide blir for stor.

Stavanger (Risavika) har pr. i dag ikke nok kapasitet og heller ikke god nok forsyningssikkerhet til å kunne være et aktuelt tilknytningspunkt. Statnett påpeker at Stavanger vil ved en eventuell bygging av ny 300kV linje (Lysebotn-Stølaheia), få nok kapasitet og vil oppfylle krav til forsyningssikkerhet. Imidlertid kan man ikke forvente en slik utbygging ferdigstilt i tide til Utsirahøydens behov, og dette innebærer at Stavanger som tilknytningsalternativ vil gi prosjektet en for stor risiko med hensyn på å sikre at Johan Sverdrup har tilgjengelig kraft fra land til sin idriftsettelse. Alternativet med Stavanger vil medføre svært store utfordringer knyttet til legging av kabel i tett befolkede områder og dessuten være samfunnsøkonomisk lite gunstig som følge av den påkrevde utbyggingen.

Videre arbeid vil derfor være basert på tilknytning på Kårstø.



(Fig 8. Alternative tilknytningspunkter)

Utredning av Kårstø og drøfting av alternativer vil inngå i konsekvensutredningen for prosjektet.

#### 4.4 Samordningsmodeller og kommersielle prinsipper

Deltakerne i prosjektgruppen har blitt enige om at en deltakeravtale skal inngås på kommersielt grunnlag av selskapene individuelt basert på sin andel av "bruk" på tvers av feltene. Det nærmere innholdet i «bruk» må avklares gjennom forhandlinger. Deltakerne har videre blitt enige om at deltakeravtale og brukeravtaler skal diskuteres i rundebord.

Som følge av den opprinnelige tidsplanen for Utsirahøyden elektrifiseringsprosjekt, med investeringsbeslutning i januar 2013, var deltakerne enige om å diskutere deltakeravtale og brukeravtale mellom konseptvalg/beslutning om videreføring (DG2) og endelig investeringsbeslutning (DG3). Som følge av at tidsplanen nå er endret, med DG2 i desember 2013 og DG3 tredje kvartal 2014, har den kommersielle tidsplanen blitt tatt opp til ny vurdering. Innledende diskusjoner er igangsatt.

Alternativene er:

- a) Deltakeravtale og brukeravtaler til DG2.
- b) Deltakeravtale og brukeravtale til DG3, eventuelt å sikre enighet om noen få punkter til DG2 som feltene må ha på plass for å passere sine milepæler. For eksempel har Johan Sverdrup gitt uttrykk for at det er nødvendig med avklaringer på kapasitetsrettigheter før passering av DG2.

Øvrige avtaler som må inngås er:

- Tilknytningsavtale Statnett
- Konstruksjonsavtale Statnett (dersom nødvendig)
- Tilknytningsavtale med Gassled (Kårstø)
- Avtale med grunneiere på Kårstø om å legge kabel over privat eiendom
- Kjøp/leie av tomt på Haugsneset (Kårstø) for omformerstasjon
- Avtale om teknisk støtte for drift og vedlikehold med aktuelle operatører og leverandører
- Krysningssavtaler for kabel med eiere av eksisterende infrastruktur
- Potensiell tilknytningsavtale med Johan Sverdrup ved relevante løsninger

#### 4.5 Plan og milepæler

I opprinnelige planer for prosjektet opererte man med mulige idriftsettelsesdatoer i 2016 og/eller 2018 alt etter hvilket alternativ man så på. Etter hvert som prosjektet har modnet, sammen med modningen av Johan Sverdrup feltet, så man synergieffekter i å samordne fremdriften mellom disse to prosjektene, samtidig som CO<sub>2</sub>-effekten ved denne endringen var marginal.

Rettighetshaverne ble nylig enig om ny gjennomføringsplan som innebærer at dette prosjektet og Johan Sverdrup får sin tekniske modenhet på samme tid hvorpå et omforent konsept kan velges. Konseptvalg for begge prosjektene er satt til høsten 2013 hvorpå en beslutning om videreføring (DG2) fattes i desember samme år. Dette er en endret tidsplan som Olje- og energidepartementet har gitt sin støtte til.

I 2014 vil man starte nærmere defineringsplan som skal lede opp til endelig investeringsbeslutning (DG3) høsten 2014. Det må påregnes at noen bygge- og utstyrskontrakter må tildeles før endelig

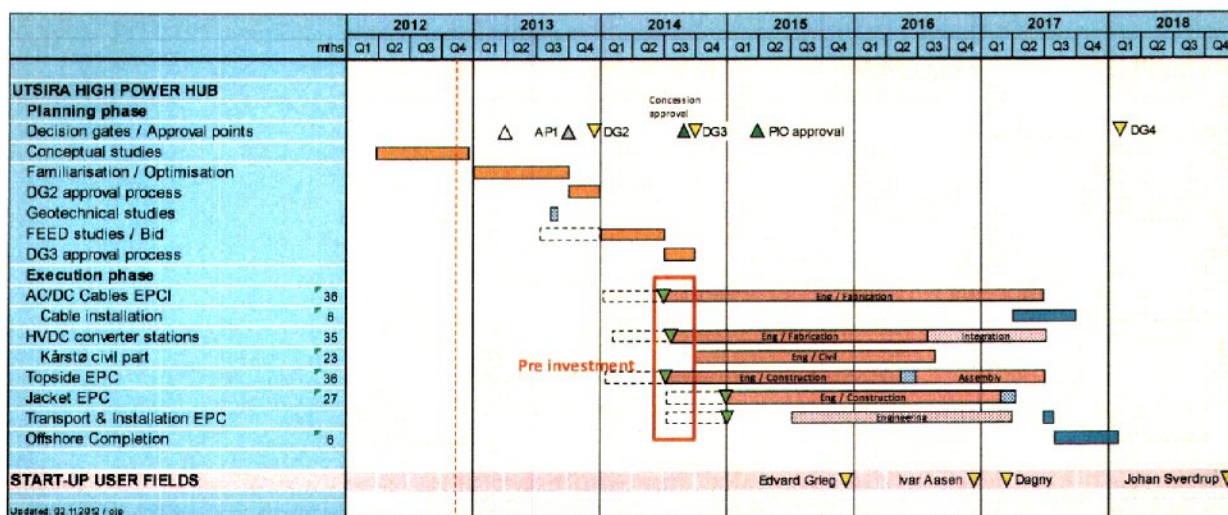


investeringsbeslutning fattes. For årene 2015 og 2016 vil man i hovedsak være beskjeftiget med prosjektering og byggeaktiviteter. Prosjektet planlegger å ha alle fasiliteter klar for distribusjon av elektrisk kraft (DG4) tidlig i 2018.

Følgende hovedmilepæler er planlagt (år-mnd);

- 2013-10      Konseptvalg
- 2013-12      Beslutning om videreføring (DG2)
- 2014-08      Tildeling av kontrakter med lang leveringstid
- 2014-10      Endelig investeringsbeslutning (DG3)
- 2017-04      Klar for installering av kabler til havs
- 2017-07      Klar for installering av understell og dekk til havs
- 2018-01      Klar for distribusjon av elektrisk kraft (DG4)

Prosjektets hovedplan vises i figur 9 ;



(Fig 9. Hovedplan)

## 4.6 Analyse

Det er gjort en foreløpig vurdering av nåverdi og tiltakskost ved kraft fra land til Dagny, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Johan Sverdrup feltene. Analysene er basert på den kunnskap og de vurderinger som Utsirahøyden elektrifiseringsprosjekt har pr. desember 2012. Analysene vil bli oppdatert i det videre løpet mot en DG2-beslutning i slutten av 2013. Analysene er svært foreløpige og har ikke vært gjennomgått og kvalitetssikret i partnerskapet slik man vil gjøre i forbindelse med DG2.

Tiltakskost og nåverdi er beregnet for et kraft fra land system med kapasitet på 250 MW og med en plattform i Johan Sverdrup området. Videre er det vist tiltakskost for et alternativ på 150 MW. Oppstart er antatt å være tidlig i 2018 for at kraft fra land skal være tilgjengelig før Johan Sverdrup feltet settes i drift.

Det er relativ stor usikkerhet knyttet til kraftprofilene. Spesielt gjelder dette antagelsene for Johan Sverdrups kraftbehov. De øvrige feltene har levert eller er i ferd med å levere plan for utbygging og drift og har en bedre sikkerhet i sine estimater for kraftbehov. Imidlertid er det også for disse feltene usikkerhet mht produksjonslevetid og behov for kraft i en senfasen. I tillegg vil det være knyttet usikkerhet til utbyggingskostnader og prisforutsetninger. Sensitivtetsberegninger er vist i kapittel 4.6.7, fig. 20.

#### 4.6.1 **Generelle forutsetninger**

Forutsetninger er i hovedsak hentet fra OD's rapport «Elektrifiseringsvurderinger for midtre nordsjø» fra 29. juni 2012. I OD's rapport var det ikke inkludert noen prisforutsetning for NGL, og derfor er NGL-prisforutsetningene de samme som Statoil vil bruke i partnerskapet. I tillegg er det lagt på 200 kroner per tonn på CO<sub>2</sub>-avgiften for å ta høyde for økningen fra «Klimameldingen» i vår. Følgende forutsetninger er gjort i analysene:

- Gasspris: 1,91 NOK2012/Sm<sup>3</sup> over hele perioden.
- NGL-pris: 714 USD/tonn til 2020. Deretter 2,5% økning til 2030.
- El-pris: 0,45 NOK2012/kWh over hele perioden.
- CO<sub>2</sub> kostnad: 520 NOK2012/tonn over hele perioden.
- NO<sub>x</sub> avgift: 50 NOK2012/kg over hele perioden.

#### 4.6.2 **Kraftbehov**

Det er mottatt informasjon om kraftprofiler fra alle feltgrupperinger bortsett fra Johan Sverdrup. Johan Sverdrup feltet er i en tidlig fase og har derfor ikke etablert produksjonsprofiler med følgende kraftbehov på nåværende tidspunkt. Utsirahøyden elektrifiseringsprosjekt har derfor estimert et kraftprofil for Johan Sverdrup basert på egne antagelser og erfaringer fra andre Statoil opererte felt i samme størrelsesorden. Det må derfor understrekes at usikkerheten i analysene er svært stor.

Utsirahøyden elektrifiseringsprosjekt baserer analysen av tiltakskost på følgende kraftprofiler for Johan Sverdrup.

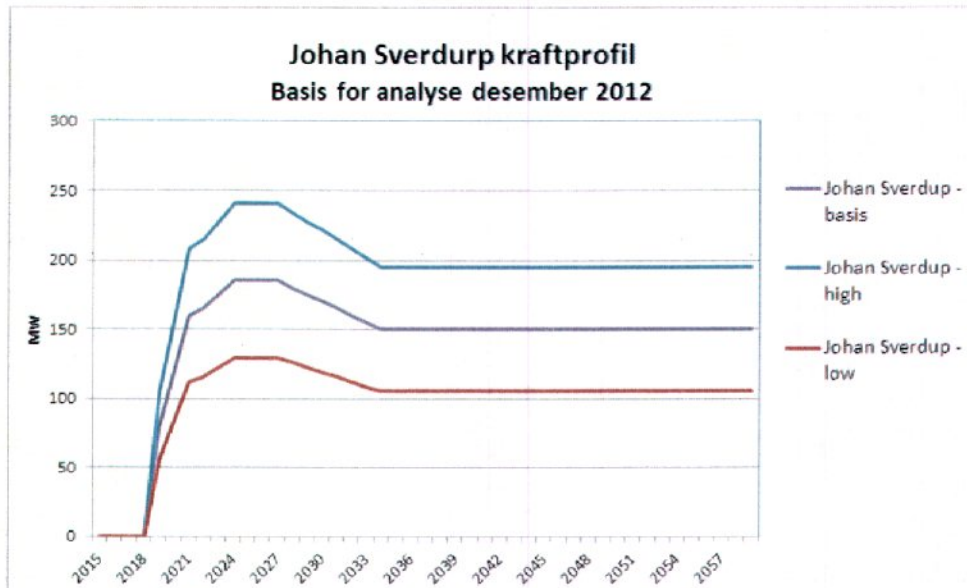
**Statusrapport**

"Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt"

 Etablering av infrastruktur for kraft fra land til felt på  
 Utsirahøyden

Rev. nr.

A



Det er antatt en levetid for Johan Sverdrups feltinstallasjoner til 2059 i denne analysen. Erfaring fra norsk sokkel er at store oljefelt har en levetid på mer enn 30 år. I disse analysene er det antatt at Johan Sverdup driver installasjoner til 2059 (40 år). Både IOR aktiviteter og om det knyttes nye forekomster mot Johan Sverdup installasjoner vil ha en betydning for levetid. Levetid og maksimalt kraftbehov vil først bli klart i forbindelse med arbeidet med DG2 beslutningsgrunnlaget for Johan Sverdup i løpet av neste år.

Levetid for de enkelte feltene er forutsatt til å være:

- Dagny: 2035 – 18 års levetid
- Edvard Grieg og Ivar Aasen 2030 - 15/13 års levetid (sensitivitet: 12/10 års levetid)
- Johan Sverdup 2059 – 40 års levetid (sensitivitet: 25 år)

Informasjonen er sammenholdt med OD's rapport «Elektrifiseringsvurderinger for midtre nordsjø» fra 29. juni 2012. Erfaringen fra norsk sokkel er at feltene har en betydelig lengre levetid og høyere IOR, samt boreaktiviteter enn det som legges til grunn for feltenes plan for utbygging og drift.

Figur 10 viser total estimerte kraftprofil for Utsirahøyden elektrifiseringsprosjekt og som danner grunnlaget for analysene.

I alternativ med et kraft fra land system med kapasitet på 250 MW, henter feltene kraft fra land fra tidlig i 2018. Evt. varmebehov er antatt dekket ved hjelp av gassbrennere.

Statusrapport

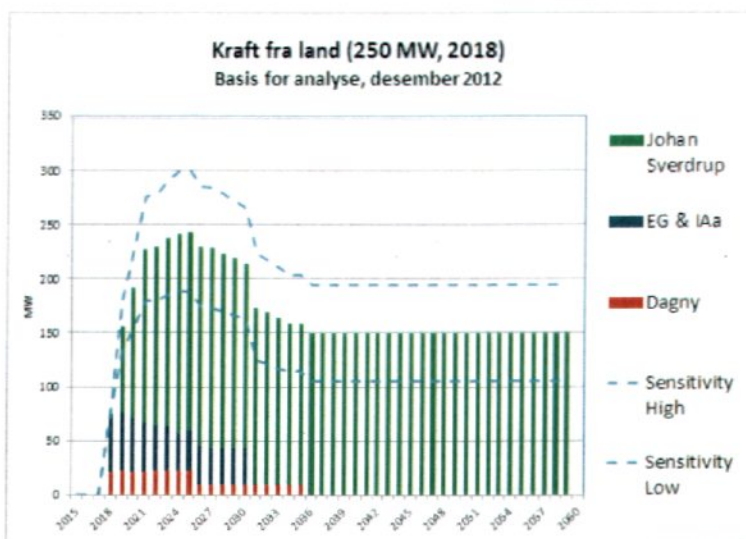
"Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt"

Etablering av infrastruktur for kraft fra land til felt på

Utsirahøyden

Rev. nr.

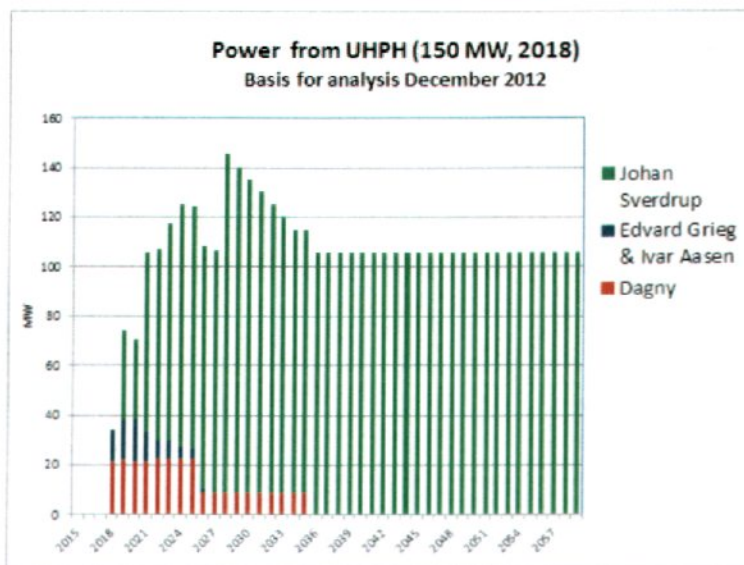
A



(Fig 10. Antatt kraftprofil 250MW)

Alternativ med kapasitet på 150 MW er sett på, basert på tidligere antagelser om at enkelte felt skulle kunne kjøre turbindrift med WHRU (Waste Heat Recovery Unit) for generering av prosessvarme.

Figur 11 viser estimert kraftbehov for alternativ 2.

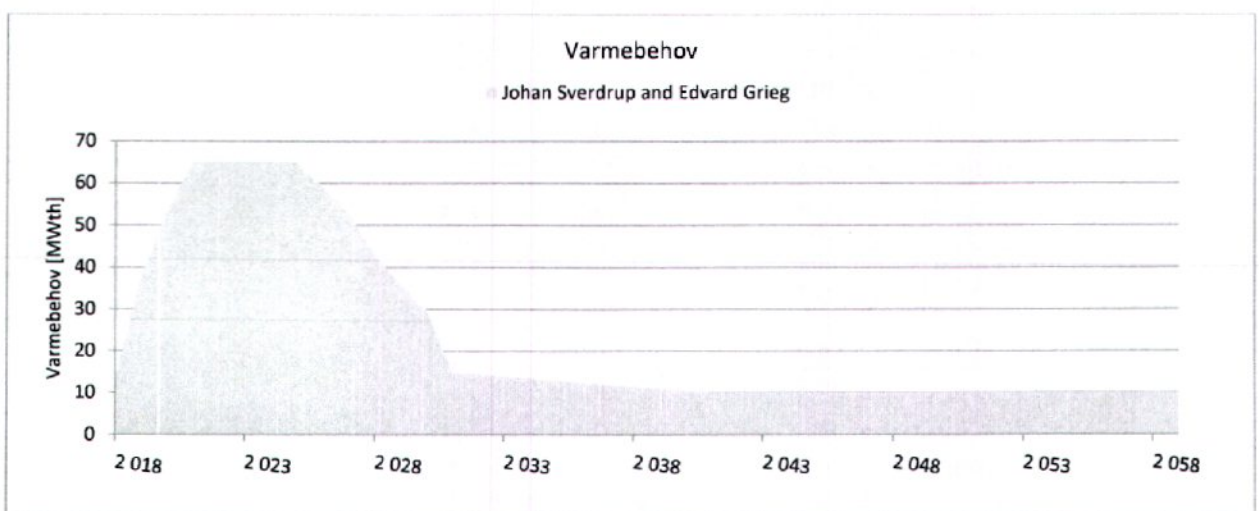


(Fig 11. Antatt kraftprofil 150MW)

### 4.6.3 Varmebehov

Det er knyttet stor usikkerhet til varmebehovet, særlig utover i tid, men for å kunne estimere utslipp knyttet til varmegenerering var det nødvendig å etablere en profil både for 250 MW og 150 MW alternativene.

Utslipp knyttet til varmegenerering er relativt lite i sett i forhold eventuelle utslipp knyttet til kraftgenerering, og siden tiltakskosten ser på forskjellen i utslipp vil tiltakskosten være styrt av utslipp knyttet til kraftgenerering. Man kan derfor ha en ganske stor usikkerhet i varmebehovet uten at det påvirker tiltakskosten i større grad.



(Fig 12. Antatt varmebehov profil)

### 4.6.4 Beregning av utslipp

Dette kapittelet tar for seg forutsetninger og metode for beregning av utslipp, og danner grunnlaget for beregning av tiltakskostnad.

Reduksjons i utslipp og spart brenngass er beregnet ut fra en referanseløsning, hvor plattformene ville ha blitt bygget ut med gassturbiner og WHRU (Waste Heat Recovery Unit) som energikilder.

Utslipp har blitt beregnet for hvert felt basert antatt kraftprofil, og har blitt summert til en total profil for utslipp og spart brenngass. Beregning baserer seg på estimert utslippsfaktorer per MWh, og som en funksjon av belastning på gassturbinene. Dermed har effekten av redusert effektivitet ved lavere belastninger blitt hensyn tatt i beregning, men det gjør beregning avhengig av turbintype og kraftprofil til hver enkelt plattform.

Utslippsfaktorene ble kombinert med kraftprofilen, og utslippene for referanseløsning samt alternativ 1 og 2 estimert.

Feltutbyggingene er på et tidlig stadium og flere antagelser har blitt gjort for å kunne estimere sparte utslipp og brenngass forbruk.

#### 4.6.4.1 Generelle antagelser og metode

I de økonomiske analysene har strøm fra land ikke blitt tillagt noen avgiftsmessig belastning i form av CO<sub>2</sub>-skatt. Konsekvensutredningen vil nærmere beskrive hvordan kraft fra land vil påvirke nasjonale og globale utslipp.

Johan Sverdrup og Dagny brenner importert tørgass i gassturbinene, og tørgassen antas å ha en komposisjon tilsvarende Europipe II komposisjon.

Ivar Aasen importerer kraft fra Edvard Grieg, og videre antas det at gassturbinene på Edvard Grieg brenner rikgass med komposisjon lik den produserte rikgassen fra Ivar Aasen. Rikgasskomposisjon for Ivar Aasen har blitt estimert basert på offentlig tilgjengelig data fra «Utbygging og drift av Draupne prosjektet - Forslag til program for konsekvensutredning, mars 2011».

**Tabell 1 - Estimert nedre brennverdi for brenngass**

	<i>Europipe II</i>	<i>Ivar Aasen rikgass</i>
Nedre brennverdi [KJ / Sm <sup>3</sup> ]	35 000	43 600
Nedre brennverdi [KJ / kg]	46 400	47 000

CO<sub>2</sub> utslipp og brenngass forbruk fra gassturbinene og gassfyrte kjeler har blitt simulert i Thermoflow, et ledende simuleringsverktøy innen kraftgenerering. Det antas lav-NO<sub>x</sub> gassturbiner med en utslippsfaktor på 25 ppm @ 15% O<sub>2</sub>, som antas å være utslippsgaranti fra leverandør. Johan Sverdrup antas å bruke LM6000 gassturbiner, utslipp fra de andre feltene har blitt estimert med en LM2500+ (G4).

Estimatet tar hensyn til varierende belastning og virkningsgrad på gassturbinene, noe som gjør at utslippene er avhengig av turbintype og kraftprofil til hver enkelt plattform. Kurvene under viser hvordan Thermoflow estimerer utslippsfaktor og brenngass forbruksfaktor som en funksjon av gassturbin belastning. Det presiseres at dette ikke er kurver basert på faktisk data, men simulerte verdier. Antagelser rundt brenngass, gassturbin og kraftprofil er avgjørende for det endelige utslippet.

En tilgjengelighetsfaktor på 97% har blitt antatt i omregning fra MW til GWh/år.

Statusrapport

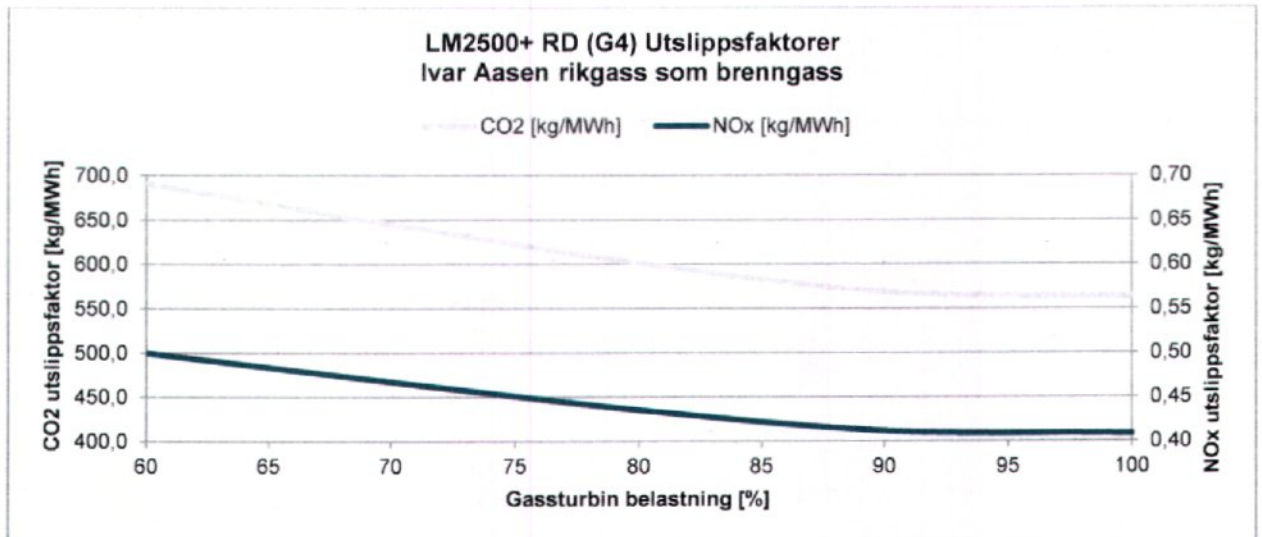
"Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt"

Etablering av infrastruktur for kraft fra land til felt på

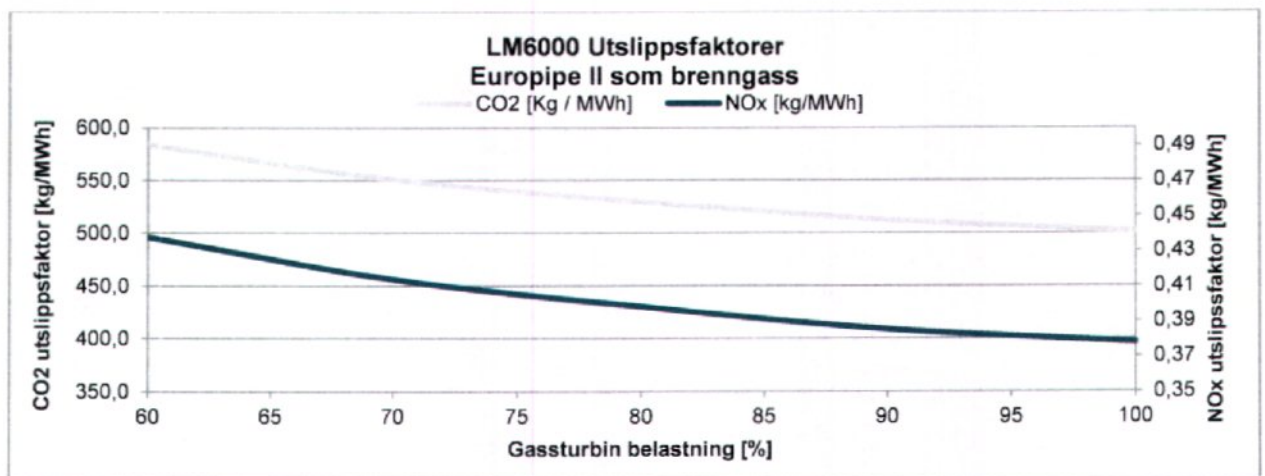
Utsirahøyden

Rev. nr.

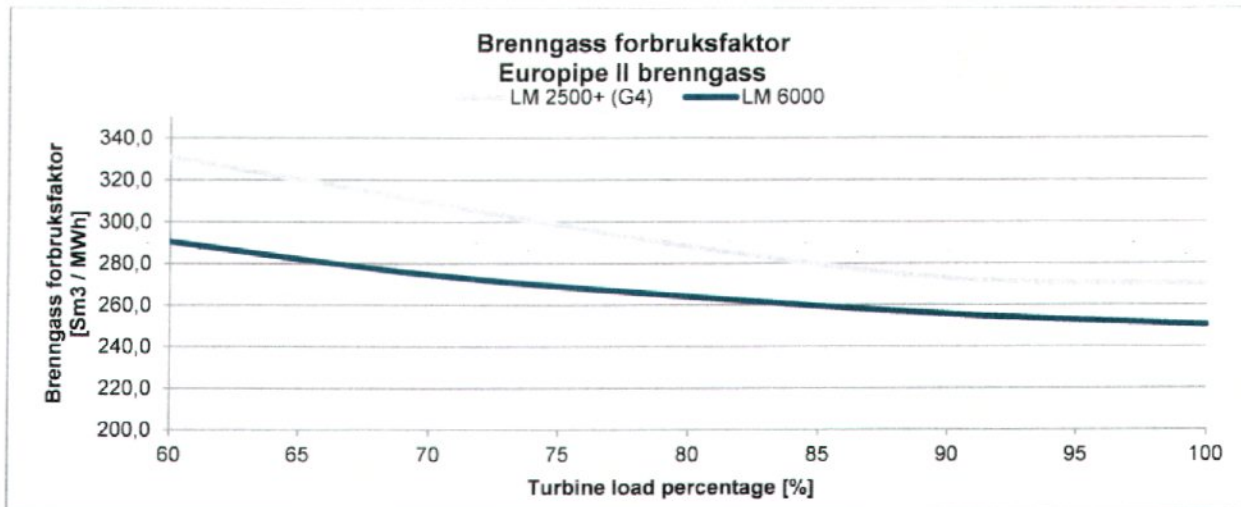
A



(Fig 13. Estimert / tilnærmet utslippsfaktor som funksjon av turbin belastning for LM2500+)



(Fig 14. Estimert / tilnærmet utslippsfaktor som funksjon av turbin belastning for LM6000)



(Fig 15. Estimert / tilnærmet brenngass forbruksfaktor som funksjon av turbin belastning)

#### 4.6.4.2 Spesifikke antagelser for alternativene

Alternativ 1 Kraftbehovet er dekket av strøm fra land. Varmebehovet på plattformene er dekket av gassfyrte kjeler som brenner samme brenngass som gassturbinene, med en virkningsgrad på 90%. Utslipp fra gassfyrte kjeler har blitt estimert i Thermoflow, men det er knyttet stor usikkerhet til detaljene (temperatur nivå og massestrøm) rundt varmebehovet.

**Tabell 2 - Estimerte utslipp fra en gassfyrte kjel**

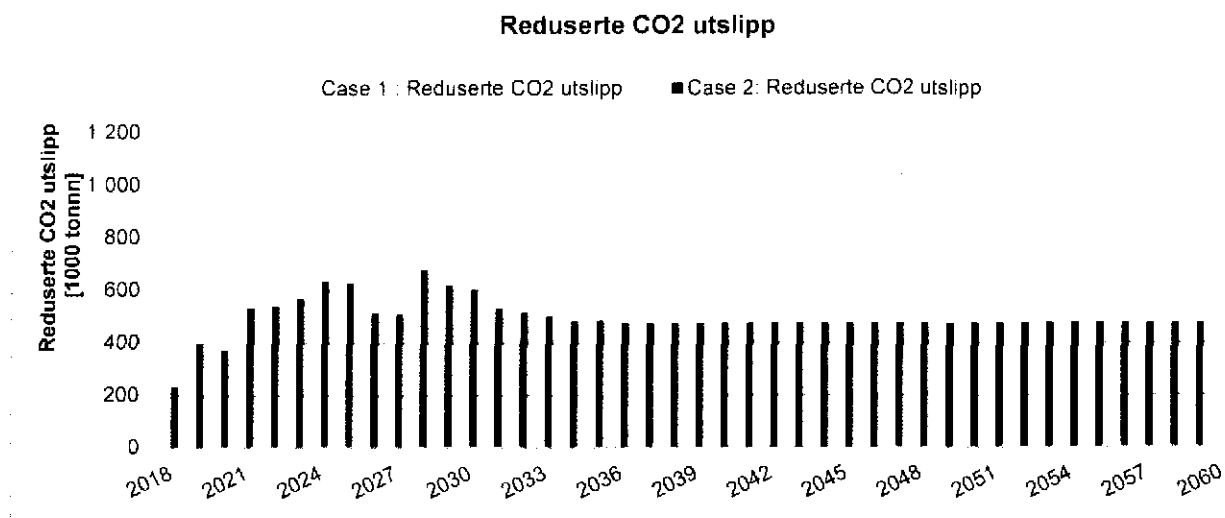
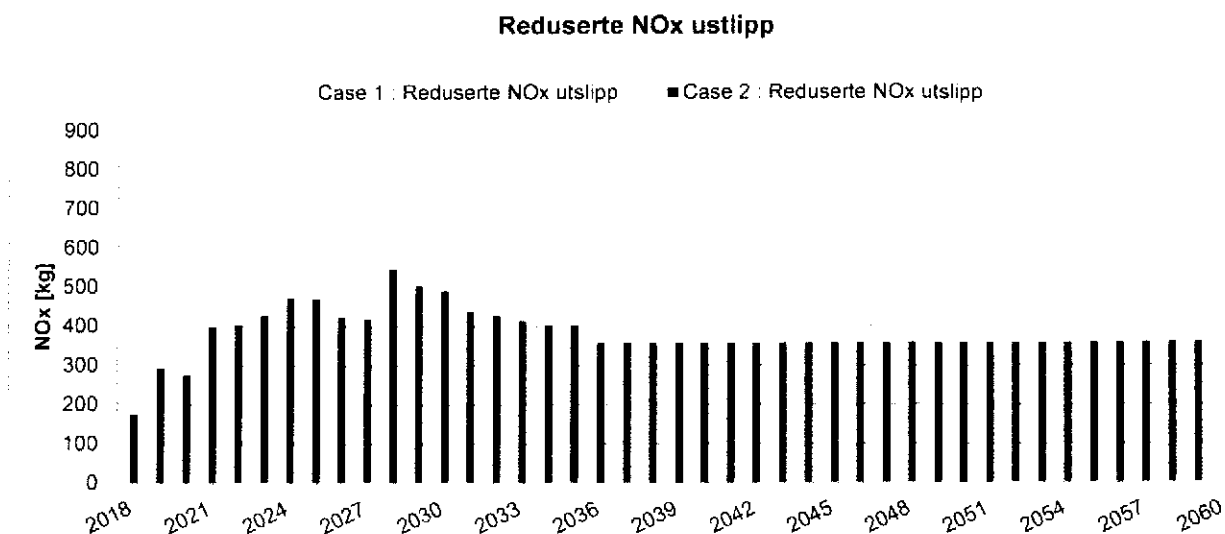
	CO <sub>2</sub> utslippsfaktor [kg CO <sub>2</sub> / MWh]	NO <sub>x</sub> utslippsfaktor [kg NO <sub>x</sub> / MWh]	Brenngass forbruksfaktor [Sm <sup>3</sup> / MWh]
Gassfyrte kjel [Europipe II gass]	228	0,115	115
Gassfyrte kjel [Ivar Aasen gass]	237	0,115	92

I alternativ 2 blir det installert så mange gassturbiner som er nødvendige for å dekke maksimalt varmebehov på plattformene og det benyttes en WHRU (Waste Heat Recovery Unit) for å utnytte spillvarmen fra turbinene. Ved lavere enn maksimalt varmebehov kjøres kun så mange turbiner som er nødvendig for at varmebehovet skal være dekket. Effekten av dette kan sees i figurene 16 & 17 hvor CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> utslipp er vist, hvor en turbin går ut av drift i 2028 og en økning i reduserte utslipp er synlig.

Kraft fra land vil i alternativ 2 supplere det kraftbehovet som ikke blir dekket av gassturbinene som er i drift. De gassturbinene som er i drift blir kjørt med høyest mulig virkningsgrad. I alternativ 2 er det muligheter for å optimalisere driften (kjøre turbiner på del-last og øke eksport fra land) for å redusere utslippene i forhold til hva som er vist i figurene 16 & 17, dette har derimot ikke blitt sett spesifikt på da det er knyttet en del usikkerhet til den faktiske kraft- og varmeprofilen.



#### 4.6.4.3 Reduserte CO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-utslipp


 (Fig 16. Reduserte CO<sub>2</sub> utslipp)

 (Fig 17. Reduserte NO<sub>x</sub>-utslipp)

#### 4.6.4.4 Økt gass/NGL eksport

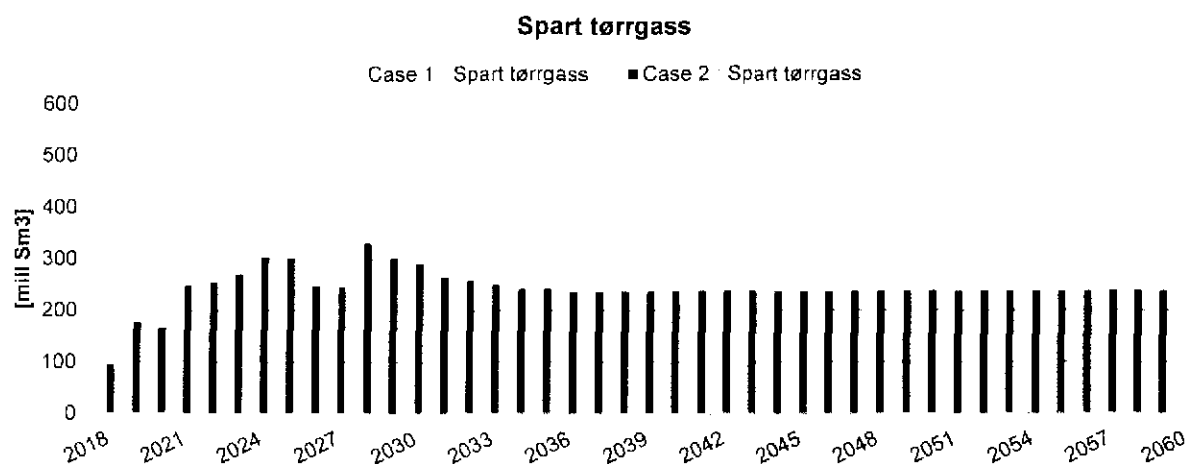
Rikgass som blir spart på Edvard Grieg og Ivar Aasen i antas transportert til et landanlegg som produserer tørrgass til Statpipe kvalitet og NGL. Interne beregninger har blitt gjennomført for å estimere hvor mye tørrgass og NGL som kan produseres fra den sparte rikgassen.

**Tabell 3 - Estimerte konverteringsfaktorer fra rikgass til NGL og salgsgass (tørrgass)**

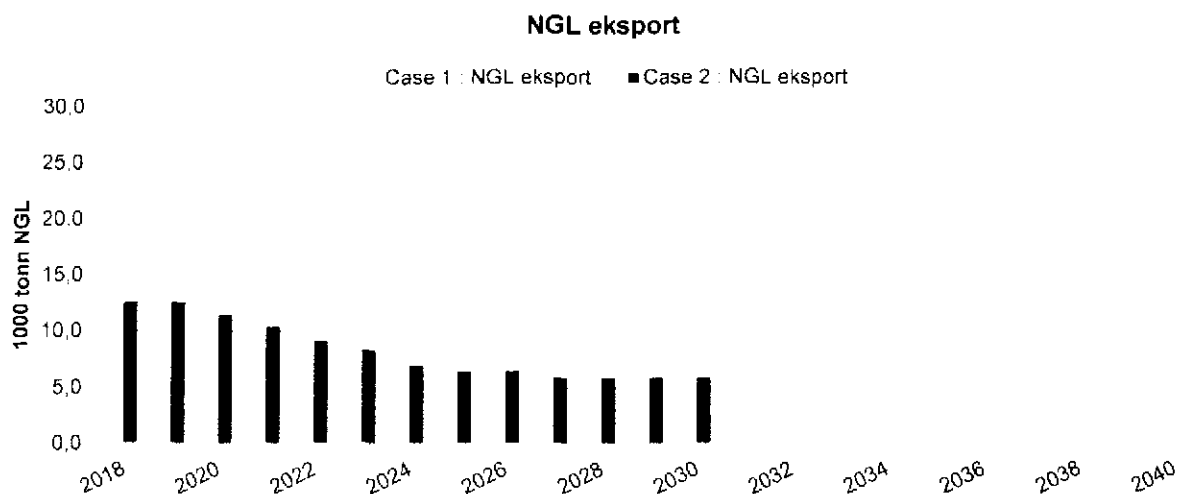
	NGL eksport [Tonn]	Salgsgass [mill Sm <sup>3</sup> ]
Ivar Aasen rikgass [ 1mill Sm <sup>3</sup> ]	289	0,83
Edvard Grieg rikgass [ 1mill Sm <sup>3</sup> ]	289	0,83

Det er antatt at Johan Sverdrup og Dagny brenner tørrgass og vil derfor kun spare tørrgass.

I 150 MW tilfellet er det antatt at gassturbinen som er installert på Edvard Grieg kjøres med maksimal virkningsgrad, noe som betyr at den kjøres på tilnærmet 100% belastning. Det resulterer i at perioder så dekker den store deler av kraftbehovet på Edvard Grieg og Ivar Aasen.



(Fig 18. Spart tørrgass)



(Fig 19. Økt NGL eksport)

#### 4.6.5 **Investerings- og driftskostnader**

Følgende investeringsnivå legges til grunn per nå:

- Kraft fra land med 250 MW kapasitet og redundans ~ 9 MRD NOK12
- Kraft fra land med 150 MW kapasitet uten redundans ~ 7 MRD NOK12

Årlig driftskostnad antas å ligge rundt 60 MNOK og 50 MNOK henholdsvis for høy og lav kraftkapasitet.

Det er stor usikkerhet rundt estimatene for investeringskostnad. Det som i stor grad vil påvirke kostnadsnivået er i hvor stor grad det blir full konkurranse i et presset marked som domineres av store prosjekt innenfor vindkraftsegmentet i Europa. I tillegg er det usikkerhet om i hvor stor grad det lar seg gjøre å benytte industrielle tekniske løsninger fra vindkraftindustrien eller om tradisjonelle petroleumsspesifikke løsninger må legges til grunn i anleggsutformingen.

Usikkerheten over tatt i betraktning er det riktig å vurdere sensitiviteter på  $\pm 30\%$  for å dekke det mulige utfallsrommet for investeringskostnadsnivået.

#### 4.6.6 **Forskjeller i investerings- og driftskostnader relatert til kraft fra land**

Prosjektet legger til grunn følgende forutsetninger:

- Hver LM2500+ turbindrevet generator som ikke må installeres offshore pga kraft fra land medfører en investeringsbesparelse på 450 MNOK12
- Hver LM6000 turbindrevet generator som ikke må installeres offshore pga kraft fra land medfører en investeringsbesparelse på 600 MNOK12
- Kostnaden for en Waste Heat Recovery Unit (varmegjenvinning fra eksosgass) for generering av prosessvarme er estimert til 100 MNOK12
- Kostnaden for en gassfyrte varmekjel for generering av prosessvarme er estimert til 100 MNOK12
- Kostnaden for inntakstrafo med koblingsanlegg for import av kraft er estimert til 80 MNOK12
- Besparelse i driftskostnad relatert til utstyr som ikke må installeres offshore pga kraft ifra land er estimert til 4% årlig besparelse regnet i forhold til investeringskostnad.
- Besparelse i driftskostnad relatert til utstyr som blir installert men satt i stand-by eller preservert når kraft ifra land blir tilgjengelig er estimert til 2% årlig besparelse regnet i forhold til investeringskostnad.

Det er mye usikkerhet rundt besparelse i driftskostnad ved å ikke installere gassturbiner offshore, men tallet som er valgt samsvarer godt med OD sine beregninger som inkluderer daglig drift og vedlikeholdskampanjer. Dersom de enkelte felt kan forevise dokumenterte sensitiviteter på driftskostnad relatert til driftsmodell med og uten gassturbiner vil dette tallet kunne justeres. Også besparelse relatert til å sette utstyr i stand-by eller preservering er beheftet med stor usikkerhet.

Det legges til grunn følgende besparelser relatert til turbiner for de enkelte felt med 250 MW løsning:

- Dagny – 1 LM2500 spart ift tradisjonell 2x100% løsning
- Edvard Grieg/Ivar Aasen - 1 LM2500 spart ift tradisjonell 3x50% løsning
- Johan Sverdrup - 6 LM6000 spart ift tradisjonell 5+1 løsning

Det legges til grunn følgende besparelser relatert til turbiner for de enkelte felt med 150 MW løsning:

- Dagny – 1 LM2500 spart ift tradisjonell 2x100% løsning
- Edvard Grieg/Ivar Aasen - 1 LM2500 spart ift tradisjonell 3x50% løsning
- Johan Sverdrup - 4 LM6000 spart ift tradisjonell 5+1 løsning

#### 4.6.7 Beregning av nåverdi og tiltakskost

Det er i alternativet med 250 MW installert kapasitet estimert en tiltakskost for CO<sub>2</sub> på 400 NOK/tonn basert på forutsetninger som beskrevet i kapittel 4.6.1 og med 5% diskonteringsrente. Med en diskonteringsrente på 8% gir dette alternativet en negativ nåverdi etter skatt på – 440 MNOK, og en beregnet tiltakskost på omtrent 600 NOK/tonn.

**Tabell 4 - Prosjektøkonomi**

UHPH analyse pr desember 2012  
Prosjektøkonomi

	250 MW – oppstart i 2018
NPV <u>etter skatt</u> (OD 8% disk.) Mill Nok12	- 440
<u>Tiltakskost</u> - (OD 5% disc.) Nok/ Tonn Co2	400
Sum <u>reduisert Co2</u> – Mill <u>tonn</u>	30

Estimert redusert CO<sub>2</sub> med er på 30 mill. tonn med foreløpig antatte profilene som vist i kapittel 4.6.2 Kraftprofiler.

Det er usikkerhet knyttet til vurderingene og det er sett på hvordan endringer i kritiske forutsetninger påvirker tiltakskost. Tiltakskosten er spesielt sensitive for endringer investeringskostnader og produkt- og strømpriser.

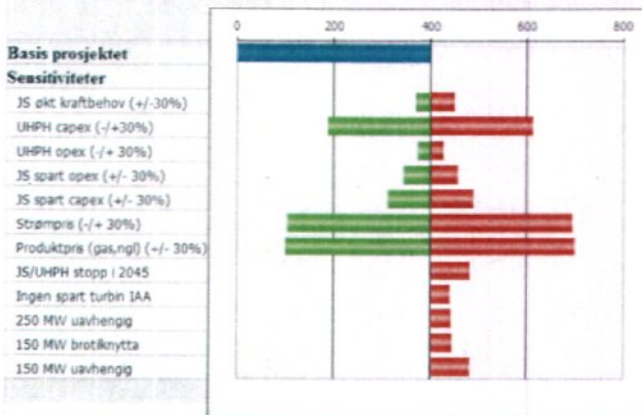
**Statusrapport**
**"Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt"**
**Etablering av infrastruktur for kraft fra land til felt på Utsirahøyden**

Rev. nr.

A

**UHPH 250 MW brotilknyttet**

Tiltakskost. OD forutsetning



(Fig 20. Sensitiviteter)

Utvikling i gass og strømpriser er vanskelig å forutsi og små endringer i prisforutsetninger gir relativt store utslag i tiltakskost.

Størrelsen på investeringskostnaden i omformerstasjoner og kabler vil være en annen svært viktig faktor i forhold til realisering av kraft fra land til Utsirahøyden. Dette sett sammen med besparelser i investerings- og driftskostnader for brukerfeltene, vil være avgjørende for lønnsomhet og robusthet i en beslutning om utbygging av kraft fra land. Her vil man ut fra sensitivitetsanalysen fig. 20, se at det er spesielt endringer i investeringsnivået som er utslagsgivende.

Johan Sverdrup er i en svært tidlig fase av prosjektet og usikkerheten i forhold til mulige besparelser i investerings og driftskostnader er stor. En 30% endring i hhv. investerings- og driftskostnadsbesparelse vil endre tiltakskosten med  $\pm 90$  NOK og  $\pm 60$  NOK.

Prosjektet har antatt en besparelse i en gassturbin med 450 MNOK på Edvard Grieg/Ivar Aasen i analysen. Da dette er en prosjektantagelse og ikke informasjon mottatt fra lisensene er det beregnet en sensitivitet dersom denne besparelsen ikke tas høyde for. Tiltakskosten vil øke fra 400 NOK til 440 NOK pr tonn CO<sub>2</sub> uten denne besparelsen i analysen.

Estimater for kraftbehov på Johan Sverdrup feltet er ennå ikke klar. Både maksimalt kraftbehov og kraftprofillevetid har betydning for tiltakskost og lønnsomhet av en kraft fra land løsning på Utsirahøyden. I analysen er det antatt at Johan Sverdrup har behov for kraft til 2059. Antar en derimot en produksjonslevetid til 2045 vil tiltakskosten øke fra 400 NOK til 480 NOK pr tonn CO<sub>2</sub>. summen av CO<sub>2</sub> besparelsen vil reduseres fra 30 millioner tonn til i overkant av 20 millioner tonn.

Kraft fra land alternativet med en kapasitet på 150 MW og der varmebehovet på Edvard Grieg og Johan Sverdrup dekkes av gassturbiner med varmegjenvinning har en høyere tiltakskost enn 250 MW systemet. Tiltakskosten er omtrent 45 NOK høyere enn 250 MW alternativet.

Statusrapport

“Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt”

Etablering av infrastruktur for kraft fra land til felt på

Utsirahøyden

Rev. nr.

A

---

## 5 Definisjoner

DG2 – Decision Gate 2 – Beslutning om videreføring (i enkelte selskap: foreløpig investeringsbeslutning)

DG3 – Decision Gate 3 - Endelig investeringsbeslutning

DG4 – Decision Gate 4 - Idriftsettelse

WHRU – Waste Heat Recovery Unit - varmegjenvinning fra eksosgass

GIS – Gas Insulated System - Gassisolert system

HVDC – High Voltage Direct Current - Høyspent likestrøm

AC – Alternate Current - vekselstrøm

UHPH – Utsira High Power Hub - Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt

CAPEX – Capital expenditure - Investeringskostnader

OPEX – Operational expenditure - Driftskostnader