



**Table of Contents**

<b>1</b>	<b>BAKGRUNN.....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>UTBYGGINGSLØSNING .....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>KRAFTBEHOV/FORBRUKERE .....</b>	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>PLANLAGT KRAFTGENERERING.....</b>	<b>7</b>
<b>5</b>	<b>PRODUKSJONSPROFILER .....</b>	<b>9</b>
<b>6</b>	<b>FORANDRINGER PÅ PLATTFORMEN VED KRAFT FRA LAND ELLER ANNEN PLATTFORM.....</b>	<b>10</b>
<b>7</b>	<b>TILKNYTNINGSSTED OG LANDSTASJON .....</b>	<b>11</b>
<b>8</b>	<b>SAMKJØRING I OMRÅDET .....</b>	<b>12</b>
<b>9</b>	<b>UTSLIPPSPROGNOSER .....</b>	<b>13</b>
9.1	KRAFTPRODUKSJON PÅ PLATTFORMEN .....	13
9.2	ELKRAFT FRA LAND .....	13
<b>10</b>	<b>ØKONOMI OG TILTAKSKOSTNAD .....</b>	<b>15</b>
<b>11</b>	<b>KONKLUSJON .....</b>	<b>18</b>

## 1 Bakgrunn

Det norske oljeselskap ASA (Det norske) leverte 13.12.2007 Konsekvensutredning(KU) /1/ for utbygging av Frøy. Plan for utbygging og drift (PUD) /2/ ble levert ultimo mars 2008.

Oljedirektoratet (OD) viser i sin høringsuttalelse til vedtak i Stortinget 22. februar 1996: "*Ved alle nye feltutbygginger skal det legges fram en oversikt over energimengden og kostnadene ved å elektrifisere innretningen framfor å bruke gassturbiner.*"

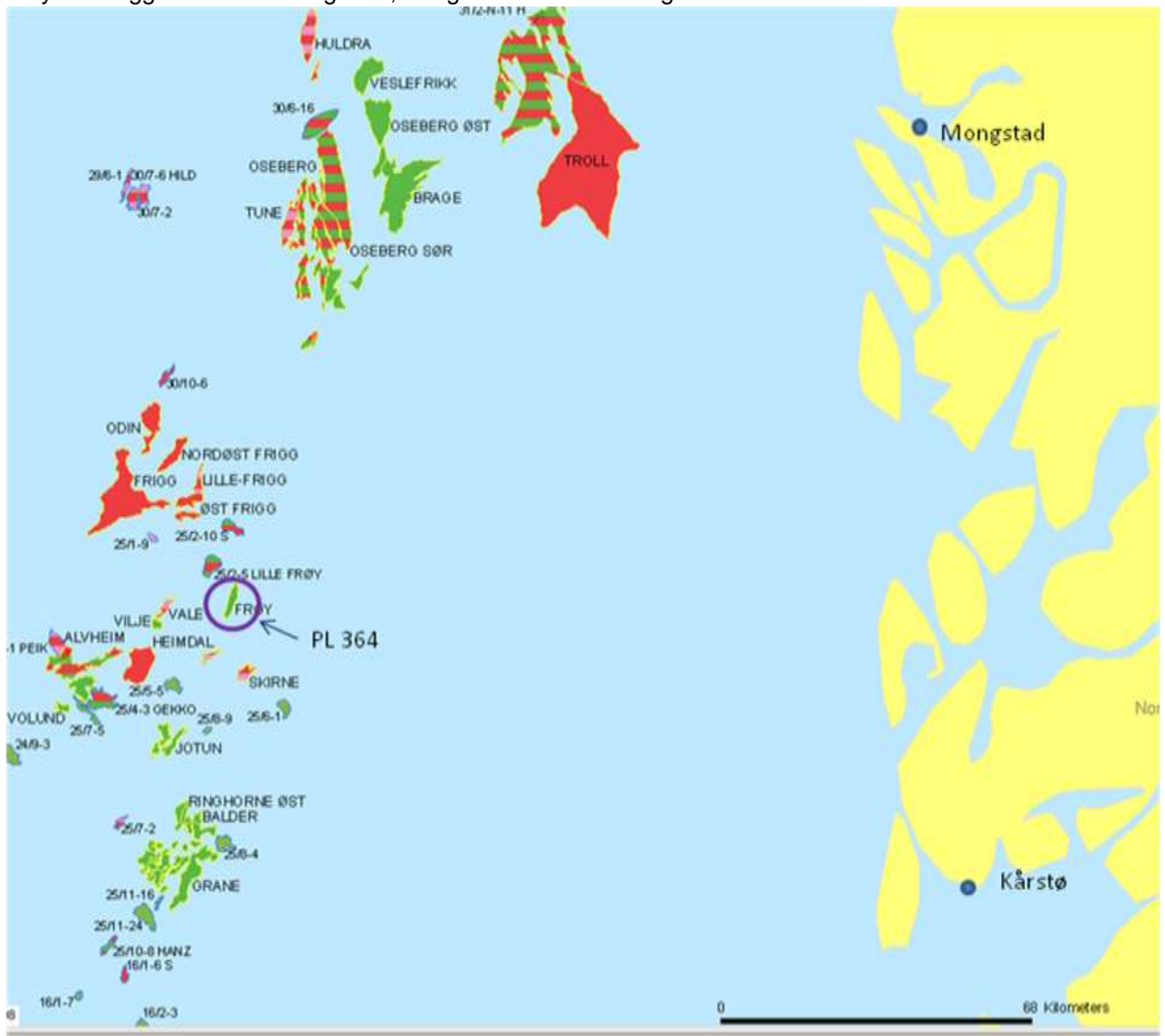
OD viser videre til en ny rapport fra januar 2008, "Kraft fra land til norsk sokkel" /3/, med oppdatert teknisk og økonomisk informasjon.

SFT viser i sin høringsuttalelse til at utbyggingen er designet for en levetid på 15 år og savner en nærmere vurdering av alternative utbyggings- og energiforsyningsløsninger i konsekvensutredningen, herunder kostnader og muligheter for kraft fra land og kraftsamkjøring med eksisterende innretninger i regionen.

Denne rapporten inneholder en utdyping av tekniske, produksjonsmessige og økonomiske forhold ved å forsyne Frøy-plattformen med kraft fra land eller fra en annen innretning i området. Virkning på utslippsprognosene er også vist.

## 2 Utbyggingsløsning

Frøy-feltet ligger i blokk 25/2 og 25/5, se figur 2.1. Snakk med gudmund om kart!



Figur 2.1. Kart over Nordsjøen

Frøy er planlagt bygget ut med en oppjekkbar bore- og produksjonsplattform og en undervanns lagertank, se figur 2.2, hentet fra PUD /2/.



Figur 2.2 Frøy utbyggingsløsning

Brønnstrømmen vil bli prosessert på plattformen. Oljen vil bli sendt til lagertanken og derfra eksportert over i skytteltankere. Gassen og det produserte vannet vil bli reinjisert i reservoaret for trykkstøtte.

### 3 Kraftbehov/forbrukere

Kraftforbrukerne på Frøy vil være:

- Gass-kompressor: 11 MW
- Vanninjeksjonspumper, 4x 33%, hver på 4 MW
- Boring, totalt 6 MW fordelt på en rekke pumper. Boring vil starte når plattformen er installert og pågå i ca to år
- Flere mindre forbrukere/hjelpesystemer, tilsammen max 5 MW

Under produksjon regnes det med et kontinuerlig el-kraftbehov på 27 MW. I tillegg er det et behov på 10 MW varme til prosessen.

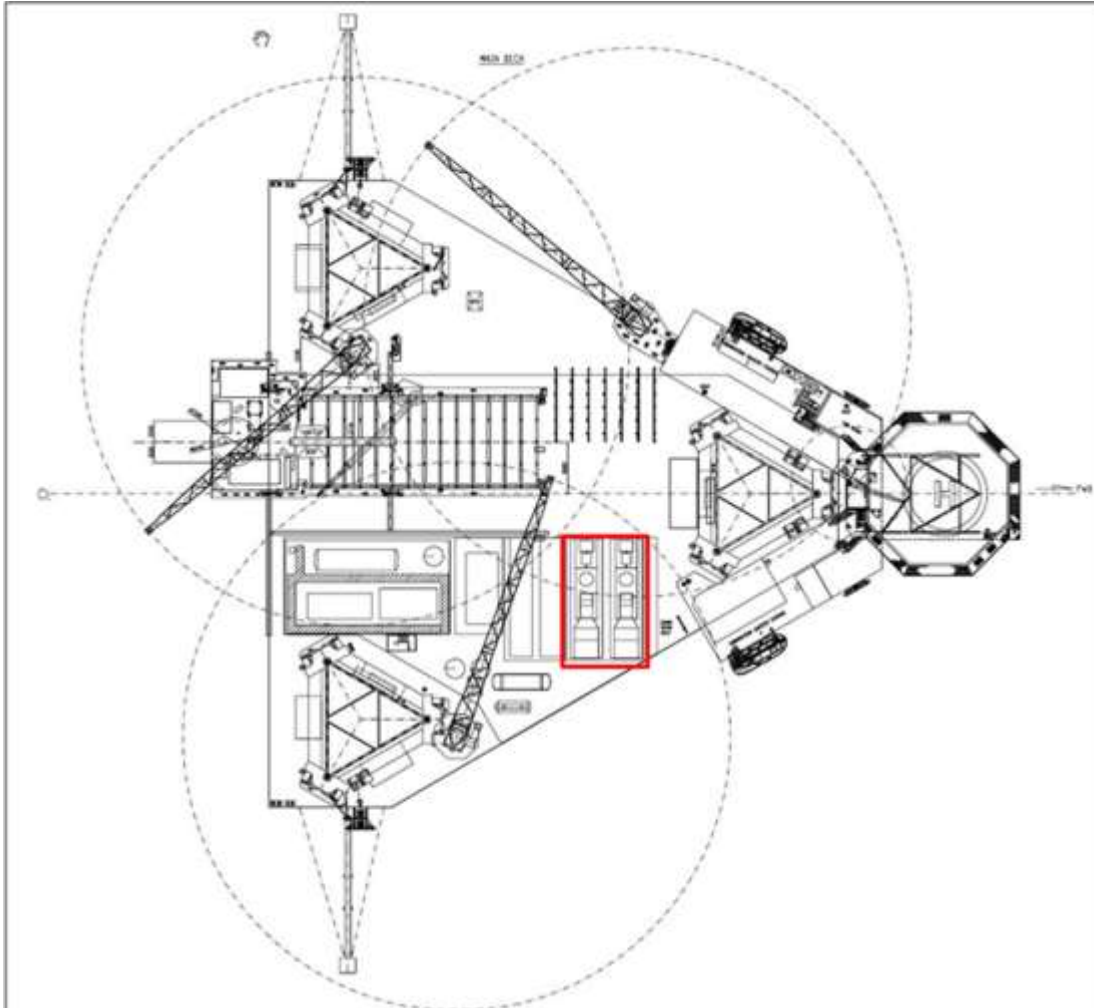
Plattformen vil bli forberedt for prosessering av olje/gass fra andre felt i området. Dette kan gi behov for en ekstra gass-kompressor (11 MW) i framtiden. En kraftforsyning fra land må derfor dimensjoneres for totalt ca 45 MW.

Plattformen planlegges med 60 Hz elektrisk utstyr, ettersom utbyggingen er basert på en standard oppjekkbar borerigg hvor dette er standard.

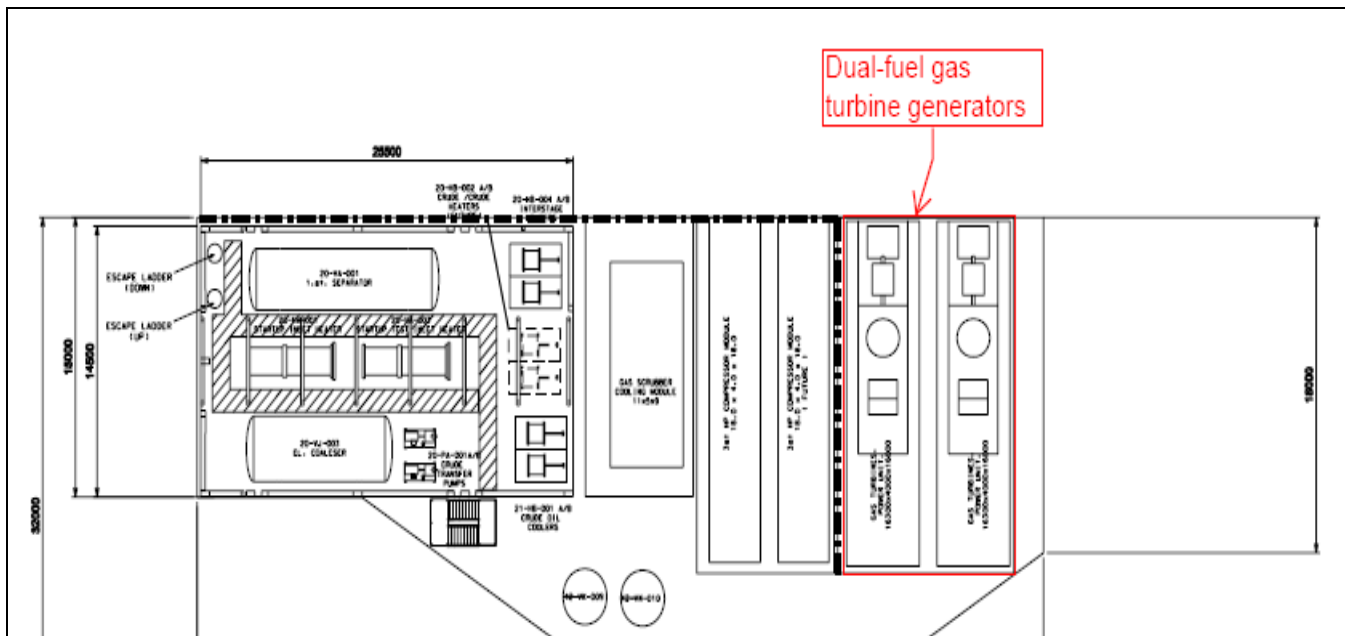
.

## 4 Planlagt kraftgenerering

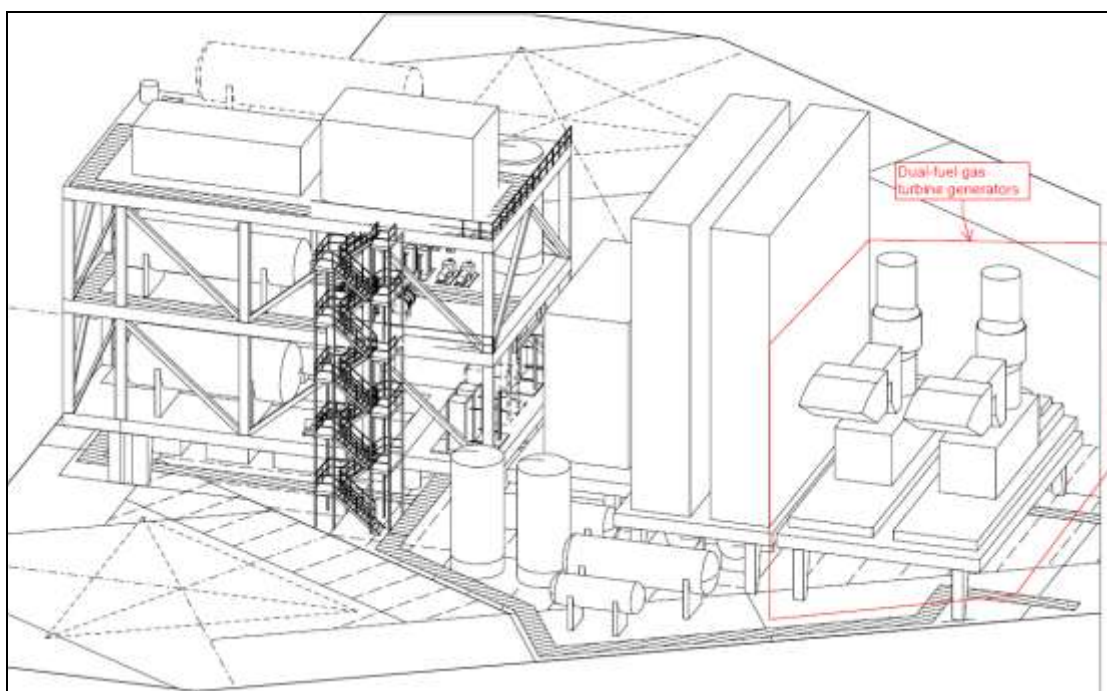
Kraftgenerering er planlagt med 2x100% kombinert gass/diesel turbin generatorer. Figur 4.1 viser plassering på plattformdekket. Begge turbingeneratorene er utstyrt med varmegjenvinning fra avgassen som skal generere varme til prosess forbrukerne, se figur 4.2 og 4.3.



Figur 4.1. Utstys-layout. Kraftgenereringsmodul er merket med rødt



Figur 4.2: Layout av kraftgenereringsmodul

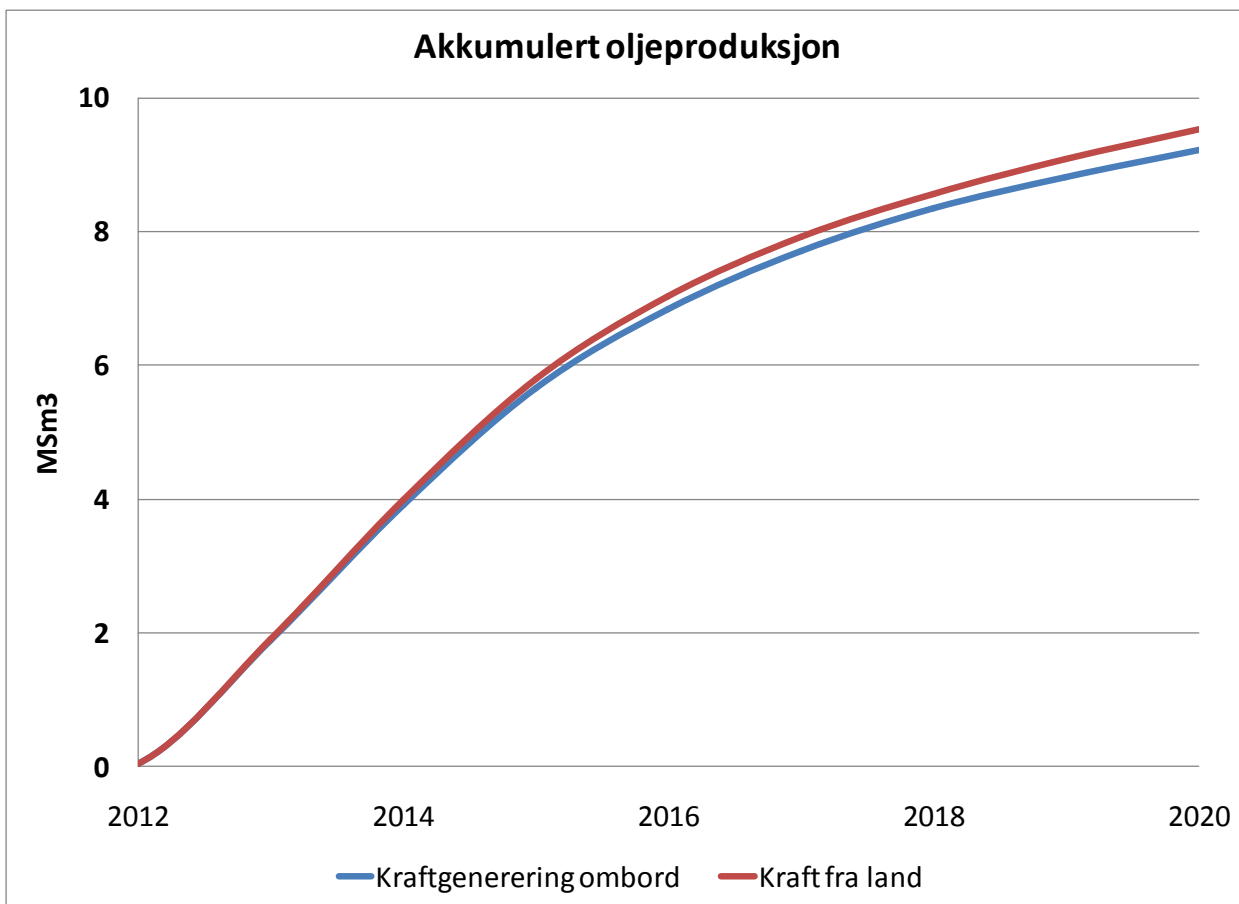


Figur 4.3: 3D layout av prosess modulen

I borefasen vil dieselmotorer på plattformen benyttes til kraftgenerering for boringen.

## 5 Produksjonsprofiler

Med kraft fra land vil fyrgassen som ellers ville gått til turbinene, bli reinjisert. Dette vil gi en liten økning i oljeproduksjonen. Figur 5.1 viser akkumulert oljeproduksjon med kraftgenerering ombord og med kraft fra land. Det er forventet at økonomisk cut-off vil bli i 2018 etter 6 års produksjon. Akkumulert økt oljeproduksjon er da ca 0,23 MSm<sup>3</sup>.



Figur 5.1. Akkumulert oljeproduksjon

## 6 Forandringer på plattformen ved kraft fra land eller annen plattform

Ved å ta kraft fra land kan man fjerne kraftgenereringspakken og varmegjenvinningsenhetene på plattformen. Den frigjorte plassen er på 18,6 x 18 m og vektreduksjonen er på 800 – 900 tonn.

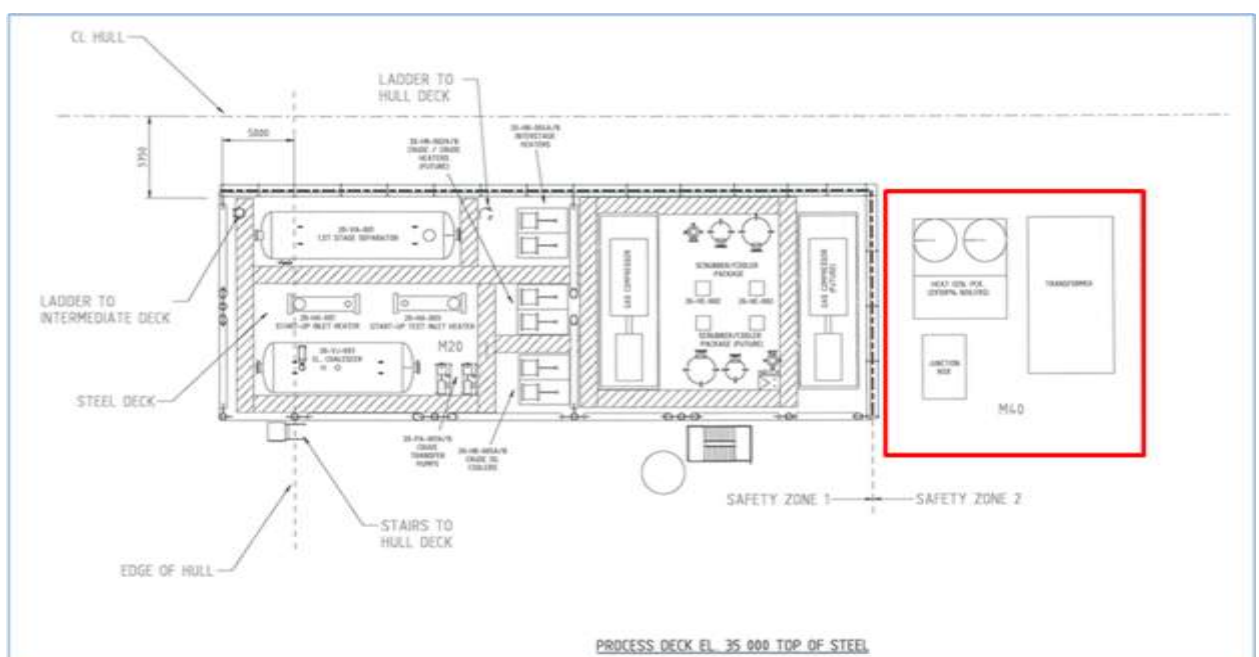
Med den lange avstanden fra land vil likestrøms-overføring (DC) gi lavest tap. Dette vil imidlertid kreve en vekselretter på feltet. En slik enhet vil anslagsvis ha dimensjon 32 x 18 x 14 m og veie omkring 120 tonn /4/. I tillegg kommer transformator (anslagsvis 11 x 6 x 8 m og 60 tonn) og div. elektrisk utstyr. Det er ingen mulighet til å få plass til dette utstyret på den valgte plattformen. Likestrøms-overføring vil derfor kreve en ekstra plattform for det elektriske utstyret. Kostnaden for denne vil være omlag 1200 MNOK i følge /5/. Erfaringer fra anbudsprosessen fra Frøy og den generelle markedsutviklingen bidrar til at Det norske vurderer dette estimatet til å være noe lavt i dagens marked.

Vekselstrøms (AC) overføring av 45 MW over 170 – 200 km anses å være teknisk mulig, bl.a. basert på informasjon i /4/. Frøys kraftbehov domineres av én stor forbruker, gass-kompressoren. Den detaljerte tekniske løsningen av kabel og inntaksstasjon på plattformen må legge tilrette for at kompressoren skal kunne startes og stoppes med akseptable spenningsvariasjoner.

For elkraft fra land med AC må det installeres:

- **Ny inntaksstasjon.** Dette er en kombinasjon av bryterstasjon og transformator for nedtransformering av høyspent strøm fra sjøkabel til mellomspenning på innretningen. I følge /4/ vil en transformator på 35 MW og 60 Hz ha dimensjoner på 11x 6 x 8 m og vekt 65 tonn. Vi regner med samme dimensjoner for en transformator på 45 MW. Gassisolert koplingsanlegg vil ha dimensjoner på 4x 4,1x 3,76 og vekt 11 tonn /4/.
- **Gassfyrte kjeler.** Ved fjerning av kraftgeneratorpakken fjernes også varmegjenvinningsenhetene for avgassen. Varme må nå genereres ved hjelp av 2 x 100% (2 x 10 MW) gassfyrte kjeler. Disse vil ha en samlet vekt på ca 120 tonn. Kostnad er estimert til 40 – 50 MNOK. Gassforbruket er estimert til 23000 Sm<sup>3</sup>/d, noe som vil gi et årlig utslipp på ca 19000 tonn CO<sub>2</sub>.
- **J-rør.** Det er ingen ledige J-rør for inntrekking av den elektriske kabelen i konseptet som er valgt. Et nytt J-rør må derfor installeres utvendig opp til plattformen. Dette kan gjøres mens plattformen er under bygging og kostnadene er estimert til 10 MNOK.

Figur 6.1 viser plassering av transformator, bryterstasjon og gassfyrte kjeler i M40-modulen, som ellers ville inneholdt gassturbinene.



Figur 6.1 Plassering av inntaksstasjon og fyrkjeler i M40-modulen

## 7 Tilknytningssted og landstasjon

Både Mongstad og Kårstø vil kunne levere Frøys kraftbehov /4/. Avstanden i luftlinje til Kårstø er ca 175 km og til Mongstad ca 185 km.

Det er ikke gjort nye vurderinger av tiltakets virkning på kraftforsyning i et regionalt eller nasjonalt perspektiv.

Landstasjonen vil bestå av transformator og frekvensomformer fra 50 til 60 Hz. Transformatorene antas å ha en kostnad på 12 MNOK /4/. Frekvensomformerene antas å ha en tilsvarende kostnad.

For AC transmisjon og distribusjon vil overføringstapet ligge i området 5 – 12 % avhengig av bl.a. lengde og kabeldimensjonering /4/. Avstanden til Frøy er lang, så et forsiktig estimat på tap er 7 %. Kraftkjøpet blir dermed opp til omlag 35 MW i borefasen og 30 MW i resten av produksjonsperioden, se kap 3.

## 8 Samkjøring i området

Samkjøring av kraftgenereringen i et område kan gi en bedre utnyttelse av turbinkapasiteten med følgende høyere virkningsgrad og lavere CO<sub>2</sub>- utslipp. NO<sub>x</sub>-utslippet vil gå opp når turbinene kjøres på høyere last, men vil gå ned i regionen dersom samkjøring fører til redusert bruk av turbiner uten lav-NO<sub>x</sub> teknologi.

Frøys kraftbehov i normal drift vil tilsvare full utnyttelse av én turbin av vanlig type på norsk sokkel. Fra kontakter vi har hatt med andre operatører i området og ut fra oversikter over forbruk og generering av kraft i f.eks /6/, kan vi ikke se at noen plattform i området har et kraftoverskudd av denne størrelse fra turbiner som i dag går på del-last. I tillegg vil turbinen på Frøy ha en eksoskjele for utnyttelse av varmen til prosess-formål. Ved en eventuell import av strøm fra en annen plattform vil denne varmen måtte genereres i en gassfyrt kjele, se også kap. 6. Frøy vil heller ikke ha kraft disponibel for eksport uten at virkningsgraden på turbinene går ned.

Kraftsamkjøring mellom Frøy og andre plattformer i området vil derfor ikke føre til reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp.

## 9 Utslippsprognoser

### 9.1 Kraftproduksjon på plattformen

#### Boring

I konsekvensutredningen ble det forutsatt at dieselmotorer på plattformen benyttes til kraftgenerering i borefasen. Det vil ta i underkant av 2 år før alle brønnene er boret og komplettert, se Tabell 9.1.

Tabell 9.1: Tid for boring og komplettering av brønner.

Type brønn	Boring (dager)	Komplettering (dager)	Totalt (dager)
8 produksjonsbrønner	338	72	410
6 vanninjeksjonsbrønner	234	50	284
2 vannprodusenter (Utsira)	21	6	27

Forventet dieselforbruk er beregnet til 13 tonn per døgn. Dette medfører totalt forbruk av om lag 666 tonn, 615 tonn og 176 tonn for boring og komplettering av henholdsvis en produksjonsbrønn, en injeksjonsbrønn og en vannproduksjonsbrønn. Samlet dieselforbruk knyttet til disse operasjonene er vist i Tabell 9.2.

Utslippene av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og VOC knyttet til boreoperasjonene er vist i Tabell 9.2.

Tabell 9.2: Beregnede utslipp knyttet til boring og komplettering av brønner.

Type brønn	Dieselforbruk (tonn)	CO <sub>2</sub> (tonn)	NO <sub>x</sub> (tonn)	VOC (tonn)
8 produsenter	5330	17056	373	27
6 injektorer	3692	11814	258	18
2 vannprodusenter	351	1123	25	2
Totalt 16 brønner	9373	29993	656	47

Utslippsfaktorer for diesel: CO<sub>2</sub> 3,2 tonn/tonn, NO<sub>x</sub> 70x10<sup>-3</sup> tonn/tonn, VOC 5x10<sup>-3</sup> tonn/tonn, egenvekt diesel 0,865 tonn/m<sup>3</sup>.

Videreutviklingen av designet av plattformen etter KU har ført til at kraftgenereringen til boringen vil komme fra gassturbinene så snart de første brønnene settes i produksjon. Dette vil føre til redusert diesel-forbruk i forhold til tabell 9.2. CO<sub>2</sub>-utslippet vil bli omtrent uforandret, men NO<sub>x</sub>- og VOC-utslippene vil bli mer enn halvert.

#### Produksjon

Det legges til grunn at fyrgass til turbinene er tilgjengelig i 95 % av tiden og at de i de resterende 5 % fyres med diesel. I løpet av en 6 års periode vil utslippene av CO<sub>2</sub> være på 185000 tonn/år og NO<sub>x</sub> 150 tonn/år fra kraftgenereringen.

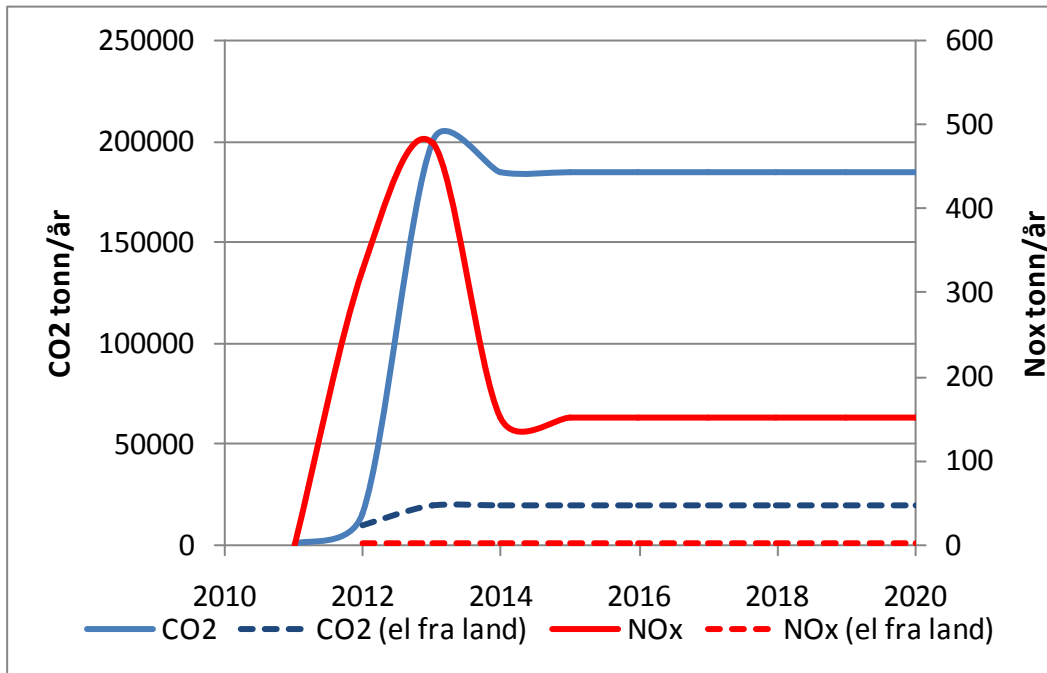
Faklingsbehovet vil være tilnærmet identisk med kraftproduksjon på plattformen som ved kraft fra land og er derfor utelatt i denne rapporten.

### 9.2 Elkraft fra land

Ved elkraft fra land vil både boreutstyret og produksjonsutstyret drives elektrisk. Varmebehovet i prosessen vil dekkes ved gassfyrte kjeler, se kap. 6. Utslipet fra kjelene er estimert til 19000 tonn CO<sub>2</sub>/år og 2 tonn NO<sub>x</sub>/år.

I tråd med høringskommentaren fra OD er det antatt at kraft fra land ikke har utslipp til luft.

Utslippsprognosene er vist i figur 9.1



Figur 9.1. Utslippsprognoser

Akkumulert utslippsreduksjon over de planlagte 6 års produksjonstid er omlag 1 mill tonn CO<sub>2</sub> og 1550 tonn NOx. Med redusert bruk av dieselmotorer i borefasen, se kap 9.1, vil NOx-reduksjonen bli omkring 1200 tonn.

## 10 Økonomi og tiltakskostnad

### Fjerning av utstyr

Ved å ta kraft fra land kan man fjerne kraftgenereringspakken og varmegjenvinningsenhetene på plattformen. For en plattform med lang levetid uten gjenbruksverdi ville dette gi en kostnadsbesparelse.

Imidlertid er Frøy-konseptet basert på at plattformen skal kunne gjenbrukes og tilbyderne har basert sine kommersielle tilbud på dette. Plattformen vil bli leid fra en produksjonskontraktør som også vil forestå driften av plattformen. Plattformen er konstruert som en selvforsynt bore-, prosessering-, lagring- og lastoverførings-enhet som skal flyttes til annen bruk når kontrakten med Frøy avsluttes. Annet bruk kan være som boreinnretning eller som kombinert bore- og produksjonsinnretning avhengig av markedsforhold.

Dersom kraftgenereringspakken fjernes vil ikke plattformen lenger være selvforsynt. Tilbyderne hevder derfor at de må kunne installere kraftgenereringspakken på kort varsel. På grunn av lange leveringstider kan dette bare løses ved anskaffe og lagre utstyret på land. Dette, sammen med kostnadene for fjerning av inntaksstasjonen og etter-installering av kraftgenereringspakken gjør at de vil tilby samme dagrate ved kraft fra land som ved kraftgenerering ombord.

### Nytt utstyr på plattformen

Inntaksstasjon:

- Transformator: 4,2 MNOK /4/
- Koplingsanlegg: 3,5 MNOK /4/

Gassfyrte kjeler: 40 MNOK, se kap 6

### Kraftkabel og landstasjon

Det er ikke foretatt en detaljert dimensjonering av kraftkabelen fra land, men ut fra /4/ vil den trolig ha en spenning på 132 kV og ha 3 enledere med tverrsnitt i området 400 – 630 mm<sup>2</sup> under felles kappe. Samme referanse gir kostnad for en slik kabel på ca 5,0 MNOK/km i 2007. Etter den tid har prisen på kopper (i USD/tonn) gått opp og kursen på USD gått ned i omtrent samme grad. I tillegg kommer installasjon, grøtting og steindumping på 0,59 MNOK/km /4/. Med kabellengder på 175 – 185 km gir dette en samlet kostnad på 980 – 1030 MNOK.

Den virkelige kabeltraseen vil bli noe lengre enn luftlinjen, med en tilsvarende økning i kostnaden.

Kraftkabelen vil ha betydelig lengre levetid enn produksjonstiden for Frøy. Det er i dag ingen indikasjoner på mulige andre brukere av kabelen i samme området etter Frøy. Det er ikke regnet med kostnad for fjerning av kabelen og dermed heller ingen restverdi ved salg til annet bruk.

Leveringstid for kraftkabel er tidskритisk og er avhengig av kapasiteten i markedet.

Landstasjonen er estimert til 24 MNOK, se kap. 7.

### Regularitet

Ved omlegging til elektrisk drift erstattes turbin- og generatorsystemene på innretningen med nye elektro- og instrumenteringskomponenter. Elektrisk utstyr forventes isolert sett å ha mindre behov for periodisk vedlikehold og gi færre driftstanser enn en gassturbin, dvs. at regulariteten vil være noe høyere. Frøy er planlagt med en 2x100 % kraftforsyning, som bidrar til å sikre høy regularitet. Vi forutsetter derfor samme regularitet for kraft fra land som for opprinnelig løsning.

### Tidsplaner

Det antas at den opprinnelige tidsplanen for Frøy med start boring i 2012 kan opprettholdes også med kraft fra land. Det er imidlertid usikkert om det er mulig å få produsert og installert kraftkabelen i henhold til denne planen.

### Tariffer og avgifter

Samme forutsetninger som /3/ er lagt til grunn for kraftpriser og avgifter:

- Kraftprisen er 30 øre/kWh i 2015 og stiger til 40 øre i 2030. Vi forutsetter også en flat kraftpris på 30 øre/kWh fra 2010 til 2015.
- NOx-avgift: 50 kr/kg.
- CO<sub>2</sub>-avgift: 342 NOK/tonn.
- Diskonteringsrente 5 %, alternativt 3 % og 7 %

Diesel-prisen er satt til 4 NOK/liter

### Oljepris

Det er brukt samme prisforutsetninger som i PUD /2/: ICE forward curve fra 19.2.2008, som spenner fra 82 -72 USD08/fat. Som følsomhet er det også regnet på flatt 50 USD08/fat og 100 USD08/fat.

### Frøys økonomi

Tabell 10.1 viser NPV (nåverdi) før skatt for Frøy-utbyggingen for base case fra PUD og med kraft fra land.

Tabell 10.1 NPV for Frøy i MNOK

	Oljepris	3 %	5 %	7 %
Frøy kraft fra land	50 USD08/fat	-611	-644	-671
	ICE (som i PUD)	5 804	5 015	4 337
	100 USD08/fat	11 096	9 657	8 422
Frøy PUD case	50 USD08/fat	308	226	152
	ICE (som i PUD)	6 685	5 851	5 131
	100 USD08/fat	11 945	10 466	9 192
Differanse	50 USD08/fat	-919	-870	-823
	ICE (som i PUD)	-881	-836	-794
	100 USD08/fat	-849	-809	-770

Med redusert bruk av dieselmotorer i borefasen, se kap. 9.1, vil differansen mellom kraftgenerering på plattformen og kraft fra land bli 30 – 35 MNOK høyere enn det tabell 10.1 viser.

Figur 10.1 illustrerer utslagene på Frøys NPV i forhold til PUD case med ulike diskonteringssetser.

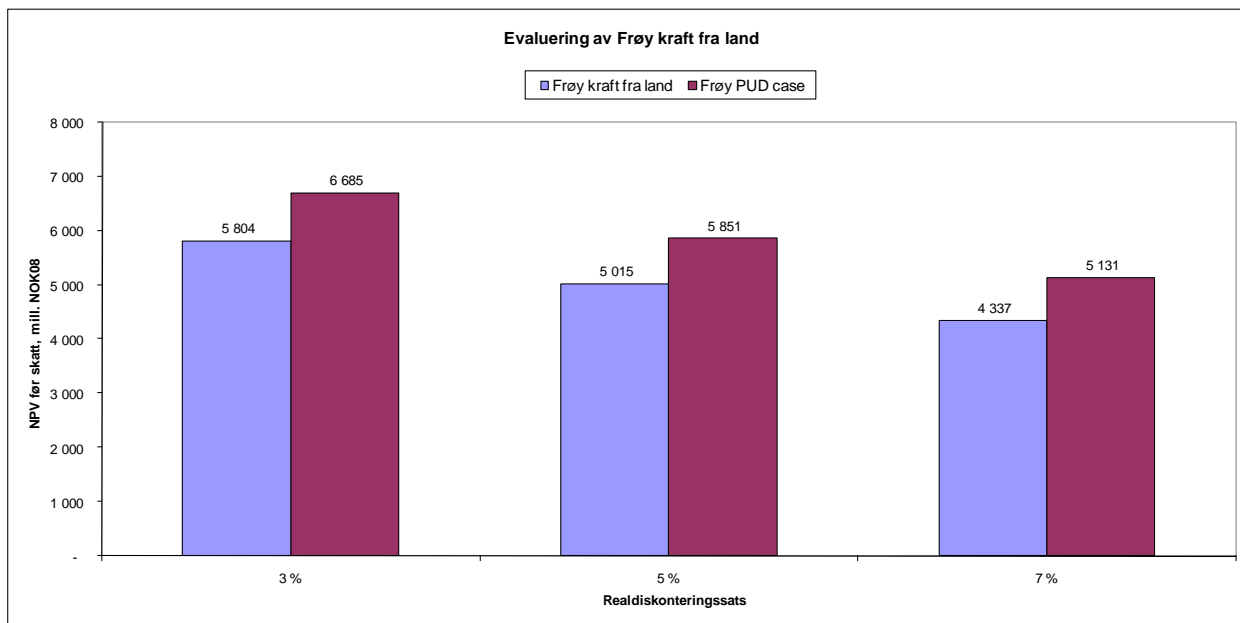


Fig. 10.1 Utslag på Frøy NPV av kraft fra land

### Tiltakskost

Tabell 10.2 viser tiltakskostnader beregnet etter nåverdimetoden /3/.

Tabell 10.2. Tiltakskostnader (NOK/tonn CO<sub>2</sub>) beregnet etter nåverdimetoden

Oljepris	3 %	5 %	7 %
50 USD08/fat	1 119	1 059	1 002
ICE (som i PUD)	1 073	1 018	967
100 USD08/fat	1 034	985	938

## 11 Konklusjon

Det anses teknisk mulig å forsyne Frøy-plattformen med vekselstrøm (AC) fra enten Kårstø eller Mongstad.

En likestrømsoverføring ville gitt lavere energitap, men den nødvendige vekselretteren ville ikke få plass på Frøy-plattformen. Bygging av en ekstra plattform for vekselretteren vil ha en uakseptabel kostnad.

Det er antatt at kraft fra land ikke vil påvirke tidsplanen for utbyggingen, men kabel-leveransen kan vise seg å bli tidskritisk.

Kraft fra land er beregnet å gi en redusert nåverdi før skatt på 836 MNOK i forhold til PUD-caset. Variasjon i diskonteringsrente og oljepris gir et spenn på 770 – 919 MNOK. Planlagte optimaliseringer av PUD-caset som redusert bruk av dieselmotorer, samt forsiktige anslag for kabelkostnad gjør at den reelle reduksjonen av nåverdi med stor sannsynlighet vil bli større.

Tiltakskostnaden er beregnet til 1018 NOK/tonn CO<sub>2</sub> (938 – 1119 NOK/tonn CO<sub>2</sub>). Av samme grunner som i forrige avsnitt mener vi at dette er lave estimater.

Kostnadene med kraft fra land er dermed så høye at det ikke er et realistisk alternativ for Frøy.

Referanser

- /1/ [Konsekvensutredning for Frøy](#)
- /2/ Frøy Redevelopment Project. Plan for Development and Operation. March 2008
- /3/ [Kraft fra land til norsk sokkel](#). OD, SFT, NVE, Ptil, januar 2008
- /4/ [Elektrifisering av norsk sokkel – transmisjonssystem fra land og distribusjon til plattformer](#). Unitech Power systems, Raconsult
- /5/ [Elektrifisering av norsk sokkel – rigg konsept](#). Unitech Power Systems AS
- /6/ [Kostnadsestimater for ombygging av kraftløsning for eksisterende innretninger offshore](#). Novatech