

ÅSGARD TRANSPORT

*Tilleggskonsekvensutredning
– alternative driverløsninger for
eksportgasskompressorer på Kårstø*

ÅSGARD

November 1997



Åsgard transport

Tilleggskonsekvensutredning - alternative driverløsninger for eksportgasskompressorer på Kårstø

November 1997

Sammendrag	1
1 Innledning	2
2 Alternative utbyggingsløsninger	3
2.1 Tekniske og kommersielle forutsetninger	3
2.2 Beskrivelse av vurderte kompressorløsninger	4
2.2.1 Åsgard gassturbiner med gasskraftverk	6
2.2.2 Åsgard gassturbiner uten gasskraftverkintegrasjon	7
2.2.3 Åsgard elektriske drivere med gasskraftverkintegrasjon	7
2.2.4 Elektriske drivere uten gasskraftverkintegrasjon	8
2.2.5 Full dampintegrasjon med gasskraftverket	9
3. Konsekvenser for miljø- og naturressurser	10
3.1 Utslipp av CO ₂ fra de nye kompressoranleggene på Kårstø	10
3.2 CO ₂ - utslipp knyttet til inndekning av el-kraft behov	12
3.3 CO ₂ - reduserende tiltak	14
3.3.1 CO ₂ - separasjon og deponering	15
3.3.2 Tiltak offshore anlegg	16
3.3.3 Kværner ABC	16
3.3.4 Industriell utnyttelse av CO ₂	17
3.3.5 Ny teknologi	17
3.3.6 Tidligfaseprosjekter	17
3.4 Utslipp av NOx	18
4 Økonomiske konsekvenser	19
5 Anbefalt utbyggingsløsning	21

Sammendrag

Olje- og energidepartementet har etter anbefaling fra Miljøverndepartementet bedt om at det utarbeides en tilleggskonsekvensutredning for kompressoranleggene som planlegges bygget i tilknytning til gassbehandlingsanlegget for Åsgard-gassen på Kårstø i Rogaland. Foreliggende utredning belyser konsekvenser ved et elektrifisert kompressoranlegg vs et gassdrevet kompressoranlegg. Partnerskapene i Åsgard og Statpipe har anbefalt en løsning med gassturbindrift av eksportgasskompressorene og integrasjon med et gasskraftverk på Kårstø. Det er fremforhandlet avtaler med Naturkraft AS om integrasjon med gasskraftverket. Det er utført studier av totalt mer enn 10 forskjellige løsninger, hvorav 5 alternativer er nærmere beskrevet i denne tilleggsutredningen. Anbefalingen er foretatt på bakgrunn av verdiskapning, energioptimalisering og en målsetning om minimalisering av utslipp.

Gjennomsnittlig CO₂-utslipp i driftsfasen for Åsgard (2000-2020) vil for et alternativ med gassdrevne turbiner være henholdsvis 205.000 tonn/år og 254.000 tonn/år med og uten integrasjon med gasskraftverket. Med elektrisk kompressordrift vil utslippene være henholdsvis 17.000 tonn/år og 145.000 tonn/år med og uten integrasjon. Et alternativ med både høytrykks- og lavtrykksdampintegrasjon vil gi et gjennomsnittlig CO₂-utslipp på 58.000 tonn/år. Disse utslippsnivåene innebærer en vesentlig reduksjon i forhold til det som var angitt i konsekvensutredningen for gassbehandlingsanlegget fra desember 1995.

Dersom det tas med i vurderingen at det ved valg av elektriske drivere kan være behov for å dekke el-kraftbehovet og reduserte kraftleveranser fra Naturkraft med utenlandsk kullkraft eller gasskraft, vil valg av gassdrevne turbiner med lokal produksjon av den nødvendige energi både til kompressordrift og oppvarming, i en global sammenheng gi lavest utslipp.

Utredningen gjør rede for Statoils CO₂-teknologiprogram, der et av tiltakene som vurderes er CO₂-seperasjon fra avgass og deponering under havbunnen. Statoils overordnede mål er å redusere egne utslipp av klimagasser med 30% innenfor en periode på 10 år sammelignet med hva som ville vært situasjonen uten tiltak.

Verdiskapningen er vurdert å være vesentlig bedre for gassdrevne turbiner (omlag 750 mill kr) enn for elektriske drivere. Beregninger av tiltakskostnadene for reduksjon av CO₂-utslipp har vist at valg av elektriske drivere vil være et relativt kostbart CO₂-reduserende tiltak. Dersom det på det nåværende tidspunkt skulle måtte foretas et skifte av drivervalg i forhold til det anbefalte alternativet, vil det få dramatiske konsekvenser både mht. kostnader og ferdigstillelse av anlegget, og dermed oppstart av gassleveranser fra Åsgard-feltet. Kostnadsøkningen er anslått å bli på minimum 500 mill kr.

Utredningen konkluderer med at det alternativet som tidligere er anbefalt av partnerskapene i Åsgard og Statpipe, med gassdrevne turbiner og integrasjon med gasskraftverket, bør opprettholdes. På det tidspunkt anbefalingen ble gjort, framsto dette alternativet ut fra en samlet vurdering av kostnader, verdiskapning, utslipp og energieffektivitet som det beste alternativet. Etter at partnerskapene valgte å gå inn for dette alternativet, er argumentene for dette valget blitt vesentlig styrket.

1 Innledning

Miljøverndepartementet har i brev til Olje- og energidepartementet datert 13.10.1997 gitt uttrykk for at utredningsplikten for gassbehandlingsanlegget for Åsgard på Kårstø "ikke bør vurderes oppfylt før tilleggsutredninger av løsninger for elektrifisering for begge utbyggingsalternativene (integrrert og segregert) og løsninger som minimaliserer utslipp er hørt og behandlet", og henviser til at SFT i sin uttalelse til konsekvensutredningen (datert 4.3.1996) har etterlyst angivelse av utslippstall for en elektrifisert løsning for det segregerte alternativet. Miljøverndepartementet forutsetter at anlegget gir mulighet for full integrering med et eventuelt gasskraftverk, og at dette må framgå av tilleggsutredningen. I brev av 12.11.1997 har Olje- og energidepartementet, med henvisning til Miljøverndepartementets anbefaling, bedt om at det utarbeides en tilleggsutredning for kompressoranleggene som belyser konsekvenser ved et elektrifisert kompressoranlegg vs et gassdrevet kompressoranlegg, også i forhold til det segregerte anleggskonseptet. Departementet ber om at utredningen vurderer ulike virkninger av synergieffekter mellom kompressoranleggene og et eventuelt gasskraftverk, både for en elektrisk og en gassdrevet kompressorløsning, og at andre CO₂-reduserende tiltak vurderes.

Høsten 1995 utarbeidet Statoil på vegne av partnerne i Åsgard-lisensen plan for utbygging og drift (PUD) av Åsgard (feltene Smørbukk, Smørbukk Sør og Midtgard) utenfor Midt-Norge, samt plan for anlegg og drift (PAD) for Haltenbanken samlerørledning. Konsekvensutredning for feltutbyggingen og sjørørledningen fra feltet fram til landfall ved Kalstø vest for Kårstø, eventuelt på Kollsnes, ble utarbeidet som vedlegg til PUD/PAD. En egen melding med forslag til utredningsprogram ble utarbeidet for gassbehandlingsanlegg på Kårstø eller Kollsnes med tilhørende landrørledninger, på bakgrunn av at disse også var omfattet av plan- og bygningslovens bestemmelser om konsekvensutredninger. Meldingen for gassbehandlingsanlegg med tilhørende landrørledninger ble sendt på høring 6.10.1995. Nærings- og energidepartementet (nå Olje- og energidepartementet) fastsatte utredningsprogrammet i brev av 7.12.1995. Departementet la til grunn at det fremlagte utredningsprogram i meldingen skulle være utgangspunktet for konsekvensutredningen, at Statoil skulle ta hensyn til vesentlige forhold fra høringsrunden og at høringsinstansenes kommentarer skulle bli omhandlet i det videre arbeidet med konsekvensutredningen.

Det ble i meldingen presentert to ulike utbyggingsløsninger på Kårstø:

- et integrert alternativ for våtgassproduksjon hvor behandlingen av Åsgard-gass integreres i eksisterende fraksjoneringsanlegg for Statpipe-gass.
- et segregert alternativ for våtgassproduksjon hvor behandlingen av Åsgard-gass skjer i et separat fraksjoneringsanlegg parallelt med eksisterende Statpipe-anlegg.

For en integrert løsning ble bruk av elektrisk drevne kompressorer samt kjeler for oppvarming drevet av fyrgass lagt til grunn, mens det for det segregerte anlegget ble lagt til grunn kompressorer drevet av gassturbiner og kjeler fyrt med varm avgass fra gass-turbinene. Ingen av høringsinstansene ba i høringsuttalelsene til meldingen om at andre alternativer skulle utredes, og beregninger av utslipp og ulike konsekvensvurderinger ble i konsekvensutredningen derfor knyttet til de to nevnte alternativene. Hovedvekten ble lagt

på det integrerte alternativet, på grunn av at dette på det aktuelle tidspunkt ble vurdert som det mest aktuelle.

Utbyggingen av Åsgard feltet med tilhørende gasstransportsystem og gassbehandlingsanlegg på land ble lagt fram for Stortinget (St.prp. 50, 1995-96). Stortinget behandlet saken 13. juni 1996, og besluttet at Åsgard-gassen skulle ilandføres til Kårstø. I Stortingsproposisjonen er det gitt en presentasjon av utbyggingsplanene, hovedkonklusjonene i konsekvensutredningene, både for felt og sjørørledning og for gassbehandlingsanlegg med tilhørende landrørledninger, er oppsummert i proposisjonen. Videre er et sammendrag av de ulike høringsinstansenes uttalelser til konsekvensutredningene med Olje- og energidepartementets merknader gjengitt i proposisjonen. Energi- og miljøkomitéens flertallsinnstilling (Inst. S. 251, 1995-1996) ble vedtatt.

Foreliggende tilleggsutredning beskriver ulike alternative løsninger som har vært vurdert for kompressoranleggene, herunder ulike grader av integrasjon med et eventuelt gasskraftverk på Kårstø.

2 Alternative utbyggingsløsninger

2.1 Tekniske og kommersielle forutsetninger

Utover sommeren og høsten 1996 ble det gjennomført studier for å vurdere ytterligere forretningsutvikling på Kårstø. I mellomtiden var også planene om et gasskraftverk på Kårstø presentert bl a i en egen konsekvensutredning (februar 1996). På bakgrunn av dette ble det satt i gang vurderinger mht mulighetene for en integrasjon mellom gassbehandlingsanlegget og et mulig gasskraftverk.

De eksisterende ekstraksjonsanlegg i Statpipe hadde en væskegjenvinning av propan på ca. 85% av innholdet i våtgassen. For å øke gjenvinningsgraden og forbedre nåverdien i Åsgard-kjeden ble andre prosesser derfor studert. De nye prosessløsningene ga en gjenvinning på 97% propan. Sommeren 1996 ble en ny produksjonsstrategi for Åsgard-feltet og derav endring i gassammensetning besluttet. Dette medførte ytterligere væskemengder til Kårstø. Konklusjonen fra studiene var at det derfor ikke var kapasitetsmessig mulig og heller ikke regularitetsmessig forsvarlig å satse på det "integrerte" alternativet.

I desember 1996 ble Prosesseringsavtale mellom Åsgard Unit og Statpipe godkjent av partnerskapene. Denne regulerer de kommersielle forhold knyttet til investeringer, overdragelser av anlegg og drift av disse. Her ble også det tekniske konsept for de nye anleggene for behandling av Åsgard-gassen på Kårstø fastlagt. De nye anlegg skulle bestå av:

- To parallelle ekstraksjonsstrenger med en samlet behandlingseffekt for rikgass på 13,7 GSm³/år tilsvarende 10,8 GSm³/år salgsgass ved en brennverdi (GCV) på 40 MJ/Sm³.

- Kompresjonsanlegg for eksport av salgsgass (10,8 GSm³/år) gjennom Europipe II med kjeler for dampproduksjon.
- En fraksjoneringsstreng (250 t/time) for splitting av væskeproduktene som kommer fra ekstraksjonsanlegget i propan, iso-butan, normal-butan og nafta.
- Fjellhall for lagring av nedkjølt propan, samt konvertering av eksisterende tankanlegg til andre produkttyper.
- Modifisering av kaier for å ta økede produktmengder.

2.2 Beskrivelse av vurderte kompressorløsninger

Ut fra et overordnet krav om å oppnå best mulig energiutnyttelse ved integrasjon av Åsgard prosessanlegg og et eventuelt gasskraftverk ble det gjennomført omfattende studier som grunnlag for valg mellom drivere. Disse varierte fra enkle løsninger med levering av lavtrykksdamp fra kraftverket til prosessanleggene, til løsninger med stor varmeintegrasjon og dampturbindrift av eksportgasskompressorene. Mer enn 10 forskjellige integrasjonsalternativer, kombinert med ulike drivere, ble vurdert i et samarbeid mellom Naturkraft og Åsgard/Statpipe.

Av de mange alternativer som har blitt vurdert for å dekke drift av Åsgard salgsgasskompressorer og dekke av prosessvarmebehovet vil fem av alternativene bli videre beskrevet her. De fem alternativene er:

1. Åsgard gassturbiner med lavtrykksdamp integrasjon med gasskraftverk
2. Åsgard gassturbiner uten integrasjon med gasskraftverk
3. Åsgard elektriske drivere med lavtrykksdamp integrasjon med gasskraftverk
4. Åsgard elektriske drivere uten integrasjon med gasskraftverk
5. Åsgard med kombinert dampturbin og elektrisk driver, høy og lavtrykksdamp integrasjon med gasskraftverk

Forenklet sett er det tale om tre alternativer for drivervalg (gasturbiner, dampturbiner eller elektriske drivere) med ulike alternativer for integrasjon med gasskraftverket. Integrasjon med gasskraftverket innebærer at gasskraftverket leverer damp til Åsgard-anlegget.

Et alternativ med full integrasjon med et gasskraftverk, der gasskraftverket leverer både høytrykksdamp og lavtrykksdamp til Åsgard-anlegget, er tatt med i denne tilleggsutredningen. Det ble imidlertid tidlig konkludert med at dette ikke var et reelt alternativ, dels fordi det investeringsmessig ville falle dårlig ut, dels på grunn av problemer i forhold til regularitet, og dels fordi det ville være vanskelig å oppnå en kommersiell enighet for et slikt alternativ. En stor del av energiproduksjonen ved kraftverket vil for et slikt alternativ bli bundet opp i dampproduksjon til Åsgard, og derved redusere el-kraft leveransene til nettet.

De forskjellige alternativene er oppsummert i følgende tabell som viser forskjell i kompressordrift og dampproduksjon:

Alternativ	Salgsgass kompressordrift	Lavtrykks kompressor drift	Primær dampkilde	Sekundær dampkilde
Alt. 1	2 gassturbiner	Mottrykks dampтурbiner	Lavtrykksdamp fra gasskraftverk	Varmegjennvinningskjeler
Alt.2	2 gassturbiner	Mottrykks dampтурbiner	Varmegj.kjeler	
Alt.3	2 elektriske drivere	Elektrisk drift	Lavtrykksdamp fra gasskraftverk	200 tonn/time lavtr. gassfyrte dampkjeler
Alt.4	2 elektriske drivere	Mottrykks dampтурbiner	Direkte fyrte høytrykks kjeler	
Alt.5	1 elektrisk drift 1 kondenserende dampтурbin	Mottrykks dampтурbiner	Høy- og lavtrykks damp fra gasskraftverk	Høytr. gassfyrte kjeler, kapasitet 300 tonn/t

Partnerskapene i Åsgard og Statpipe har anbefalt gassturbindrift for eksportgasskompressorene (alternativ 1). Driverne vil være av typen LM2500+, som er nyeste og mest effektive generasjon gassturbiner. Til hver gassturbin er det knyttet en avgasskjel for produksjon av høytrykksdamp. Det er lagt opp til integrering med det planlagte gasskraftverket, der dette skal levere lavtrykksdamp til prosessanleggene. Det er fremforhandlet avtaler med Naturkraft om dette.

Ytterligere tekniske detaljer fremgår av de etterfølgende punkter. Forklaring til symbolene som er brukt i de figurene som illustrerer de ulike løsningene, fremgår av figur 2.1 nedenfor.

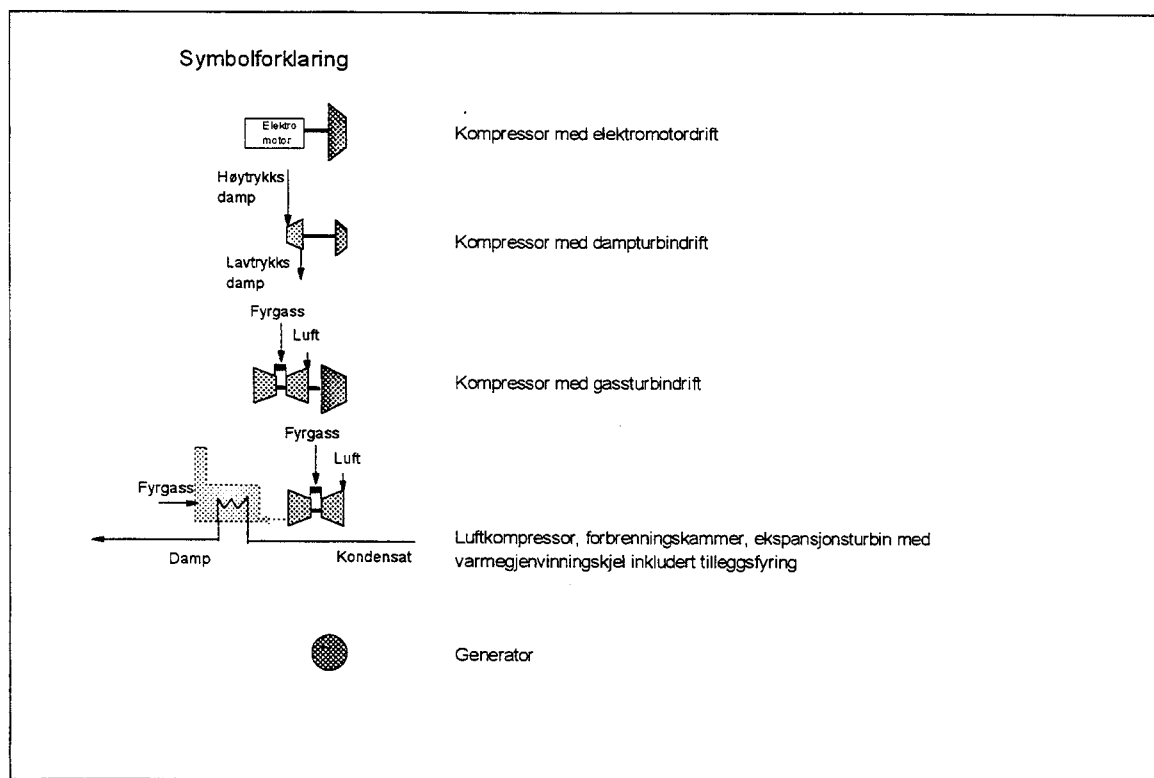
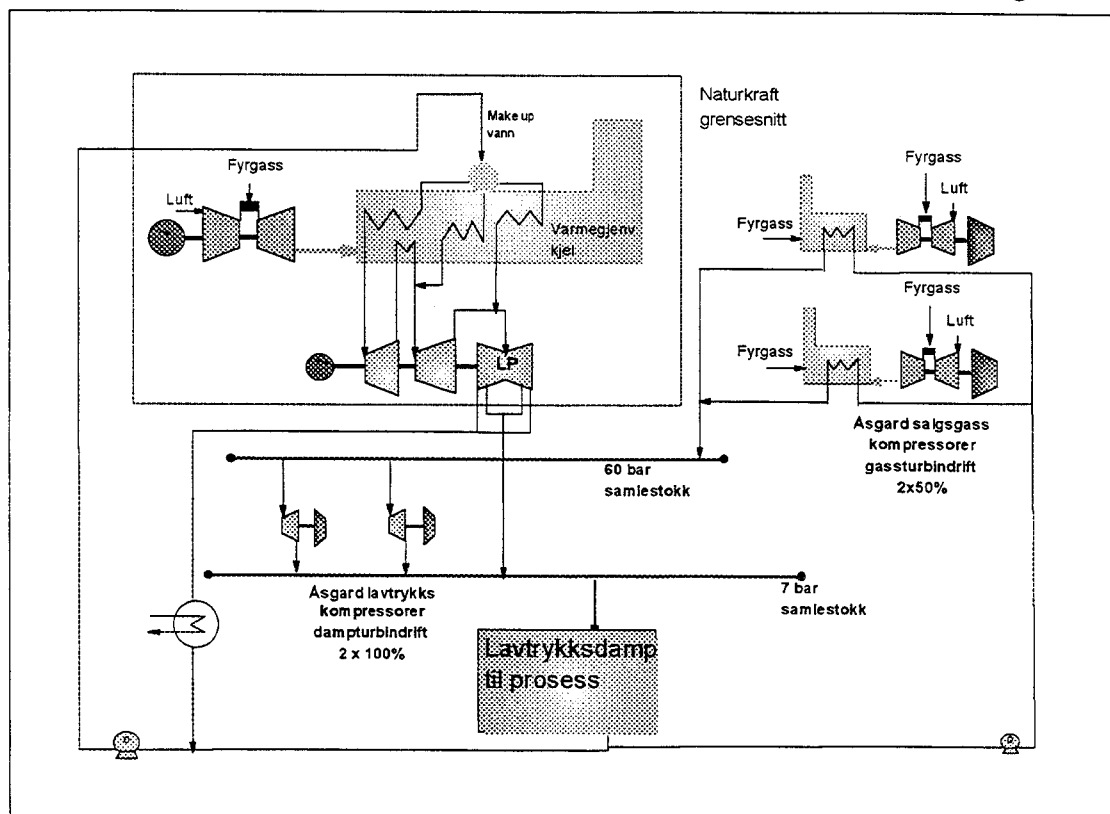


Fig. 2.1. Tegnforklaring

2.2.1 Åsgard gassturbiner med gasskraftverk

Det alternativet partnerskapene i Åsgard og Statpipe har anbefalt er skissert i figur 2.2.



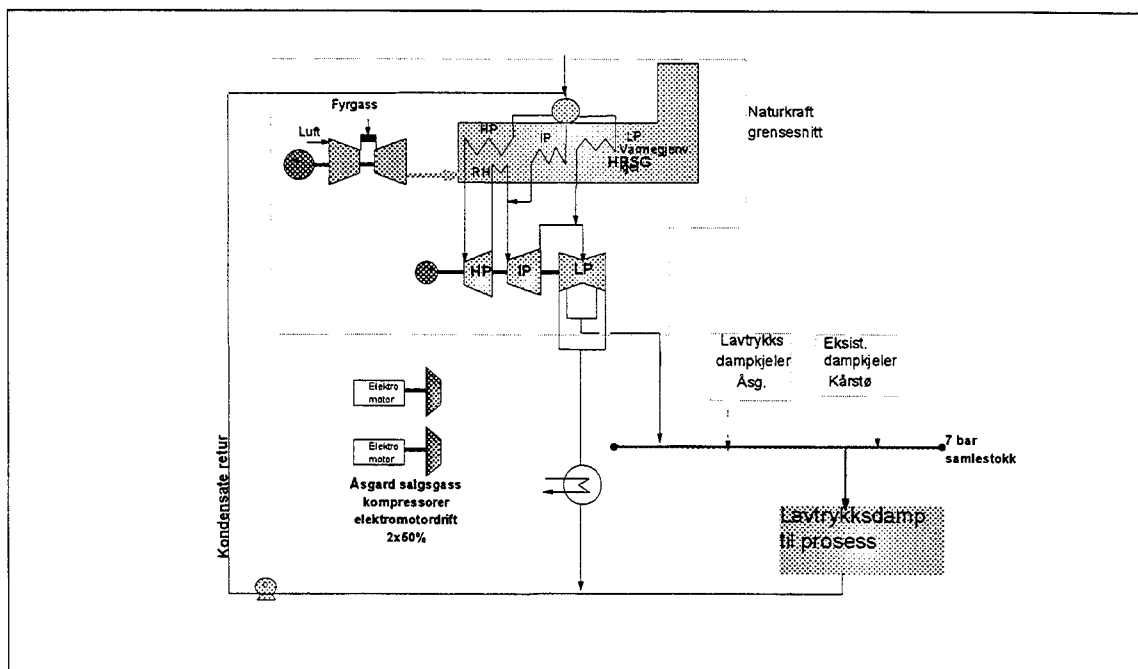
Figur 2.2. Åsgard gassturbiner med gasskraftverksintegrasjon

Åsgard bruker i dette alternativet LM2500+ gassturbiner for drift av kompressorene med varmegjenvinningskjeler. Hver gassturbin yter ca 28 MW og kjelene 36 tonn høytrykksdamp pr. time uten tilleggsfyring. Med tilleggsfyring produserer kjelene ca. 100 tonn pr. time.

Under normal drift vil Åsgard operere uten tilleggsfyring. I samsvar med konsesjonskravene for gasskraftverket, og også de pålegg Statoil har fått om å legge til rette for slik integrasjon, er det lagt opp til at varmebehovet skal bli dekket opp med lavtrykksdamp fra gasskraftverket. Åsgard varmegjenvinningskjeler dekker opp nødvendig høytrykksdamp for drift av lavtrykks kompressorene. Dampkondensat blir returnert tilbake til kraftverket.

Selv om basisløsningen for dette alternativet vil være at lavtrykksdamp leveres fra gasskraftverket, vil løsningen være fleksibel i forhold til innfasing av gasskraftverket. Dersom gasskraftverket ikke skulle stå klart innen oppstart av Åsgard-anlegget, vil dampbehovet kunne dekkes ved tilleggsfyring av varmegjenvinningskjelene.

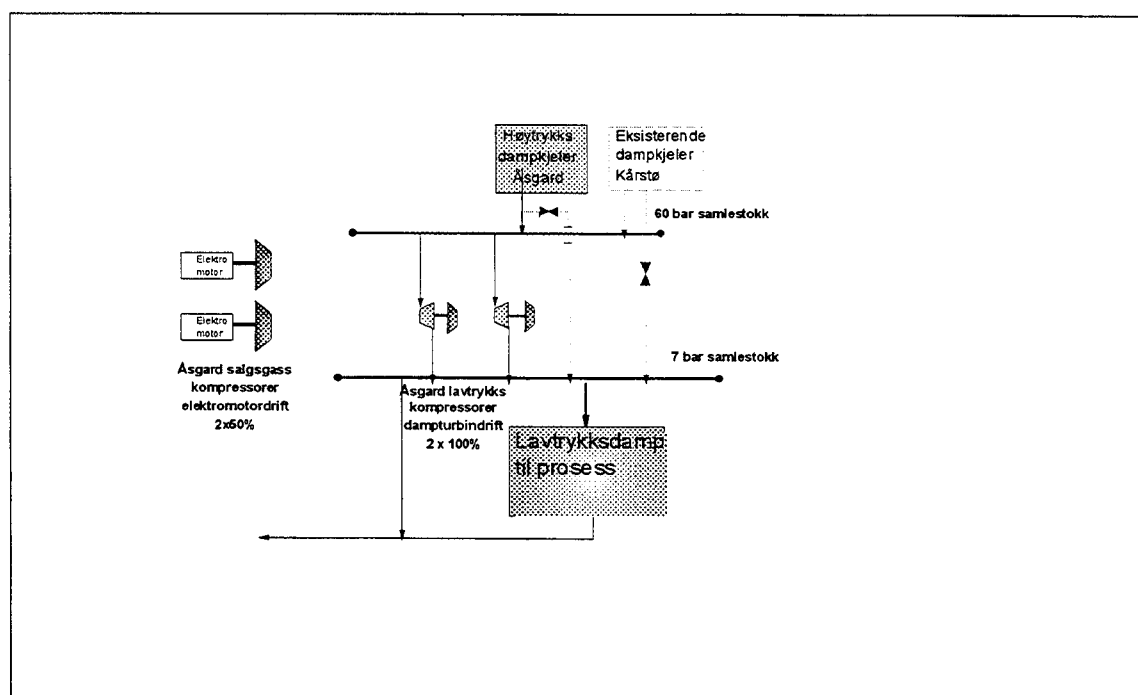
Integrasjon med gasskraftverket vil innebære at virkningsgraden for kraftverket vil bli 61,5%. Dette er godt over de 50% som er oppgitt i konsesjonssøknaden fra Naturkraft for et frittstående anlegg. Samlet termisk virkningsgrad for Åsgard-anlegget og



Figur 2.4. Elektriske drivere og gasskraftverk

2.2.4 Elektriske drivere uten gasskraftverksintegrasjon

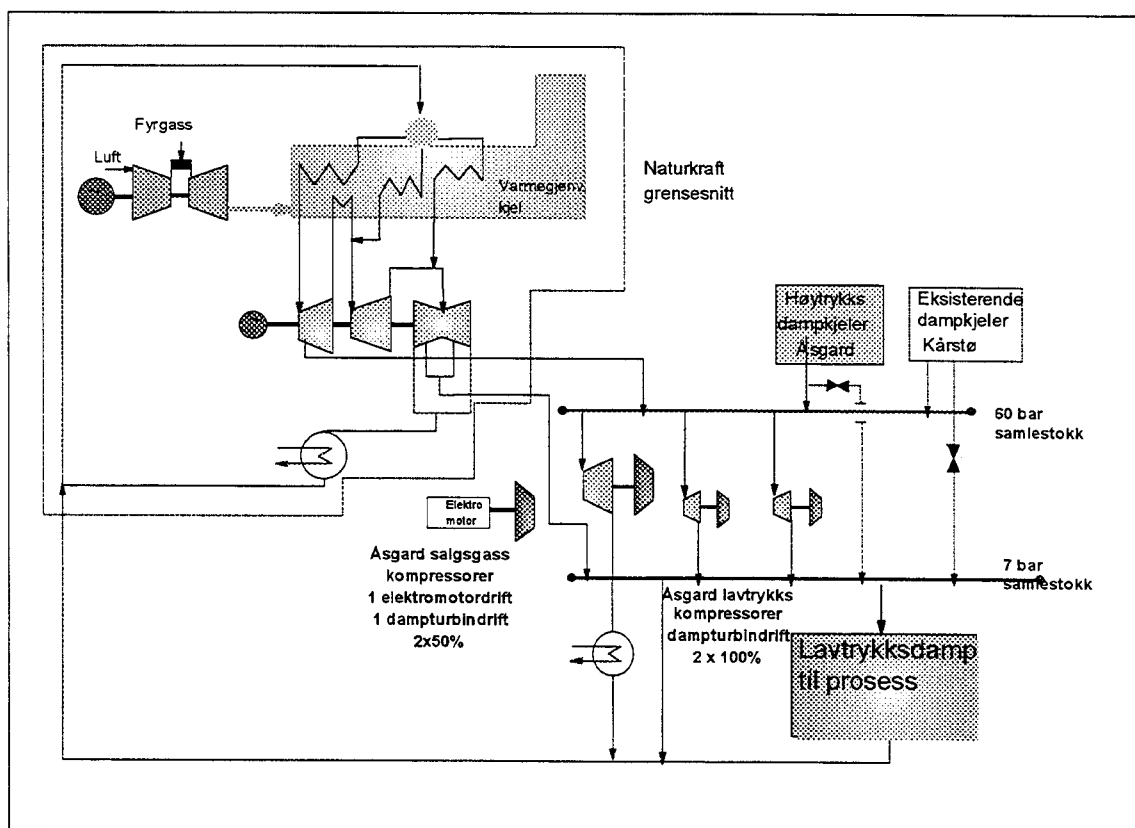
Dette alternativet er basert på at Åsgard får elektrisk kraft til drift av kompressorene og høytrykksdampkjeler, med kapasitet på 200 tonn høytrykksdamp pr. time, som dekker varmebehovet og nødvendig høytrykksdamp til drift av lavtrykk kompressorene mottrykk dampturbiner. Eksisterende kjeler vil også bli knyttet opp, slik at de kan brukes på daglig basis ved behov og ledig kapasitet. Dette alternativet er vist i figur 2.5.



Figur 2.5. Åsgard og elektriske drivere uten gasskraftverk

2.2.5 Full dampintegrasjon med gasskraftverket

En av Åsgards kompressorer er i dette alternativet drevet av elektrisk kraft og den andre av en kondenserende dampturbin. Høytrykksdamp til salgsgasskompressors kondenserende dampturbin og til lavtrykk kompressorerens mottrykksturbiner blir normalt levert fra gasskraftverket, i tillegg dekker kraftverket opp varmebehovet med lavtrykksdamp. I de perioder kraftverket faller ut eller er ute ute av drift pga. vedlikehold, må Åsgard dekke opp dampbehovet med egne direkte fyrte kjeler. Disse direkte fyrte kjelene vil ha en produksjonskapasitet på 300 tonn høytrykksdamp pr. time. For å holde leveranseregulariteten må disse kjelene alltid holdes varme med ca. 10% fyring for at de hurtig kan bringes opp til full produksjon ved behov. Dette alternativet er vist i figur 2.6



Figur 2.6. Åsgard kompressorer på damp og elektrisk drift

Som allerede påpekt under pkt. 2.1, så er det konkludert med at dette ikke er et reelt alternativ, dels fordi det investeringsmessig ville falle dårlig ut, dels på grunn av problemer i forhold til regularitet, og dels fordi det ville være vanskelig å oppnå en kommersiell enighet for et slikt alternativ. En stor del av energiproduksjonen ved kraftverket bli bundet opp i dampproduksjon til Åsgard, og derved redusere el-kraft leveransene til nettet. Virkningsgraden for gasskraftverket vil for dette alternativet være 65,5%, og samlet termisk virkningsgrad for Åsgard-anlegget og gasskraftverket vil i gjennomsnitt være 63,6%, og 65,1% når produksjonen er på det høyeste. Det betyr at den samlede virkningsgraden for dette alternativet er lavere enn for alternativ 3, men marginalt høyere enn alternativ 1.

3 Konsekvenser for miljø og naturressurser

Drivervalget for eksportgasskessorene vil ikke ha betydning for andre miljøforhold enn det som går på utslipp til luft (CO₂ og NO_x). Vurderingene i det følgende begrenses derfor til en gjennomgang av ulike forhold knyttet til utslipp til luft, med hovedvekt på CO₂.

3.1 Utslipp av CO₂ fra de nye kompressoranleggene på Kårstø

I konsekvensutredningen for gassbehandlingsanlegget fra desember 1995 ble det sagt at CO₂-utlippene var forventet å gå ned fra 680.000 tonn fra eksisterende anlegg (som var nivået i 1994) til omlag 600.000 tonn/år fram til oppstart av Åsgard. Bakgrunnen for den forventede nedgang var at man på det tidspunkt antok at Sleipner- og Statpipe-produksjonen ville synke. Ny økning i produksjonen, særlig på Sleipner, innebærer at det nå forventes at CO₂-utlippene knyttet til de eksisterende anleggene på Kårstø forventes å holde seg på omlag 700.000 tonn/år.

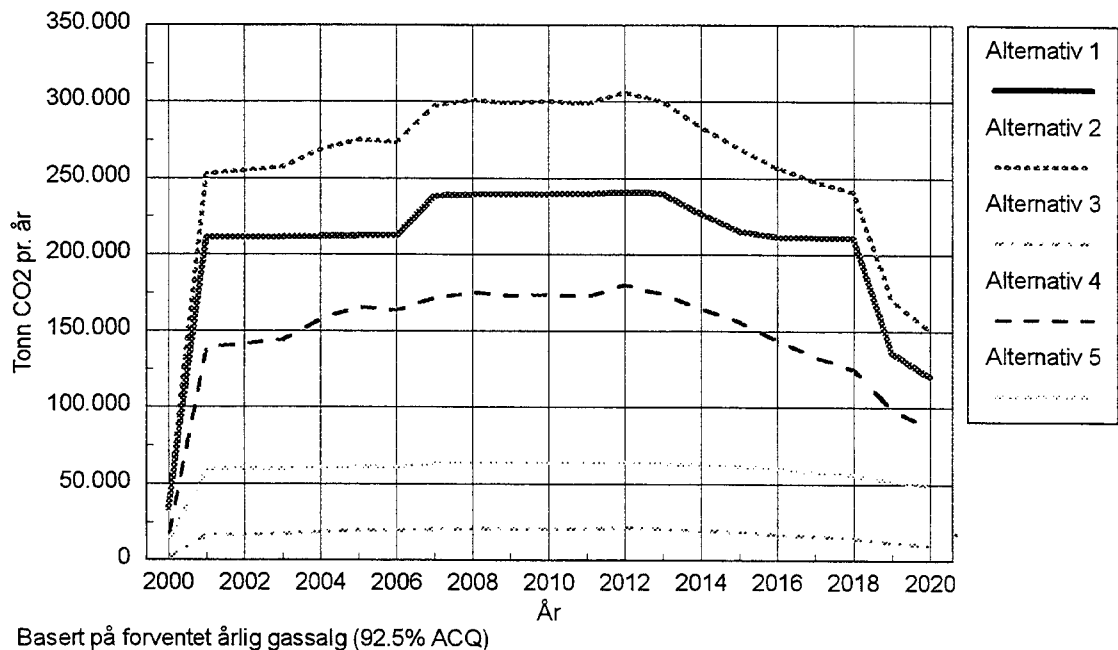
I konsekvensutredningen fra 1995 var det angitt at det for et integrert anlegg (integrert med Statpipe og med elektriske kompressorer) var beregnet et CO₂-utslipp på 200.000 tonn i år 2001, og at dette ville stige til et platå på 360.000 tonn/år i år 2008, for deretter å avta gradvis fra år 2015. For et segregert alternativ (med gassdrevne turbiner) var CO₂-utlippene beregnet å bli 400.000 tonn fra år 2001, med en gradvis reduksjon fra år 2015.

Utslippene av CO₂ fra de nye kompressoranleggene vil være knyttet til produksjonsprofilene for Åsgard-feltet. Feltets levetid er beregnet å vare fra år 2000 til år 2020. Maksimalår for produksjonen vil være år 2012, og følgelig vil også CO₂-utlippene være på sitt høyeste nivå i år 2012.

Etter at konsekvensutredningen ble utarbeidet i desember 1995 er det arbeidet videre med å finne optimaliserte løsninger som også gir reduksjon i CO₂-utlippene. Resultatet av dette arbeidet er at alle de løsningene som er presentert i denne tilleggsutredningen vil gi lavere utslipp enn de tall som ble angitt i konsekvensutredningen fra 1995.

Profiler for CO₂-utslipp for de ulike løsningene framgår av figur 3.1. Figuren viser at utslippene av CO₂ er høyest for alternativet med gassdrevne turbiner uten integrasjon med Naturkraft. Dette alternativet vil i år 2001 gi et CO₂-utslipp på omlag 250.000 tonn. Dette er omlag 50.000 tonn over det nivå som i konsekvensutredningen fra desember 1995 var angitt for et integrert alternativ med elektrisk drevne kompressorer, men likevel 150.000 tonn lavere enn det segregerte alternativet med gassdrevne kompressorer. Når produksjonen er på sitt høyeste nivå (2007-2013) vil utslippene være omlag 300.000 tonn/år. Dette er 60.000 tonn lavere enn angitt for det integrerte alternativet og 100.000 tonn lavere enn angitt for det segregerte alternativet i desember 1995. Gjennomsnitt for hele perioden vil være 254.000 tonn/år.

Gjennomsnittlige utslipp av CO₂ fra Åsgard anlegget Med og uten lavtrykksdampintegrasjon med Naturkraft



Figur 3.1 Utslippsprofiler for CO₂ ved ulike drivervalg.

Alternativet med gassdrevne turbiner og lavtrykksdamp-integrasjon med et gasskraftverk på Kårstø vil gi en reduksjon i utslippene på 40.000-60.000 tonn/år i forhold til en løsning uten integrasjon med et gasskraftverk. CO₂-utslippet er beregnet til 210.000 tonn i år 2001, og omlag 240.000 tonn/år når produksjonen er på topp (2007-2013). Gjennomsnitt for hele driftsperioden er beregnet til 205.000 tonn/år. Dette gir samlet sett signifikant lavere utslipp enn det som var beregnet både for et integert og et segregert alternativ i konsekvensutredningen fra desember 1995.

Differansen mellom gassturbindrift og elektromotordrift uten integrasjon med Naturkraft vil være omlag 110.000 tonn/år. Årsaken til at forskjellen ikke er større er at prosessanlegget vil ha et stort behov for varme (damp). I elektromotoralternativet må denne dampen fremskaffes fra egne dampkjeler. Disse dampkjelene kan ikke fyres med elektrisk strøm. Kostnadene ved slike dampkjeler er også svært høye, og det kan være vanskelig å få den nødvendige overheting på dampen. Kjelerne må derfor fyres med gass, som følgelig innebærer utslipp av CO₂ (og NO_x). Detet alternativet (alternativ 4) gir et gjennomsnittlig utslipp på omlag 145.000 tonn/år gjennom hele produksjonsperioden, og et maksimum på 180.000 tonn/år når produksjonen er på topp.

Alternativet med elektromotordrift kombinert med lavtrykks-integrasjon med et gasskraftverk (alternativ 3) vil gi et CO₂-utslipp på omlag 17.000 tonn/år gjennom hele produksjonsperioden. Grunnen til at utslippet ikke blir null, er at det er lavere regularitet for et gasskraftverk enn for gassbehandlingsanlegget. Som en beredskap dersom gasskraftverket skulle få produksjonsavbrudd, vil være nødvendig å installere reserve

dampkjeler for dampproduksjon. Alternativet med både lavtrykks- og høetrykksdampintegrasjon (alternativ 5) gir et gjennomsnittelig CO₂-utslipp på 158.000 tonn/år.

3.2 CO₂-utslipp knyttet til inndekning av el-kraft behov

De CO₂-utslippene som er angitt i 3.1 tar ikke hensyn til om den elektriske kraften som vil kreves ved bruk av elektrisk drevne kompressorer, vil kunne komme fra kullkraft eller gasskraft. Selv om utslippene i såfall ikke vil belaste CO₂-regnskapet for Kårstø-anleggene, vil de i en større sammenheng kunne innebære tilsvarende effekter i klimasammenheng som følge av utslipp av CO₂.

Dagens nordiske kraftmarked, som i praksis inkluderer Norge, Sverige, Danmark og Finland har et samlet årlig brutto forbruk på rundt 360 TWh elektrisitet. Det er imidlertid spådd en viss vekst i etterspørselen etter elektrisk kraft og da spesielt i alminnelig forsyning. Forventet etterspørselsvekst er størst i Finland og Norge, mens man i alle fall på offisielt nivå opererer med noe mer nøkterne prognoser i Sverige og Danmark. I Finland bygger flere prognoser på antakelsen om en årlig vekst i etterspørselen på rundt 1,5 prosent. I motsatt ende ligger danske prognoser som i visse tilfeller antar en årlig vekst på rundt 0,5 prosent. I alle tilfeller er en samlet nordisk vekst på f.eks. 1 prosent per år mye, og utgjør en årlig vekst på rundt 3,6 TWh.

I Norge er det i dag igjen omlag 17 TWh utbyggbare vannkraftressurser. Disse prosjektene har, dersom de blir bygget ut, negative miljøeffekter som man må ta hensyn til. I praksis vil dermed kanskje ikke mer enn 10 TWh ny vannkraft være tilgjengelig de neste 10 årene. 7 TWh av disse vil ventelig bli bygget ut innen år 2003, og dermed blir det kun mindre vannkraftressurser igjen for å møte videre økning i forsyningsbehovet. En del kraft kan gjøres tilgjengelig gjennom ulike oppgraderinger av eksisterende anlegg. Dette kan representere et potensiale på bortimot 5 TWh. I tillegg vurderes det å innføre en ny norsk vannlov, som i praksis vil redusere mulig årsproduksjon fra vannkraftsystemet med bortimot 7 TWh. Således er det klart at ny vannkraft ikke er løsningen i Norge.

Basert på dagens viten vil ny grunnlast kraftproduksjonskapasitet i Norden ventelig dreie seg om gasskraft fra kombinerte verk, med eller uten utnyttelse av varmen. I tillegg vil det skje en viss myndighetsmotivert innfasing av fornybare brensler og tilhørende teknologier. Det kan dessuten tenkes at bruk av nye politiske virkemidler på etterspørselssiden vil frigjøre noen kraftressurser. Dette gjelder alle de nordiske landene. I Finland er det enn så lenge et åpent spørsmål om man ikke også må inkludere kull- og kjernekraft som en mulig opsjon for utvidelse av det nasjonale produksjonssystemet. Når det gjelder fornybare energikilder som vindkraft og bioenergi, vil disse i teorien kunne gi en viss økning i krafttilgangen med minimal tilvekst i CO₂-utslippet dersom utnyttelsen skjer lokalt og så nær forbruksstedet som mulig. Problemet er imidlertid at dagens tilgjengelige teknologi for anvendelse av disse primærenergiene ikke er spesielt godt egnet for storskala grunnlast behov. Dernest er ikke disse alternativene konkurransedyktige på kostnader i dagens norsk-svenske marked og gitt dagens rammebetingelser i Norge.

Behovet for el-kraft fra nettet til drift av de ulike alternative kompressoranleggene fremgår av tabell 3.1. Tabellen viser både gjennomsnittelig behov over hele perioden (2000-2020) og behovet når produksjonen er på sitt høyeste.

Alternativ	Gjennomsnittelig behov (kW)	Maksimalt behov (kW)
1	0	0
2	0	0
3	49 906	57 926
4	42 293	48 428
5	21 147	24 214

Tabell 3.1. Behovet for el-kraft for drift av de alternative kompressoranleggene.

På bakgrunn av dette effektbehovet er det i tabell 3.2 vist beregnede utslipp av CO₂ (gjennomsnittelig antall tonn/år) for de ulike alternativene dersom det også tas hensyn til at den elektriske kraften kan måtte dekkes fra importert kullkraft eller gasskraft. I beregningene er det lagt til grunn en elektrisk virkningsgrad for kullkraftverk på 40.8%. Dette er en gjennomsnittelig verdi for danske installasjoner i 1994. En slik virkningsgrad gir et utslipp på 838 g CO₂/kWh produsert. I tillegg til dette vil det komme noe CO₂-utslipp dersom en benytter tilsats av kalksten for å redusere utslippene av SO₂. Dette er ikke inkludert i beregningsgrunnlaget. For beregninger av utslipp knyttet til gasskraftverk er det lagt til grunn en virkningsgrad på 55%, som er noe lavere enn det som er antydnet for de planlagte norske gasskraftverk. En slik virkningsgrad gir et CO₂- utslipp på 367 g CO₂/kWh produsert. Ved kraftimport fra utlandet må det også påregnes et overføringstap. Dette kan estimeres til ca. 3%, men kan være opp mot 5% ved høy belastning på ledningsnettet.

Alternativ	Gj.snitt/år m/imp. kullkraft + 3% overføringstap	Gj.snitt/år m/imp. gasskraft + 3% overføringstap
1	205 126	205 126
2	254 117	254 117
3	382 304	177 189
4	454 939	281 114
5	212 760	125 845

Tabell 3.2. Gjennomsnittelige CO₂- utslipp (tonn/år) fra kompressoranleggene dersom det er nødvendig å dekke kraftbehovet fra importert kullkraft eller gasskraft.

Ved en eventuell integrering med Naturkrafts gasskraftverk vil mengden elektrisk kraft levert til nett bli redusert på grunn av energitap som følge av dampleveranser til Åsgard. De beregnede årlige kraftleveranser fremgår av tabell 3.3. I beregningene er det lagt til

grunn at gasskraftverket vil ha en driftstid på 8.000 timer pr. år. Tabell 3.3 viser også hvor store de samlede CO₂- utslippene blir dersom både kraftbehovet til drift av kompressoranleggene og de reduserte kraftleveransene fra Naturkraft dekkes av utenlandsk gasskraft (det er da ikke tatt hensyn til overføringstap ved oppdekning av reduserte kraftleveranser fra Naturkraft). Ut fra en slik beregning vil den løsningen som er anbefalt av partnerskapene i Åsgard og Statpipe (gassturbindrif med gasskraftverkintegrasjon) i en global sammenheng gi lavest CO₂- utslipp.

Alternativ	Kraft levert til nett fra Naturkraft (MW)	Samlet CO ₂ -utslipp (tonn/år) dersom reduserte kraftleveranser erstattes av utenlandsk gasskraft
1	357	225 678
2	364	254 117
3	299	368 029
4	364	281 114
5	302	307 877

Tabell 3.3 Elektrisk kraft (MW) levert til nett fra Naturkraft ved ulike utbyggingsløsninger (gjennomsnitt/år), og samlet CO₂- utslipp (tonn/år) dersom reduserte kraftleveranser fra Naturkraft skal erstattes av utenlandsk gasskraft.

3.3 CO₂- reduserende tiltak

Som det framgår av kap. 3.1 så har den videre prosjekteringen etter at konsekvensutredningen for gassbehandlingsanlegget ble presentert i desember 1995, resultert i at det er funnet fram til tekniske løsninger som gir vesentlig lavere CO₂-utslipp enn det som var forutsett i 1995.

Statoils overordnede mål er å redusere egne utslipp av klimagasser med 30% innenfor en periode på 10 år i forhold til nivået uten tiltak. I den sammenheng har Statoil satt i gang et CO₂-teknologiprogram med sikte på å utvikle kommersiell teknologi for å bidra til å realisere denne målsettingen.

Programmet består av 5 hovedområder:

- CO₂-reduksjoner ved kilden
- CO₂-reduksjon fra avgass, integrert med gassturbindrif, og deponering ved injeksjon
- "Air bottom cycle" (ABC) storskala utvikling/test
- Forskning og utvikling, nye tiltak for CO₂-reduksjon
- Industriell utnyttelse av CO₂

Kostnadsrammen for programmet er 600 MNOK, hvorav Statoil regner med å dekke 300 MNOK. Det forutsettes et nært samarbeid og medfinansiering fra forskningsprogrammet Klimatek. Statoil vil søke samarbeid med andre oljeselskaper, leverandørindustri og relevante forskningsmiljøer. I denne sammenhengen vurderes også

hvordan man kan dra nytte av "Memorandum of Understanding" som er inngått mellom regjeringene i Norge og Nederland.

Tiltak for å nå målene i CO₂-teknologiprogrammet:

- Alle fabrikk- og offshoreanlegg skal gjennomgås med sikte på CO₂-tiltak, og det skal legges fram en prioritert plan med økonomi for beslutning om gjennomføring innen oktober 1998.
- Det skal utvikles 2 eller 3 konsepter for CO₂-separasjon/turbindrift med tanke på bruk på offshoreanlegg, sentrale kraftproduksjonsanlegg og landanlegg med store CO₂-utslipp.
- Kvalifiserte løsninger skal dokumenteres som nødvendig for beslutning om utbygging.
- Alle tidligfaseprosjekter skal dokumentere tiltak tilsvarende 30% reduksjon av CO₂-utslipp.
- Det skal etableres oversikt over alle tiltak som gjennomføres. Samlet utslippsreduksjon skal rapporteres ut fra gjennomførte og besluttede tiltak.
- Programmet skal undersøke og etablere opplegg for felles gjennomføring av tiltak for CO₂-reduksjon hvor dette er billigst.

I det følgende gis en nærmere utdyping av enkelte av tiltakene:

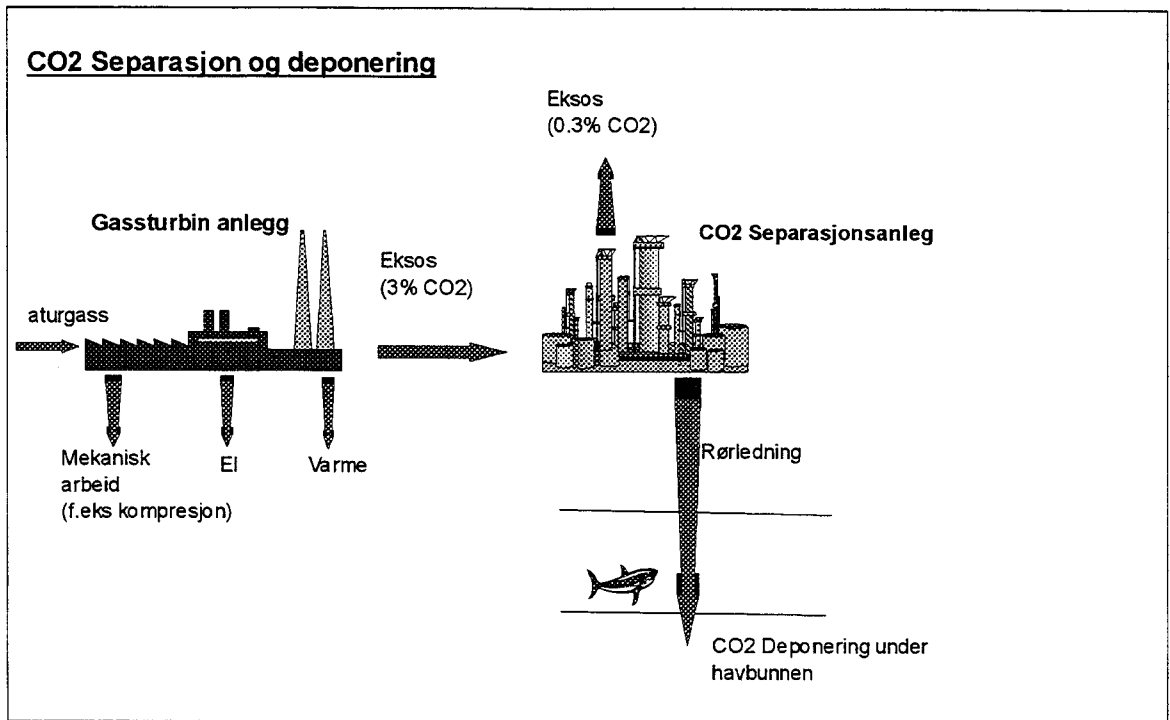
3.3.1 CO₂-separasjon og -deponering

All forbrenning av kull, olje og gass gir CO₂ som sluttprodukt. Dagens teknologi for å separere CO₂ fra eksosgass er svært kostbar og energikrevende. Eksempelvis vil fjerning og deponering av 1 mill. tonn CO₂ pr. år fra et gasskraftverk medføre:

- * Tilleggsinvestering 2-2,5 mrd. NOK
- * 25 prosent av energiproduksjonen vil forbrukes i separasjons- og deponeringsanlegget.
- * 4.000 tonn pr. år spesialavfall (kjemikalier)
- * 15.000 m³ pr. time kjølevann.

Statoil skal i samarbeid med leverandørindustrien og forskningsmiljøene arbeide for å forbedre denne teknologien. Målet er innen år 2000 utvikle beslutningsgrunnlag for et landbasert gassturbinanlegg med integrert CO₂-separasjon og deponering, der energiforbruk og investeringer er redusert med 40% i forhold til dagens teknologi. Det vil bli gjennomført ett eller flere tesprogram (pilotprosjekt) på Kårstø for å teste ut ny og forbedret teknologi for CO₂-separasjonsprosesser for avgass.

Det legges allerede nå til rette for og er satt av arealer for plassering av et eventuelt CO₂-separasjonsanlegg i tilknytning til Åsgard-anlegget på Kårstø. Forretningsmessige rammevilkår vil avgjøre hvorvidt et slikt anlegg vil være konkurransedyktig og dermed realiserbart.



Figur 3.2. Prinsippkisse for CO₂- separasjon og -deponering.

3.3.2 Tiltak offshore anlegg

Utslipp av CO₂ fra plattformer og produksjonsskip er ett av områdene Statoil satser på for å redusere utslippene ved kilden.

Det skal utarbeides en handlingsplan for reduksjon av CO₂-utslipp, i samarbeid med de enkelte anleggene. Ti fabrikanlegg offshore vil bli gjennomgått. Mange av disse har allerede satt i gang reduserende og kostnadseffektive tiltak, og disse skal innarbeides i handlingsplanen.

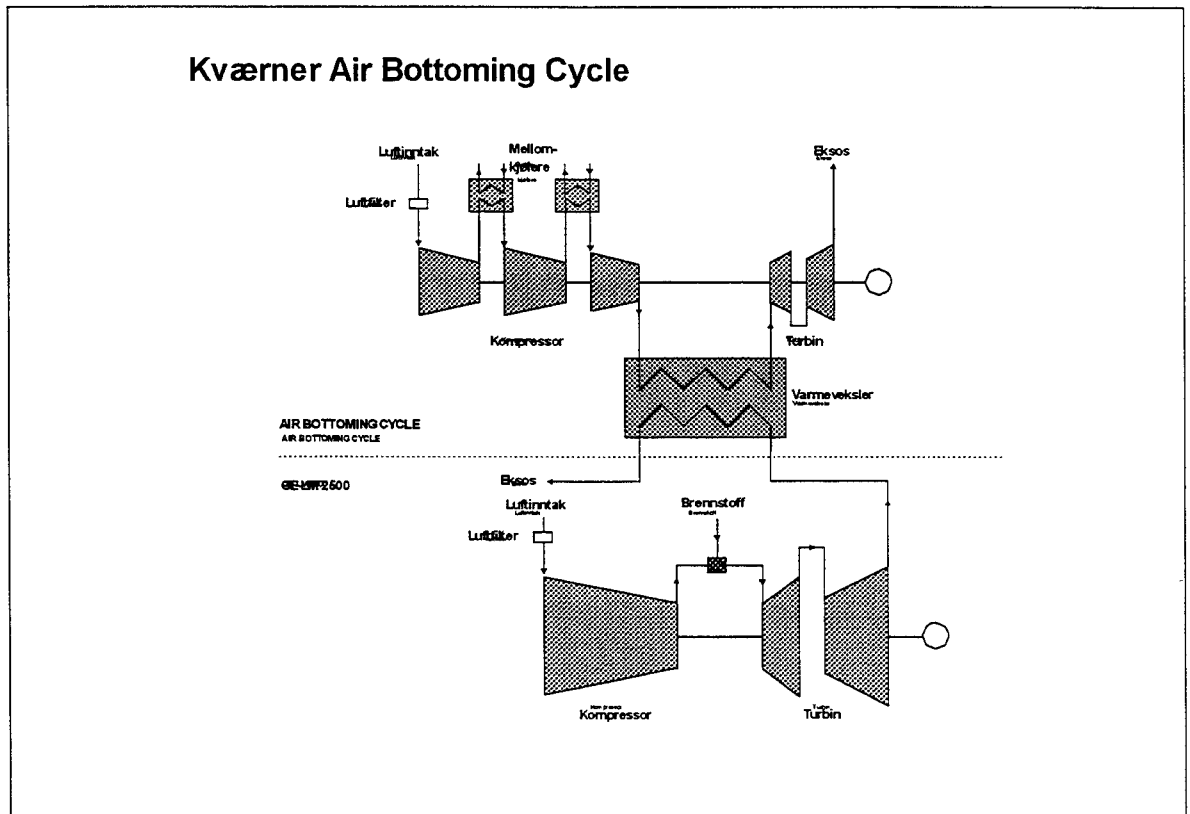
På Åsgard har Statoil allerede iverksatt omfattende tiltak. Det er gjennom bruk av mellomkjøling, mer effektiv separasjonsteknologi og bruk av varmt kjølevann oppnådd reduksjon på 25-30% i CO₂-utslippene. Tilsvarende teknologi vil bli vurdert å eksisterende anlegg, sammen med nye løsninger som Kværner ABC.

Et av tiltakene er å samordne kraftforsyningene til offshoreanlegg i samarbeid med leverandørindustrien. CO₂-programmet skal arbeide videre med noen av de mest interessante, teknologiske løsningene.

3.3.3 Kværner ABC

Air Bottoming Cycle (ABC) utvinner energi fra turbineksos. Luft komprimeres og varmes opp ved hjelp av turbineksosen. Den varme luften ekspanderes i en egen turbin som driver kompressoren. Man kan oppnå 25 prosent mer energi ved bruk av denne metoden.

Kværner har utviklet et konsept som kan testes ut på Kårstø.



Figur 3.3. Prinsippkisse for Kværner Air Bottom Recycle (ABC)-konsept.

3.3.4 Industriell utnyttelse av CO₂

Ved CO₂-separasjon fremstilles store mengder ren CO₂. Denne kan brukes til kommersielle og industrielle formål. Renset CO₂ benyttes blant annet i matvareproduksjon og forskjellige industrielle prosesser.

3.3.5 Ny teknologi

Forskningsvirksomheten rundt CO₂-tiltak er omfattende på verdensbasis. Statoil vil blant annet fokusere på:

- Teknologi for CO₂-separasjon
- Mer effektiv turbinteknologi
- Utnyttelse av CO₂ ved oljeutvinning
- Deponering av CO₂

3.3.6 Tidligfaseprosjekter

Alle nye utbyggingsprosjekter vil bli bedt om å legge fram en plan for hvordan de oppsatte mål for CO₂-reduksjon skal oppnås.

Satellittutbygginger gir spesielle muligheter for energiutnyttelse. Eksempelvis vil bruk av ny teknologi kunne gi 30MW ekstra fra eksisterende turbiner på Sleipner til ny utbygging i området. På Statfjord vil man kunne installere varmegjenvinning og dermed oppnå høyere energiutnyttelse.

3.4 Utslipp av NO_x

I konsekvensutredningen fra desember 1995 ble det sagt at NO_x- utslippene var forventet å gå ned fra 575 tonn (som var nivået i 1994) til 400-450 tonn/år frem til oppstart av Åsgard. Som for CO₂- utslippene har det imidlertid blitt en økning i NO_x- utslippene som følge av økt produksjon. NO_x- utslippene var i 1996 på 645 tonn.

I konsekvensutredningen fra 1995 var det for et integrert anlegg med elektriske kompressorer beregnet et NO_x- utslipp på 115 tonn i år 2001, og for et segregert anlegg med gassdrevne turbiner var det beregnet et NO_x- utslipp på 185 tonn i år 2001.

Utslppsprofiler for NO_x- utslipp for de ulike kompressoralternativene fremgår av figur 3.4. Det er beregnet at NO_x- utslippet vil være 185 tonn i år 2001 for alternativet med gassdrevne turbiner uten integrasjon med gasskraftverk (alternativ 2), dvs. samme utslipp som for det segregerte alternativet med gassdrevne turbiner i konsekvensutredningen fra 1995. Dette vil stige til et maksimalt utslipp på 225 tonn i år 2012, for deretter å avta. Gjennomsnittelig NO_x- utslipp for dette alternativet er beregnet til 187 tonn/år. Alternativet med gassdrevne turbiner og integrasjon med gasskraftverk (alternativ 1) vil gi et NO_x- utslipp på 155 tonn i år 2001. Dette vil stige til et platå på 175 tonn/år i perioden 2007-2013. Gjennomsnittelig NO_x- utslipp for dette alternativet er beregnet til 151 tonn/år.

Alternativet med elektrifisert kompressordrift uten gasskraftverkintegrasjon (alternativ 4) vil gi et NO_x- utslipp på 34 tonn i år 2001, og et gjennomsnitt for hele perioden 2000-2020 på 36 tonn/år. De to siste alternativene har gjennomsnittelige NO_x- utslipp på henholdsvis 4 og 14 tonn/år for alternativet med elektriske drivere og lavtrykksintegrasjon med gasskraftverket og alternativet med både lavtrykks- og høytrykksintegrasjon.

Gjennomsnittlige utslipp av NOx fra Åsgard anleggene Med og uten lavtrykkdampintegrasjon med Naturkraft

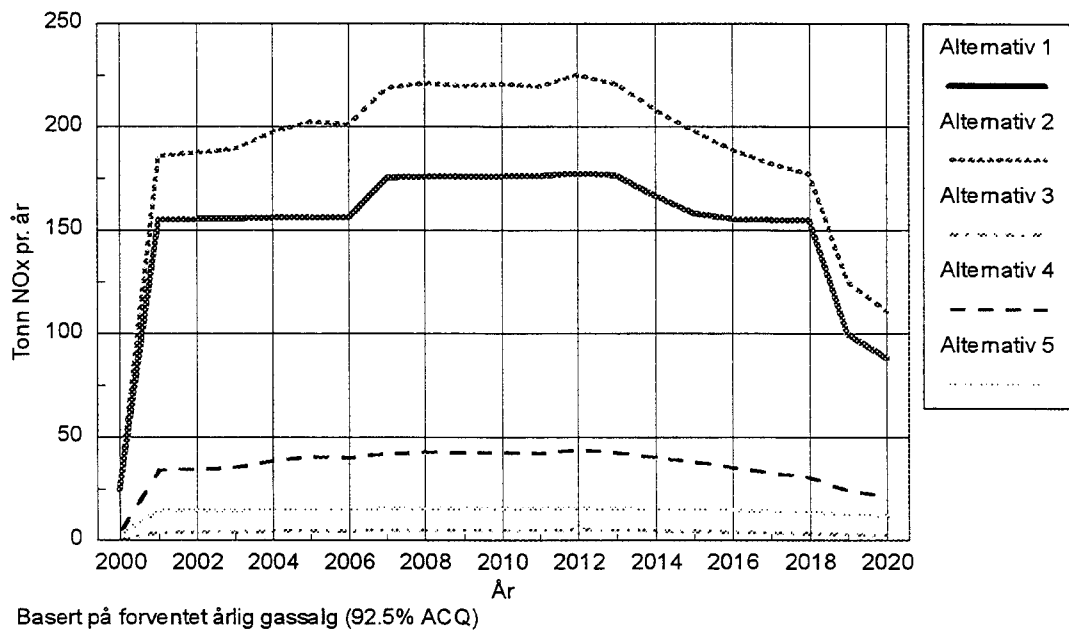


Fig. 3.4 Utslippsprofiler for NOx- utslipp ved ulike drivervalg.

4 Økonomiske konsekvenser

Partnerskapene i Åsgard og Statpipe har som nevnt anbefalt en løsning med gassturbindrift av eksportgaskompressorene. Beregninger av investeringskostnader og verdiskapning ligger bl.a sammen med miljømessige vurderinger, til grunn for denne anbefalingen. Verdiskapningen ble i september i år imidlertid beregnet til å være ca. 750 mill kr (NPV 7%) bedre for gassturbindrift enn for elektrisk drift.

Beregninger av verdiskapning (NPV 7%,) som tilnærmet representerer en samfunnsøkonomi, samt tiltakskostnader for reduksjon av CO₂- utslipp ved en samfunnsøkonomisk rente, ble foretatt i juni i år. Resultatene av disse beregningene fremgår av tabell 5.1 og 5.2 (alternativ 5 er ikke inkludert, da det allerede før dette var konkludert med at dette ikke var et reellt alternativ). Disse beregningene tar ikke hensyn til de kostnadsøkninger det vil bli som følge av et eventuelt skifte i drivervalg.

Kolonnen merket MNOK- 97 NPV 7% i tabellene angir verdiskapning, og er basert på forskjeller i investeringer, hvor mye energi som benyttes både i form av fyrgass og el-kraft, hvor mye el. kraft som kan selges ut fra Kårstø på nettet og kostnader i forbindelse med nettleie. Tallstørrelsene i tabell 4.1 angir endring i verdiskapning beregnet i forhold fra alternativt med gassdrevne turbiner uten integrasjon med gasskraftverk (negative tall = kostnader), her angitt som basis. Beregnede tiltakskostnader er basert på samlede CO₂ utslipp i perioden 2000-2020.

Alternativ	MNOK- 97 NPV 7%	Tiltakskostnad NOK (NPV 7%) pr. tonn CO ₂
1	-183	129
2	Basis	Basis
3	-930	196
4	-785	439

Tabell 4.1. Forskjell i nåverdi (år 2000-2020), med basis i gassturbindrift, for de øvrige driver- og integrasjonsalternativene (eksklusive tilleggskostnader knyttet til en eventuell forsinket oppstart).

Tabell 4.2 viser endringene i de samme tallene, men med gassdrevne turbiner og gasskraftintegrasjon som basis målt mot elektriske drivere og gasskraftintegrasjon.

Alternativ	MNOK- 97 NPV 7%	Tiltakskostnad NOK (NPV 7%) pr. tonn CO ₂
1	Basis	Basis
3	-747	226

Tabell 4.2. Endring i tiltakskostnad for elektrisk drift med basis i gassturbindrift.

Mht. tiltakskostnad for fjerning av CO₂ kan det som en sammenlikning nevnes at Statoil i samarbeid med Kværner har utført en studie av muligheten for fjerning og deponering av CO₂ fra turbineksosgass på Kårstø. Tiltakskostnad for dagens teknologi er beregnet til 260 NOK (NPV 7%) pr. tonn CO₂ fjernet og deponert i Utsira-formasjonen. I samarbeid med leverandørindustrien og relevante forskningsmiljø vil Statoil arbeide for å forbedre dagens teknologi. Ambisjonen innen år 2000 er å ha utviklet et integrert gassturbindrift-, rense- og deponeringskonsept der investeringer og energiforbruk i rense- og deponeringsanlegget er redusert med 40% i forhold til dagens teknologi. Dersom disse ambisjonene innfris, ville resultatet av studien nevnt over vist en tiltakskostnad på 129 NOK (NPV 7%) pr. tonn CO₂ fjernet og deponert i Utsira- formasjonen.

For å unngå forsinkelser i forhold til oppstartsdatoen 1.10.2000 har det allerede vært nødvendig å inngå kontrakter og sette kompressorer i bestilling (oktober 1997). Detaljprosjektering og prosjektgjennomføring har da tatt utgangspunkt i partnerskapenes anbefaling om valg av gassdrevne turbiner. Det vil derfor få alvorlige konsekvenser både mht. økonomi, fremdrift og oppstartstidspunkt for anleggene dersom det nå må foretas et skifte av drivervalg. Disse konsekvensene forsterkes jo lengre en beslutning skyves ut i tid.

Det er ikke mulig å foreta nøyaktige beregninger av kostnadsøkningene ved et skifte i drivervalg, men prosjektkostnadene vil øke med minimum 250 mill kr. Kostnadsøkningen knyttet til endringer av elektroinstallasjoner er anslått til ca. 200 mill kr., og kanselleringskostnad for kjeler og turbiner er anslått å koste minimum 50 mill kr. I tillegg vil behovet for merarbeid knyttet til prosjektering øke jo senere en endelig beslutning blir

tatt. Endret teknisk løsning vil også medføre behov for endringer i den tildelte EPCS-kontrakt, og dette kan bety reforhandling av kontrakten. Andre løsninger enn den anbefalte vil også bety dårligere energiutnyttelse, og dermed økte driftsutgifter og dårligere samfunnsøkonomi.

Endring av drivere vil medføre at oppstart 1.10.2000 må skyves ut i tid, foreløpig anslått til minimum 6 måneder. Kostnader for forsinket ferdigstilling er foreløpig beregnet til 50 mill kr. pr. mnd. I tillegg kommer inntektstap som følge av at det ikke vil kunne leveres gass fra Åsgard-feltet fra 1.10.2000 som forutsatt.

5 Anbefalt utbyggingsløsning

Partnerskapene i Åsgard og Statpipe har anbefalt en løsning med gassturbindrift av eksportgass turbinene og integrasjon med et gasskraftverk på Kårstø (alternativ 1), og det er fremforhandlet avtaler om integrasjon med Naturkraft AS. Det er utført studier av totalt 10 forskjellige løsninger, hvorav 5 alternativer er nærmere beskrevet i denne tilleggsutredningen. Anbefalingen er foretatt på bakgrunn av verdiskapning, energioptimalisering og en målsetning om minimalisering av utslipp.

Verdiskapningen ble vurdert å være vesentlig bedre for løsningen med gassdrevne turbiner (omlag 750 mill kr). Dersom det på det nåværende tidspunkt skulle måtte foretas et skifte av drivervalg i forhold til det anbefalte alternativet, vil det få dramatiske konsekvenser både mht. kostnader og ferdigstilling av anlegget, og dermed oppstart av gassleveranser fra Åsgard-feltet. Kostnadsøkningen er anslått å bli på minimum 500 mill kr.

En løsning med gassdrevne turbiner vil av flere grunner være mer fleksibel enn en løsning med elektriske drivere. Med gassdrevne turbiner vil kompressoraneleggene selv levere den nødvendige dampen for oppvarming. Regulariteten for gasskraftverket vil være lavere enn for gassbehandlingsanlegget (8000 timer/år for gasskraftverket mot 8472 timer/år for gassbehandlingsanlegget), og dette innebærer at det for en løsning med elektriske drivere også må installeres gassfyrte kjeler for oppvarming, selv med gasskraftverksintegrasjon. Usikkerheten mht. om et gasskraftverk vil være driftsklart innen planlagt oppstartsdato for Åsgard-anlegget taler også for gassdrevne turbiner. Dette alternativet vil gi fleksibilitet i forhold til innfasing av gasskraftverket, mens en full-integrert løsning med både leveranse av høytrykks- og lavtrykksdamp fra gasskraftverket i sterkere grad enn de andre alternativene vil være avhengig av at kraftverket står klar samtidig med Åsgard-anlegget.

En gassturbinsløsning vil også gi større fleksibilitet ved eventuelle framtidige utvidelser av anleggene på Kårstø. Økede gassmengder gjennom Kårstø vil medføre større kompressorbehov. Dette kan da dekkes ved at en ny kompressor utstyres med avgasskjel.

Det er gjort en betydelig innstans for å minimalisere CO₂-utslippene gjennom den prosjektering som er utført etter at konsekvensutredningen for gassbehandlingsanlegget ble sendt ut i desember 1995. Gassdrevne turbiner vil for hele driftsperioden (2000-2020) gi et gjennomsnittlig CO₂-utslipp pr. år på 254.000 tonn uten integrasjon med gasskraftverket, og 205.000 tonn med integrasjon. Maksimumstallene for perioden vil være henholdsvis 300.000 tonn og 240.000 tonn. Dette ligger vesentlig lavere enn både den gassdrevne

løsningen og den elektrifiserte løsningen som var presentert i konsekvensutredningen. En løsning med elektriske drivere vil uten integrasjon med gasskraftverket gi et CO₂-utslipp som i gjennomsnitt over driftsperioden vil være omlag 145.000 tonn pr år, med et maksimum på 180.000 tonn. Elektriske drivere med gasskraftintegrasjon vil gi et gjennomsnittlig CO₂-utslipp på omlag 17.000 tonn pr år ved lavtrykks dampintegrasjon, og omlag 58.000 tonn pr. år ved både høytrykks og lavtrykks dampintegrasjon. Dersom byggingen av et gasskraftverk ikke skulle bli realisert, eller vesentlig skjøvet ut i tid, vil det i realiteten bli en forskjell på omlag 110.000 tonn i de årlige CO₂-utslippene mellom gassturbindrift og elektriske drivere.

Dersom det tas med i vurderingen at el-kraftvehovet ved valg av elektriske drivere vil kunne måtte dekket fra importert kullkraft eller gasskraft, og at kraftleveransene fra Naturkraft reduseres, vil valg av gassdrevne turbiner med lokal produksjon av den nødvendige energi både til kompressordrift og oppvarming, i en global sammenheng gi lavest utslipp.

Beregninger av tiltakskostnadene for reduksjon av CO₂-utslipp viser at valg av elektriske drivere vil være et relativt kostbart CO₂-reducerende tiltak. Tiltakskostnad ble i juni 1997 beregnet til 226 kr (NPV 7%) pr. tonn CO₂ for elektriske drivere i forhold til gassturbindrift (med gasskraftintegrasjon i begge tilfeller). Med de kostnadsøkninger som vil følge av en endring i drivervalg nå eller på et senere tidspunkt, vil tiltakskostnadene bli betydelig høyere.

Med henvisning til ovenstående vil Statoil framholde at det alternativet som tidligere er anbefalt av partnerskapene i Åsgard og Statpipe, med gassdrevne turbiner og integrasjon med gasskraftverket, bør opprettholdes. På det tidspunkt anbefalingen ble gjort, framsto dette alternativet ut fra en samlet vurdering av kostnader, verdiskapning, utslipp og energieffektivitet som det beste alternativet. Etter at partnerskapene valgte å gå inn for dette alternativet, er argumentene for dette valget blitt vesentlig styrket.