

Title:
CO₂ håndtering fra kraftgenerering til havs

Doc. No.:

Rev.:

Date:

02 03.01.08

Page:

1 of 20

TECHNICAL DOCUMENTATION FRONT SHEET



Type of Report :

Pages :1 of 20
Volume:

Classification:

NOTAT

**CO₂ håndtering fra kraftgenerering til havs –
Faktorer som påvirker realisering, kostnader
og tidshorisont**

Final Report	03	24.01.08	ViA, ÅS <i>[Signature]</i>	JGW <i>[Signature]</i>	SOK <i>[Signature]</i>
Draft report	02	03.01.08	ViA, ÅS	JGW	SOK
Sent for comments	01	23.11.07	ViA, ÅS		
Reason for issue	Rev.	Issue Date	Made by	Chk'd by	Proj. Appr.
Contract/PO no.: 100845-2650-1000-1	Document no.: 2650-1000-1		Responsible party: AKER KVÆRNER™ Aker Kværner Engineering & Technology AS		

Title:	Doc. No.:	Rev.:	Date:	Page:
CO ₂ håndtering fra kraftgenerering til havs		02	24.01.08	2 of 20

1.	INTRODUKSJON OG OPPSUMMERING	3
2.	TEKNOLOGIER FOR CO ₂ FANGST FRA GASSKRAFTVERK	4
2.1.	Vurdering av ulike teknologier for CO ₂ -fangst	4
2.2.	Viktige faktorer for realisering av offshore CO ₂ -fangst	6
3.	NÆRMERE VURDERING AV AREAL/VEKT FOR CO ₂ FANGSTANLEGG	8
3.1.	Mulig plassering av CO ₂ -fangstanlegg offshore	8
3.2.	Case-beskrivelse av et offshore CO ₂ -fangstanlegg	9
4.	HELSE, MILJØ OG SIKKERHET	13
	APPENDIKS 1. BESKRIVELSE AV ULIKE TEKNOLOGIER FOR CO ₂ -FANGST	15
	Etterforbrenningsteknologier	15
	Før-forbrenningsteknologier	16
	Oksygen-brenselteknologier	16
	APPENDIX 2: MODENHET TIL UNDERSYSTEMER I TEKNOLOGIENE FOR KRAFTGENERERING MED CO ₂ FANGST	18
	APPENDIKS 3. MODENHET FOR CO ₂ FANGST-TEKNOLOGIER.	19

Title:	Doc. No.:	Rev.:	Date:	Page:
CO ₂ håndtering fra kraftgenerering til havs		02	24.01.08	3 of 20

1. INTRODUKSJON OG OPPSUMMERING

Aker Kværner Engineering and Technology (AKET) har fått i oppdrag fra SFT å gjøre en vurdering av muligheten for CO₂ håndtering fra offshore kraftproduksjon og å evaluere hvilke faktorer som påvirker realisering. Notatet er utarbeidet som et innspill til direktoratsgruppens arbeid høsten 2007 med å vurdere elektrifisering av offshoreinstallasjoner, hvor offshore kraftproduksjon med CO₂-fangst kan være et alternativ til onshore kraftproduksjon med CO₂-fangst.

Dette notatet ser imidlertid kun på faktorer som kan muliggjøre CO₂-fangst fra kraftproduksjon offshore. Det vurderer ikke hvorvidt det er mer hensiktsmessig med offshore kraftproduksjon med CO₂ fangst kontra onshore kraftproduksjon med CO₂ fangst for forsyning av elektrisk kraft offshore.

Viktige faktorer som er av betydning i forbindelse med CO₂ innfangning til havs er:

- Vekt
- Plass
- Utslipp til luft/vann
- Håndtering av avfall/materiale
- Risiko (eksplosjon og brannfare)
- Driftstabilitet
- Opererer uavhengig av kraftproduksjonen

Vurderingen tar utgangspunkt i en etterforbrenningsteknologi basert på amin, som ut fra den senere tids utvikling er vurdert til å være mest relevant teknologi. Det er gjort vurdering av å anvende denne teknologien for fangst av CO₂ fra et 150 MW kraftanlegg offshore. Kraftgenereringen er basert på typiske gassturbiner for offshore bruk. Et 150 MW anlegg er relevant for sentralisert kraftgenerering til et begrenset område.

Det er vurdert at etterforbrenningsteknologi med amin er teknisk mulig å installere offshore.

Det er en relativ trygg prosess med lav eksplosjon og brannfare, men spesiell omtanke må legges i design og prosedyrer på aminhåndtering (påfyll og avfallsprodukt håndtering).

Kraftproduksjon kan driftes uavhengig av et fangstanlegg basert på etterforbrenningsteknologi med amin.

Fangstkostnadene for CO₂ er estimert til i størrelsesorden 6-700 NOK pr tonn CO₂, inkludert kompresjon, men ekskludert understell (installasjons-struktur). I tillegg er varmeintegrering med dampkjele og elektrisk produksjon inkludert. Disse kostnadene er basert på et CO₂ fra et 150 MW kraftgenereringsanlegg.

Et 150 MW anlegg med gjenvinning, CO₂ -fangst og injeksjon vil få en totalvekt på ca 11000-15000 tonn, noe som vil være realiserbart på eksisterende innretninger uten egen petroleumsproduksjon.

Det er mulig å installere et mindre fangstanlegg for å fange CO₂ fra turbinene på en enkeltstående produksjonsplattform - eksempelvis fra 30 MW kraftproduksjon. Mindre anlegg vil føre til at fangstkostnadene blir høyere.

Title:
CO₂ håndtering fra kraftgenerering til havs

Doc. No.:

Rev.:

Date:

Page:

02

24.01.08

4 of 20

2. TEKNOLOGIER FOR CO₂ FANGST FRA GASSKRAFTVERK

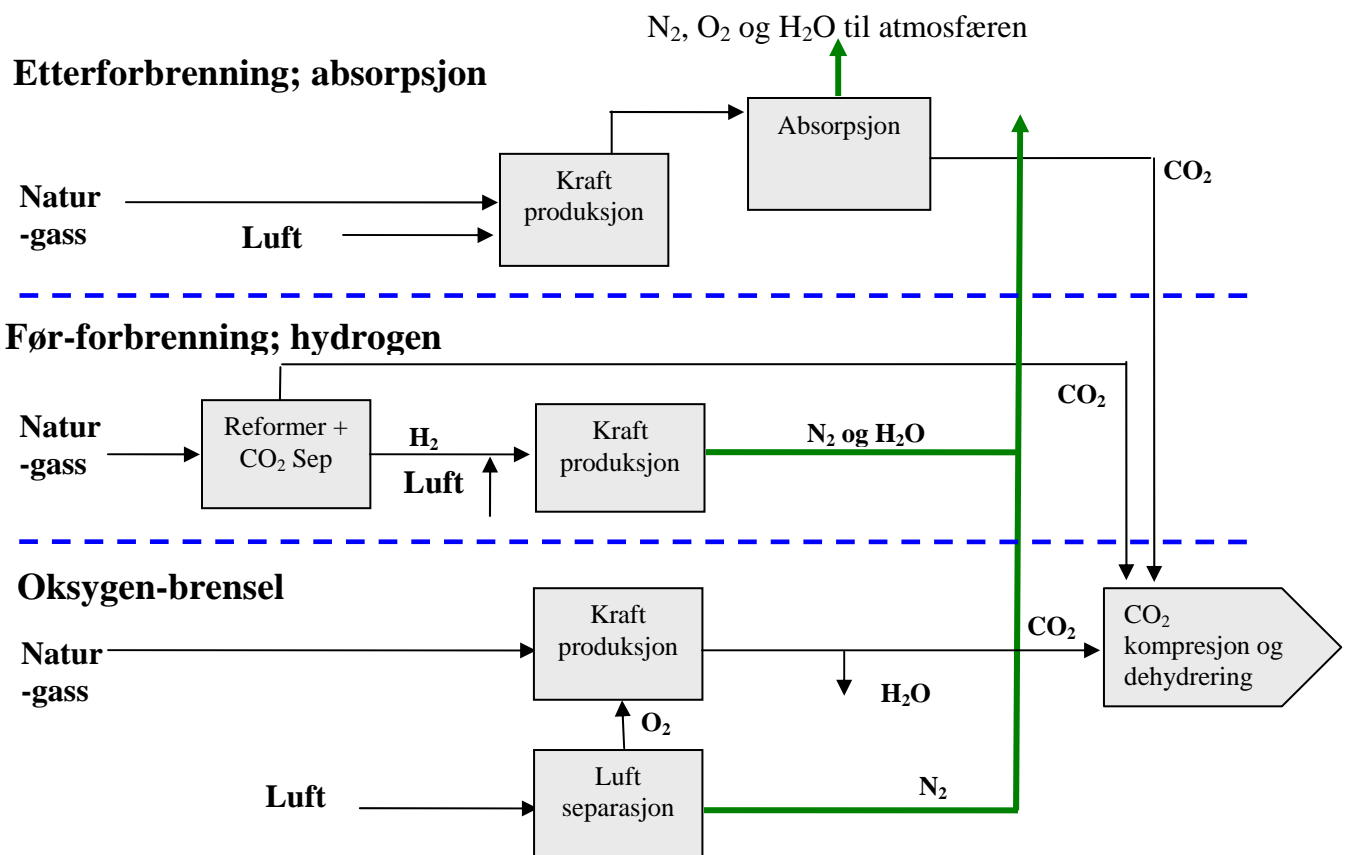
Ut i fra den senere tids utvikling er det mest sannsynlig at etterforbrenningsteknologier (post-combustion; rensing av gasskrafteksos etter kraftgenerering) vil bli de første som blir implementert. En begrunnelse for dette samt en kort oversikt over mulige teknologier for CO₂ fangst fra kraftgenerering vil bli gitt i dette kapittelet.

2.1. VURDERING AV ULIKE TEKNOLOGIER FOR CO₂-FANGST

CO₂ fangst fra kraftgenerering kan inndeles i tre hovedgrupper:

1. Etterforbrennings-teknologier (Post-combustion): Fjerning av CO₂ i eksosgassen fra kraftverket ved bruk av absorpsjonsteknologier.
2. Før-forbrenningsteknologier - hydrogen (Pre-combustion-hydrogen): Konvertering av gass til hydrogen og CO₂ for deretter å fjerne CO₂ ved høye konsentrasjoner før hydrogen brukes direkte til kraftgenerering.
3. Oksygenbrensel teknologier (Oxy-fuel): Forbrenning av gass ved å bruke ren oksygen eller en oksygenbærer for på den måten å kun separere CO₂ fra H₂O som er en enklere separasjon.

En skjematisk oversikt over teknologiene er gitt i Figur 2-1.



Figur 2-1. Skjematisk oversikt over mulige kraftsykler med CO₂ fangst.

Title:
CO₂ håndtering fra kraftgenerering til havs

Doc. No.:

Rev.:

Date:

Page:

02

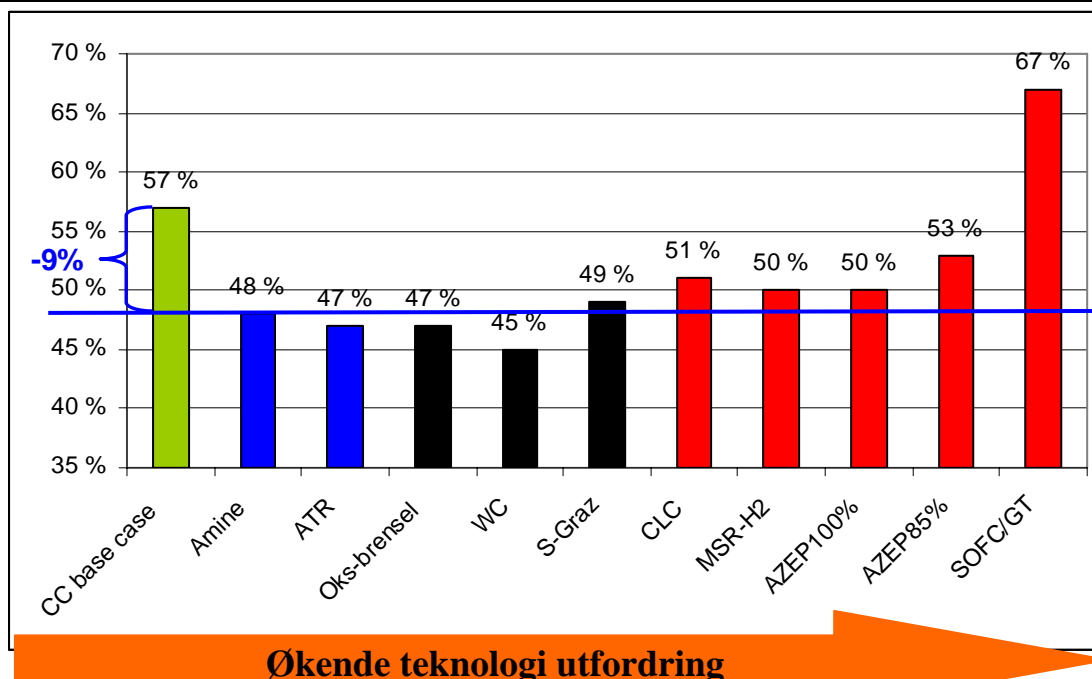
24.01.08

5 of 20

Fjerning av CO₂ fra kraftgenerering krever energi. I Figur 2-2 er effektiviteten til forskjellige teknologivalg for kraftgenerering med CO₂ fangst gitt (de mest kjente teknologiene innenfor hovedgruppene etterforbrenning, før-forbrenning og oksygen brensel). Effektiviteten er sammenlignet med et kraftverk uten CO₂-fangst (CC base case) og teknologiene er satt opp etter økende teknologi utfordringer. Hvilken hovedgruppe de forskjellige teknologiene tilhører er også oppgitt. En nærmere begrunnelse for vurdering av teknologiutfordring og modenhet er gitt nedenfor. Mer detaljer om teknologiene finnes i referanselitteratur ¹. Beskrivelse av ulike separasjonsteknologier er også beskrevet i referanselitteratur ².

IPCC Special report på "Carbon Dioxide Capture and Storage"³ konkluderte i september 2005 at etterforbrenningsteknologier og før-forbrenningsteknologier er teknisk mulig og økonomisk mulig under visse forutsetninger, dvs i nisje marked eller under spesielle skatteregimer. Oksygen-brenselsteknologier er i demonstrasjonsfase.

	Amine	ATR	Oxy-brensel	WC	Graz	CLC	MSR-H ₂	AZEP	SOFC +GT
Teknologi gruppe	Post	Pre	Oksy	Oksy	Oksy	Oksy	Pre	Oksy	Oksy



Figur 2-2. Effektiviteten til forskjellige teknologivalg for kraftgenerering med CO₂ fjerning sammenlignet med gasskraftverk uten CO₂ fjerning.

¹ H. M. Kvamsdal, O. Maurstad, K. Jordal, O. Bollan; Proceedings of the 7th International conference on Greenhouse Gas Control Technologies 2004

H.M..Kvamsdal, O. Bollan, O. Maurstad, K. Jordal; 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Trondheim 2005

I.S. Ertesvåg, H.M. Kvamsdal, O. Bollan; Energy 30 (2005) 5-39

H.M..Kvamsdal, K.Jordal, O. Bollan, Energy 32 (2007) 10-24

T. Merlien Carbon dioxide Capture for Storage in Deep Geological Formations, Vol 1, Elsevier 2005, 47-87

² NOU 2002: 7, Gassteknologi, miljø og verdiskaping.

³ http://arch.rivm.nl/env/int/ipcc/pages_media/SRCCS-final/IPCCSpecialReportonCarbondioxideCaptureandStorage.htm

Title:	Doc. No.:	Rev.:	Date:	Page:
CO ₂ håndtering fra kraftgenerering til havs		02	24.01.08	6 of 20

Som det framgår av Figur 2-2 er det flere av teknologiene som framviser en bedre effektivitet enn etterforbrenningsteknologi med amin. Imidlertid er disse teoretisk beregnede effektiviteter som må verifiseres og demonstreres. Teknologitutfordringene samt modenheten tilsier at disse ikke vil være aktuelle i en nærmere tidshorison (innen 10 år).

Hver teknologi kan deles inn i undersystemer. Kompleksiteten kan beskrives ved antall undersystemer som spiller sammen. Modenheten av teknologien kan vurderes ut fra modenheten til hvert av undersystemene for teknologien. Modenheten av forskjellige konsepter er vurdert og ble presentert på 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies i Trondheim juni 2006⁴. Vurderingen er nærmere beskrevet i Appendiks 2. I denne vurderingen fremkommer det at det er etterforbrenningsteknologiene med amin og før-forbrenningsteknologien ATR som er mest modne teknologisk.

Potensialet for ytterligere forbedring av CO₂ innfangningsteknologiene ble nylig presentert på den fjerde TCCS konferansen i Trondheim (oktober 2007)⁵. Samtidig med en utvikling av CO₂-fangstteknologiene skjer det en utvikling av turbinene som gir mer effektive gasskraftverk. Fangstteknologier som er mer integrert i kraftsyklusen har et dårligere teoretisk utviklingspotensiale. Etterforbrenningsteknologier med amin har et større utviklingspotensiale enn før-forbrenningsteknologien ATR. Ved utvikling av mer energieffektive kjemikalier og energioptimalisering av prosessen kan etterforbrenningsteknologier øke effektiviteten med ytterligere 1-2 % utover forbedringer som skyldes mer effektiv kraftgenerering.

2.2. VIKTIGE FAKTORER FOR REALISERING AV OFFSHORE CO₂-FANGST

Faktorer som er av betydning i forbindelse med CO₂ fangst til havs er følgende:

- Vekt
- Plass
- Utslipp til luft/vann
- Håndtering av avfall/materiale
- Risiko (eksplosjon og brannfare)
- Driftsstabilitet
- Opererer uavhengig av kraftproduksjonen

Uavhengighet i forhold til kraftproduksjon

Et viktig krav i forbindelse med et CO₂-fangstanlegg offshore vil være at det ikke influerer på kraftproduksjonen. Dette betyr at dersom CO₂ fangstanlegget har nedetid, så vil likevel kraft produseres uavhengig for å sikre normal drift av plattformen. Etterbrenningsteknologier kan kobles direkte til eksisterende kraftgenerering på plattformer, og kraftverket kan opereres uavhengig av CO₂ fangst. Det vil si at selv om CO₂ fangstanlegget får nedetid, vil det likevel kunne produsere kraft og petroleumsproduksjonen kan opprettholdes (men med CO₂-utslipp).

Både før-forbrenningsteknologier og oksygen-brensel teknologier er mer komplekse, og kraftverk og CO₂ innfangning opererer sammen og er avhengig av hverandre. Før-forbrenningsteknologi

⁴ <http://www.ghgt8.no/index.html>

⁵ http://www.energy.sintef.no/arr/CO2_2007/index.asp

Title:	Doc. No.:	Rev.:	Date:	Page:
CO ₂ håndtering fra kraftgenerering til havs		02	24.01.08	7 of 20

(ATR) bygger også på kjent teknologi, og er aktuelt ved bygging av nye enheter av kraftgenerering med CO₂ fangst. Før-forbrenning opererer ikke uavhengig av kraftproduksjonen.

Vekt og størrelse

I Appendiks 3 er det gjort en grov sammenligning av mulige framtidige CO₂ fangst-teknologier hvor det bl.a er sett på et potensial for redusert størrelse på grunn av mer kompakt teknologi. Dette er vurdert ut fra en mulig realisering offshore i et mer langsiktig perspektiv og det er kun en kvalitativ vurdering.

Vurderingen viser at de fleste av teknologiene er langt fra realisering og det er vanskelig å gi konkret sammenligning i forhold til vekt og størrelse. Noen av teknologiene (Oxyfuel og amin/membranteknologi) kan ha et potensial for redusert vekt og volum, noe som er hensiktsmessig i en offshore sammenheng. Imidlertid vil disse teknologiene ikke være realiserbare i en nærmere tidshorisont.

Plassbehov

Ved installering av CO₂ fangst-teknologi på offshore-installasjoner må plassbehovet vurderes, samt om installasjonen kan ta vektbelastningen. En slik vurdering er gjort i kapittel 3, basert på en casebeskrivelse av anvendelse av aminteknologi på plattform. En slik vurdering gjelder for både eksisterende og nye installasjoner. På eksisterende plattformer hvor petroleumsproduksjonen er avsluttet, er det i prinsippet mulig å vurdere fjerning av produksjonsutstyr og fortsatt drive kraftgenerering til nærliggende installasjoner. Bygging av CO₂ håndtering på friggitt areal er da mulig. I rapporten er kostnader vurdert for bygging av et CO₂ fangstanlegg fra kraftanlegg på plattform, men ikke de forskjellige alternativer med hensyn til plassering på eksisterende, nye installasjoner eller evt. fjerning av utstyr.

Avfall og utslipp

I Appendiks 3 er det også gjort en grov sammenligning mulige framtidige av CO₂ fangst-teknologier, hvor det blant annet fokuseres på potensial i forhold til mindre håndtering av avfall eller utslipp til luft (f.eks. NO_x, SO_x i forbindelse med forbrenning av gass). Denne oversikten viser at det for noen teknologier kan være et potensial for redusert utslipp. Disse teknologien er først realiserbare i et lenger perspektiv og vurderingen er kun kvalitativ.

Ved installasjon av CO₂ fangst-teknologier offshore er det viktig å vurdere utslipp til luft/vann samt kjemikaliehåndtering som eventuelt må fraktes til og fra plattform. I kapittel 4 er HMS aspektet ved en aminprosess offshore nærmere beskrevet for å illustrere dette. Likeledes er risikovurdering rundt en aminprosess vurdert.

Title:	Doc. No.:	Rev.:	Date:	Page:
CO ₂ håndtering fra kraftgenerering til havs		02	24.01.08	8 of 20

3. NÆRMERE VURDERING AV AREAL/VEKT FOR CO₂ FANGSTANLEGG

3.1. MULIG PLASSERING AV CO₂-FANGSTANLEGG OFFSHORE

For å gjøre en vurdering av mulighet for plassering av et CO₂-fangstanlegg på en offshore installasjon, er det tatt utgangspunkt i et offshore kraftgenereringsanlegg på 150 MW og fangst av 625 000 tonn CO₂/år fra dette anlegget. Varmeintegrering med dampkjele og elektrisk produksjon er inkludert. Kraftgenerering og CO₂ fangst er integrert på en plattform med petroleumsproduksjon og prosessering. Det genereres kraft både til egen installasjon og til omliggende installasjoner. For et slikt relativt stort fangstanlegg er den totale tørrvekt for alt nytt utstyr og stål assosiert med CO₂ fangst og injeksjon estimert til 6600 tonn.

Fangstteknologi basert på amin-teknologi vurderes til å være kvalifisert teknologi onshore for den aktuelle størrelsen som vurderes relevant i en offshore-sammenheng (se Appendix 1). Driftsstabiliteten til en amin-rensesprosess vil være avhengig av stabiliteten til absorpsjonskolonna. Gas Sweetening systemer som bruker absorpsjonskolonner er vanlig teknologi offshore, men det vil være nødvendig å vurdere dette fra installasjon til installasjon sammen med kolonne leverandører.

Det eksisterer betydelige optimaliseringspotensialer også innenfor aminprosesser. Just Catch™ er en aminprosess som blir utviklet i regi av Aker Kværner og som - når kvalifisert - vil representere en optimalisert aminprosess. Prosessen er optimalisert med hensyn til energiforbruk og investeringskostnader. Det er forventet at denne prosessen vil bli kvalifisert i løpet av 2-3 år. I utgangspunktet vil en kvalifisering av Just Catch™ også være gyldig offshore.

Som beskrevet i kapittel 2.2 er vekt og plass faktorer som er av betydning i forbindelse med CO₂ fangst til havs. Det er blitt utført en vurdering av å plassere en aminprosess basert på Just Catch™ teknologien offshore. Denne vurderingen er fremstilt som en case i kapittel 3.2. Vurderingen tar utgangspunkt i et offshore kraftgenereringsanlegg på 150 MW med en totalvekt på rundt 4000 tonn og et fangstanlegg (dvs. CO₂-fangst og injeksjon) med en estimert totalvekt på 6600 tonn. For et kraftgenereringsanlegget på 150 MW er totalvekt, inkludert CO₂ fangst og injeksjon, estimert til rundt 11000-15000 tonn.

Det er selvsagt meget installasjonsspesifikt om det vil være plass og vektkapasitet på en eksisterende installasjon til å sette på et CO₂-fangstanlegg.

Et 150 MW kraftgenereringsanlegg er imidlertid også relevant for en sentral alenestående kraftgenereringsplattform som forsyner flere installasjoner med kraft. For en slik installasjon (uten petroleumsproduksjon) er kraftgenerering med CO₂ fangst og injeksjon med en totalvekt på 11000 tonn realistisk. Til sammenligning er topsidevekten på Åsgard B 35000 tonn.

Det kan også vurderes å installere CO₂-fangstanlegg på en selvstendig offshore-installasjon selvforsynt med kraft. En petroleumsproduserende installasjon har et kraftbehov på typisk 30 MW (selv om dette er varierer meget). Basert på vurderingen i casen beskrevet i kapittel 3.2. kan et tilhørende CO₂-fangstanlegg for et 30 MW kraftgenereringsanlegg skaleres til ca. 2300 tonn. Igjen er det individuelle vurderinger som må ligge til grunn, men fra et vektsynspunkt bør dette være realistisk for mange installasjoner.

Når det gjelder layout er en aminprosess relativt fleksibel med tanke på plassering av utstyr om bord på plattformen. Absorberkolonnen og strippertårnet er de største enkeltstående elementene som

Title:	Doc. No.:	Rev.:	Date:	Page:
CO ₂ håndtering fra kraftgenerering til havs		02	24.01.08	9 of 20

krever mye plass, men utover dette kan resterende utstyr plasseres over hele prosessområdet og skaper fleksibilitet når det gjelder mulig installasjon. Det er ingen spesielle restriksjoner knyttet til plassering av prosesselementene med tanke på brann og eksplosjon. Kostnadmessig vil et mindre anlegg for en selvforsynt plattform bli dyrere enn et sentralt anlegg enten alenestående eller integrert på en installasjon som forsyner kraft til flere installasjoner.

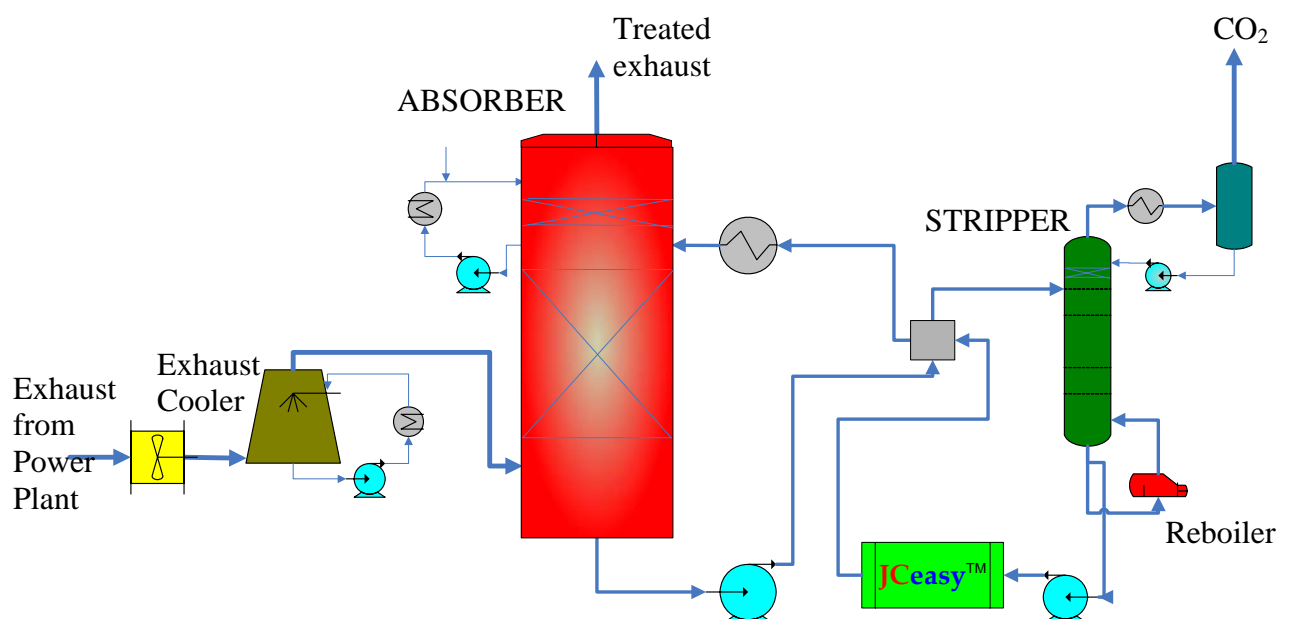
3.2. CASE-BESKRIVELSE AV ET OFFSHORE CO₂-FANGSTANLEGG

Basisen for en amin-CO₂ absorpsjonsprosess er en kjemisk reaksjon mellom en væskeabsorbent (vandig løsning av amin) og CO₂. Amin-CO₂ reaksjonen er eksoterm og er reversibel ved oppvarming.

I et aminbasert CO₂-fangstanlegg blir den CO₂-holdige eksosen ført via kjølere til et stort absorpsjonstårn som blir dimensjonert for å gi tilstrekkelig kontakttid mellom gassen som skal renses og væskeabsorbenten. Eksosgassen entrer i bunnen av tårnet og kommer i kontakt med aminet som strømmer motstrøms nedover i tårnet. Aminet absorberer CO₂ i en kjemisk reaksjon. Gjenværende eksosgass blir behandlet i en vaskeseksjon i toppen av absorbertårnet for å minimere aminutslipp til luft.

CO₂-holdig aminløsning – rik amin – blir pumpet via varmevekslere til en strippekolonne der CO₂ blir separert fra aminet ved hjelp av tilført varme. Det strippede aminet – lean amin – blir retunert via varmevekslere til absorbertårnet for repetert fangst. Den frigjorte CO₂ i toppen av stripperkolonna blir videre behandlet, tørket og/eller komprimert, avhengig av den valgte CO₂ deponeringsstrategien.

Figur 3.1 viser en prinsippskisse av en amin-CO₂ absorberingsprosess.



Figur 3-1. Prinsippskisse over en amin-CO₂ absorpsjonsprosess.

Title:	Doc. No.:	Rev.:	Date:	Page:
CO ₂ håndtering fra kraftgenerering til havs		02	24.01.08	10 of 20

Det er blitt utført en vurdering av å sette en aminprosess basert på Just Catch™ teknologien offshore. Denne teknologien vil - når kvalifisert - representere en optimalisert aminprosess. Det er forventet at denne prosessen vil bli kvalifisert iløpet av 2-3 år.

Basis

CO₂ fangst fra et 150 MW kraftanlegg (antatt 5xLM2500+ turbiner, hver med en ytelse på 30 MW) vha et Just Catch™ amin anlegg.

En ett-togs prosess og en ikke-reserve filosofi er basis for Just Catch™ anlegg, siden operasjon av et CO₂-fangstanlegg ikke er kritisk for kraftgenereringsfunksjonene. Denne filosofien fører til en samlet tilgjengelighet på 95%, mot ca 98% for et konvensjonelt aminanlegg. Den valgte tilgjengeligheten vil være avhengig av operatørens tillatelse for tidvis utslipp av CO₂.

Det er antatt en typisk eksosgassrate på 10500 kg/h per MW produsert elektrisitet. Dette fører til fangst av 625000 tonn CO₂/år, basert på 85% fangstgrad og 95% anleggstilgjengelighet.

CO₂ produktet skal klargjøres til reservoarinjeksjon (tørking til 50 ppmv og et 3-trinns kompresjonstog og påfølgende oppumping til 215 bar er inkludert).

Prosessantagelser

Det er antatt at gassturbinene kan utstyres med varmegjenvinningsenheter. Disse enhetene vil kunne gi nok energi i form av damp til aminstrippeprosessen. Ved å inkludere en dampturbin vil det også kunne gi nok elektrisk energi til drift av aminanlegget (pumper etc) og til CO₂ kompresjon for injeksjon. Ferskvann brukt i prosessen er antatt å bli produsert fra sjøvann i membransystemer.

Utility

For fangst av 625000 tonn CO₂/år er det estimert følgende utilityforbruk:

- Sjøvann: 9420 m³/time, inkludert prosesskjøling (CO₂ fangst, kompresjon, varnegjenvinningsanlegg) og ferskvannsproduksjon. Ferskvannsforbruket er 70 m³/time.
- Elektrisk: 20000 kW (fangst: 9500 kW + tørking/komp: 10500 kW)
- Damp: 119230 kg/time, varme brukt fra damp: 79096 kW.
- Komprimert luft: 400 Sm³/time
- Nitrogen: 60 Sm³/time

Amine make-up:

- pga degradering: 0.21 m³/d
- pga utslipp m/ rensset eksos: 0.164 m³/d

Planløsning

Mesteparten av CO₂ fangstanlegget er antatt å være i en modul, med absorbertårnet og eksosvifta som enkeltstående elementer. Disse bør stå i umiddelbar nærhet til gassturbinene. CO₂ tørking og kompresjon er inkludert i CO₂-modulen.

Typiske topside modifikasjoner utenom CO₂ modulen inkluderer varmegjenvinningsanlegget m/ dampgenerator, dampturbiner, nye sjøvannspumper og sjøvannsfiler. Alt dette er antatt å kunne bli inkludert i eksisterende design med mindre planløsningspåvirkning.

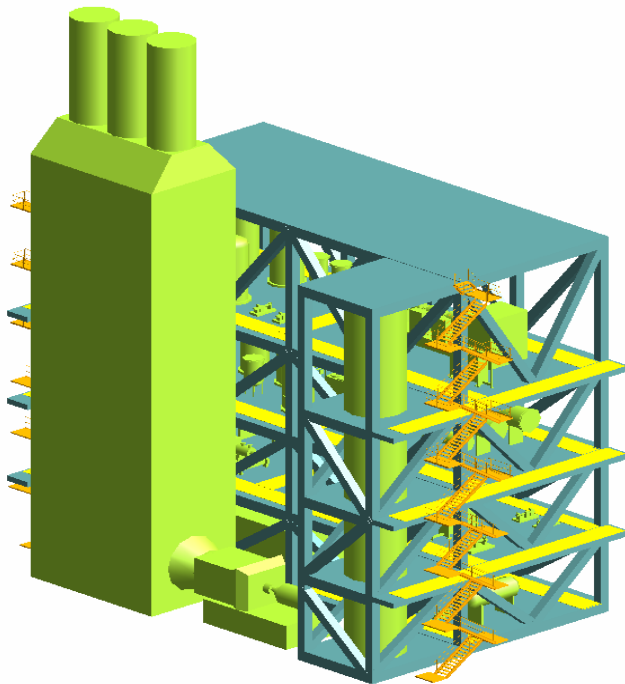
Title:	Doc. No.:	Rev.:	Date:	Page:
CO ₂ håndtering fra kraftgenerering til havs		02	24.01.08	11 of 20

En mulig planløsning er at CO₂ modulen består av 3 dekknivåer, pluss et tak for beskyttelse mot fallende gjenstander. Dimensjonene til en slik modul er estimert til 37.5 m x 26 m x 36.5 m høy. Vekten av modulen er estimert til 3100 tonn.

Absorbetårnet er det største alenestående elementet og er estimert til 7 m x 17.5 m x 44 m høy. På toppen er det 3 piper. Vekten er estimert til 830 tonn.

Totalt tørrvekt for alt nytt utstyr assosiert med CO₂ fangst anlegget er estimert til 6600 tonn (modulvekt).

I Figur 3.2 er CO₂-modulen og absorbertårnet illustrert. I Figur 3.3 er det vist en illustrasjon av en mulig plassering av hele CO₂-fangstanlegget integrert på en installasjon med kraftgenerering, petroleumsproduksjon og prosessering. For dette studiet med 150MW kraftproduksjon produseres det også kraft til andre installasjoner.



Figur 3-2 Illustrasjon av CO₂-fangst modulen med absorbertårnet. Dimensjonene til modulen er 37.5 m x 26 m x 36.5 m høy. Dimensjonene til absorbertårnet er 7 m x 17.5 m x 44 m høy.

Title:
CO₂ håndtering fra kraftgenerering til havs

Doc. No.:

Rev.:

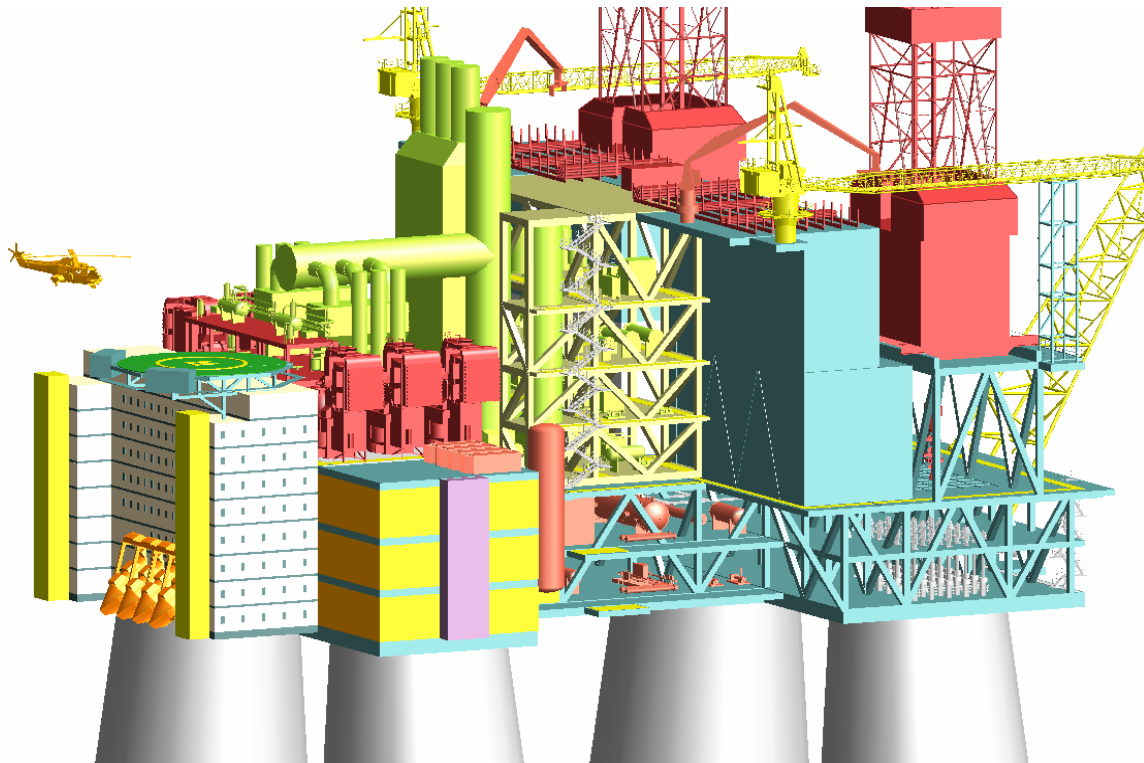
02

Date:

24.01.08

Page:

12 of 20



Figur 3-3 Illustrasjon av CO₂-fangstanlegget integrert på en eksisterende plattform.

Kostnader

Kostnadene for CO₂ fangstanlegget beskrevet ovenfor er estimert til størrelsesorden 3 milliarder NOK, inkludert CO₂ kompresjon&tørking, varmegjenvinningsanlegg og dampgenerasjon system og 30 MW dampturbindreven generatorpakke. Dette er ekskludert understell (installasjons-struktur). Første fylling av amin er ikke tatt med i kostnadene.

Fangstkostnadene inkludert kompresjon er estimert til 670NOK/tonn CO₂ antatt 25 års full drift og 7% diskonteringsrate. I den økonomiske analysen er alle kostnader inkludert og første fylling av amin er inkludert i oppstartskostnadene.

Mindre anlegg enn det som er studert i dette caset vil føre til at enhetsfangstkostnadene blir høyere.

Title:	Doc. No.:	Rev.:	Date:	Page:
CO ₂ håndtering fra kraftgenerering til havs		02	24.01.08	13 of 20

4. HELSE, MILJØ OG SIKKERHET

For et offshore anlegg generelt må aspekter som klassifisering av risiko-områder, lokalisering av utstyr, ventilasjon og eksplosjonsfare, isolering av tenningspunkter, brann og gass deteksjon, automatisk og manuell brannhåndtering, rømningsveier, sikkerhetsutstyr og arbeidsmiljø håndteres fra en forsvarlig HMS standard. Generelt vil hovedfokus på design og konstruksjonsfilosofi være slik at konstruksjon foregår ved lavest mulig risiko.

Som beskrevet i kapittel 2.2 er utslipp, håndtering av kjemikalier og avfall risiko faktorer som er av spesiell betydning i forbindelse med CO₂ innfangning til havs. Nedenfor er det blitt gjort en vurdering av disse faktorene i forbindelse med et fangstanlegg basert på aminteknologi.

Utslipp til luft og vann

Eksos kontaktes med amin i absorpsjonskolonnen før den slippes ut til luft. Eksosen vil da være i likevekt med amin og det vil være amindamp i utslipp til luft. I tillegg vil det være NH₃ damp pga amin degradering. Degenereringsprodukter og mengde er avhengig av type amin som benyttes i prosessen. En konsekvensvurdering av utslipp i forhold til giftighet og mengde for de spesifikke produktene fra benyttet amin er nødvendig.

For å få ned utslippet til luft vil det kunne installeres en dedikert renseseksjon i toppen av absorpsjonstårnet. Dette vurderes ut fra type amin som benyttes. For et CO₂ fangstanlegg som benytter MEA (monoetanolamin) som amin er det naturlig med en renseseksjon, og amin i rensed eksosgass vil da bli mindre enn 3 ppm. For eksempelet beskrevet kapittel 3.2 (CO₂ rensing fra 150 MW kraftanlegg) tilsvarer dette et akkumulert utslipp på 60 m³ amin og 5500 kg NH₃ i året. I en evaluering av MEA utslipp fra et CO₂ fangstanlegg på land, er disse mengdene vurdert som lite sannsynlig å ha giftige effekter for fugler og insekter eller i jord nær anlegget⁶. Det er ikke kjent om det er gjort tilsvarende spesifikke vurdering for offshore. Generelt er alkoholaminer lite giftige overfor vannlevende organismer og det er vurdert at det er svært lite sannsynlig at utslipp av aminer fra gassrensprosesser vil kunne medføre negative konsekvenser for organismer som lever i luft, jord eller vann⁷.

Det er foreløpig ikke dokumentert utslipp av degraderingsprodukter. En vurdering av giftighet og utslipp av eventuelle degraderingsprodukter er også nødvendig.

Det er ikke kontinuerlig utslipp til vann. Eventuelle lekkasjer må samles opp og tilbakeføres til prosessen via gjenvinningsanlegget i et dedikert system. Dette aspektet må ivaretas fra designsiden. For case studien beskrevet i Appendix 3 er faren for eventuelle aminlekkasjer redusert ved kombinert design av tanker for vann og aminløsning og dedikert avløpssystem for aminløsningen.

Regnvann uten forurensning kan bli drenert til sjø.

Håndtering av amin, avfall og andre kjemikalier

Amin vil degraderes og degraderingsproduktet må bli transportert fra plattformen som farlig avfall og destruert på et egnet sted. Mengde avfall og degenereringsprodukter er avhengig av type amin som benyttes. For caset beskrevet i kapittel 3.2 med MEA som absorbent, er det estimert en avfallsmengde på ca 900 t per år.

⁶ Bioforsk Rapport Vol.2 Nr. 75 2007, "Identifisering av mulige miljøkonsekvenser ved aminutslipp til luft fra rensesanlegg for CO₂"

Title:	Doc. No.:	Rev.:	Date:	Page:
CO ₂ håndtering fra kraftgenerering til havs		02	24.01.08	14 of 20

En evaluering av utslipp og håndtering av avfallet er nødvendig for det spesifikke aminet som benyttes i prosessen.

Ren amin må fraktes til plattformen i forbindelse med oppstart og ved erstatning av degradert amin. Lagringstanker til ren amin for forbruk er nødvendig. Amin representerer en helserisiko ved potensiell kontakt for arbeidere som skal håndtere og operere fylling av nytt amin samt avfallshåndtering. Dette aspektet må ivaretas for et slikt anlegg fra design til operasjon.

HMS-risiko i forbindelse med eventuell bruk av andre kjemikalier må evalueres.

Risiko (eksplosjon og brannfare)

En CO₂ rensemodul basert på aminteknologi blir vurdert å representere en lav brann- og eksplosjonsfare. Amin i de konsentrasjoner det er snakk om er ikke brennbart materiale. Etterfylling vil derimot skje med konsentrert amin og design og prosedyrer må tilpasses dette. Det er ingen høytrykkssystemer involvert. Deler av prosessen er relativt varm (120 C), og utstyr må personellbeskyttes.

I kostnadsoverslaget for caset (kapittel 3), er investering for å ivareta HMS tatt med, mens operasjonelle kostnader i forbindelse med HMS er gjenspeilet i fangstkostnadene for CO₂.

Title:	Doc. No.:	Rev.:	Date:	Page:
CO ₂ håndtering fra kraftgenerering til havs		02	24.01.08	15 of 20

APPENDIKS 1. BESKRIVELSE AV ULIKE TEKNOLOGIER FOR CO₂-FANGST

ETTERFORBRENNINGSTEKNOLOGIER

Den teknologien som i dag er kommet lengst er etterforbrenningsteknologier. Det er flere mulige leverandører som tar utgangspunkt i forskjellige typer absorbenter. Denne typen teknologi bygger på de samme prinsippene som CO₂ rensesystemene som benyttes for fjerning av CO₂ fra naturgass og CO₂ fjerning fra industrielle gass-strømmer. Mengde CO₂ som produseres pr energienhet produsert er hhv ca 350g CO₂/kWh_e for gasskraft og 850g CO₂/kWh_e for kullkraftverk⁷. Dette illustrerer at gasskraft i seg selv er en mer miljøvennlig teknologi sammenlignet med kullkraft.

Den største utfordringen for etterforbrenningsteknologier i forbindelse med gasskraftverk er den lave konsentrasjonen av CO₂ i eksosgassen (ca 4 %) noe som gjør absorpsjonen mer utfordrende og prosessen mer plasskrevende. Til sammenligning operer rensing av naturgass ved høye trykk og medium konsentrasjoner av CO₂. Ved for eksempel urea produksjon er CO₂ konsentrasjonen opp mot 20 %. I eksos fra kullkraftverk er konsentrasjonen av CO₂ normalt rundt 12-15%. Den største fordelene med etterforbrenningsteknologier er at CO₂ fjerningsanlegget opererer uavhengig av kraftgenereringen og kan kobles direkte til eksisterende eksosstrømmer.

Etterforbrenningsteknologier med amin er den teknologien som er mest moden og det er flere mulige leverandører. Rensing av CO₂ med amin er kjent fra CO₂ rensing av industrielle gass-strømmer. Det er imidlertid i dag ikke bygget et kommersielt gasskraftanlegg med fjerning av CO₂ fra eksosgass verken på land eller til havs. Det største anlegget er bygget av Fluor i Bellingham; Massachusetts, der 15 % av eksosen fra et gasskraftverk ble rensert for CO₂ med etterforbrenningsteknologi med amin som absorbent. Anlegget produserte CO₂ for næringsmiddel industrien. Dette anlegget er i dag nedlagt og var ikke optimalisert mht energi og økonomi for fjerning og deponering av CO₂.

I Norge tilbyr Aker Kværner Just CatchTM teknologien med amin som absorbent. Aker Kværner ønsker først å få driftserfaring gjennom et demonstrasjonsanlegg på 100 000 tonn CO₂/år. Andre aktører er Mitsubishi, Fluor, ABB Lummus, Cansolv.

Alstom tilbyr "chilled ammonia" som en mulig løsning og har inngått et samarbeide med Statoil på Mongstad om utvikling av denne teknologien. Denne teknologien krever nedkjøling av eksosgassen ned til 5°C. Det er liten driftserfaring fra tilsvarende anlegg og denne teknologien blir derfor sett på som mindre moden enn amin teknologi.

Sargas tilbyr en teknologi med kaliumkarbonatløsning som har en effektivitet på 44-45% netto effektivitet på kraftsyklusen inkludert CO₂ innfangning. For å få effektiv absorpsjon er det nødvendig med trykksatt eksos.

Aker Kværner utviklet et membrankonsept for fjerning av CO₂ fra eksosgass. Denne teknologien hadde potensial for reduksjon i størrelse og avfall. Videreutviklingen av teknologien er foreløpig lagt på is på grunn av manglende membranutvikling.

⁷ http://www.ivt.ntnu.no/ipm/und/fag/TMM4120/V2005/Dokumenter/Turbiner_Hustad.ppt#305,11,Slide 11

Title: CO₂ håndtering fra kraftgenerering til havs **Doc. No.:** **Rev.:** 02 **Date:** 24.01.08 **Page:** 16 of 20

Tabell A1-1 gir en oversikt over mulige leverandører på etterforbrennings-teknologier og hvilken kommersiell erfaring de har. Ut fra dette kan det at etterforbrenningsteknologi med amin er den mest aktuelle teknologien.

Tabell A1-1. Leverandører av etterforbrenningsteknologier teknologi og deres kommersielle erfaring

Leverandør	Solvent	Kommersiell og demonstrasjons erfaring
ABB Lummus Kerr McGee	15-20 vekt % MEA + inhibitor	800t/dag i to parallelle tog fra kullkraft eksos
Fluor (Econamine FG Process)	30vekt% MEA + inhibitor	330t/dag til næringsmiddel og urea produksjon fra gasskraftverk eksos
Mitsubishi Heavy Industries KEPCO	KS-1	200t/dag til urea produksjon fra naturgass
Aker Kværner Just Catch TM	Forbedret amin	Demo på Kårstø 2009 300t/dag fra gasskraft eksos, Pilot Kårstø 4,8t/dag 1998
Cansolv®	Aminblanding	Pilot plant in 2004, 2t/dag
Alstom	Kjølt ammoniakk	Pilot i Karlshavn 2008 og i Wisconsin 2008 5MW (ca 60 t/dag) fra termisk kullkraftverk.
Sargas	K ₂ CO ₃ -KHCO ₃	Demonstrasjon i Stockholm 2007 fra kullkraft
Castor EU prosjekt	Amin	24t/dag fra kullkraftverk

FØR-FORBRENNINGSTEKNOLOGIER

Innen før-forbrenningsteknologier er det ATR teknologien som er kommet lengst. Den bygger i prinsippet på sammenkoblinger av kjente teknologier og CO₂ kan fjernes ved høye konsentrasjoner som gjør renseteknologien enklere. Imidlertid er utfordringen for denne teknologien kompleksitet og CO₂ innfangingen er en integrert del av kraftgenereringen. Videre er utvikling av forbedrede hydrogenforbrenningsturbiner en utfordring. Konseptet Hydrokraft baserte seg på dette konseptet, men ble av flere årsaker lagt på is i 2000.

Det er også utviklet før-forbrenningsteknologier som baserer seg på hydrogenmembraner. Denne teknologien har elementer som fremdeles ikke testet ut.

OKSYGEN-BRENSELTEKNOLOGIER

Det har vært satset mye på flere oksygen-brenselkonsepter. Mange av disse har et stort potensial, men som vist i Appendiks 1 er det nødvendig med flere teknologisprang før eventuell kommersialisering.

Title:	Doc. No.:	Rev.:	Date:	Page:
CO ₂ håndtering fra kraftgenerering til havs		02	24.01.08	17 of 20

Aker Kværner har sammen med flere samarbeidspartnere utviklet et konsept for brenning av oksygenrik føde (HiOx), men på grunn av manglende utvikling av turbiner som benytter ren oksygen til forbrenningen har denne teknologien stoppet opp.

Hydro og Alstom har i flere år jobbet med AZEP konseptet der oksygen blir produsert via en membran.

Brenselcelle type teknologier har et stort potensial. Shell E&P Technology og Siemens Westinghouse videreutviklet et konsept for CO₂ fri kraft basert på brenselceller. Oppskalering av brenselceller er imidlertid utfordrende og det er langt fram til man har en kommersiell storskala teknologi basert på brenselceller.

Title: CO₂ håndtering fra kraftgenerering til havs **Doc. No.:** **Rev.:** 02 **Date:** 24.01.08 **Page:** 18 of 20

APPENDIX 2: MODENHET TIL UNDERSYSTEMER I TEKNOLOGIENE FOR KRAFTGENERERING MED CO₂ FANGST

Kraftgenerering med CO₂ fangst deles inn i hovedgruppene etterforbrenning (post), før-forbrenning (pre) og oksygen-brensel (oksy). Innenfor hver hovedgruppe er det flere teknologier. Teknologiene kan deles inn i undersystemer. I Tabell A2-1 er teknologier (som er beskrevet nærmere i ¹) delt inn i hvilke undersystemer som inngår, og modenheten for hver enhet er beskrevet etter følgende kategorisering:

- 0 = Moden teknologi ("hylleware")
- 1 = Anvendt teknologi i lignende sammenhenger
- 2 = Ingen kommersielle applikasjoner
- 3 = Erfaring fra pilot anlegg eller "proof of concept"
- 4 = Komponenten er fremdeles ikke testet

Som det kommer fram tabell A2-1 er etterforbrennings-teknologi med amin og før-forbrenningsteknologi ATR de mest modne teknologiene.

Tabell A2-1. Modenhet for enkeltenhetene innenfor hver CO₂ innfangningsteknologi (0 = Moden teknologi ("hylleware"); 1 = Anvendt teknologi i lignende sammenhenger; 2 = Ingen kommersielle applikasjoner; 3 = Erfaring fra pilot anlegg eller "proof of concept"; 4 = Komponenten er fremdeles ikke testet)

Block	Amine	ATR	Amine/ Membr.	WC	Oxy- fuel	Graz	AZEP	CLC	MSR- H2	SOFC +GT
Technology group	Post	Pre	Post	Oksy	Oksy	Oksy	Oksy	Oksy	Pre	Oksy
Compressor					2	1		1		1
Combustor		1		3	4	4			1	
Turbine ¹				3,3,2	3	3,1	2	2,2	1,2	1
HX (included HRSG)				2	1	1				2
Exhaust/H ₂ O condenser				2	1	2	1	1	1	
Membr. sep. unit			3							
CLC reactors								4		
MCM reactor							4			
H ₂ sep. memb. reactor									4	
Fuel cell										3
Fuel cell afterburner										4
Absorber/stripper	1									
CO ₂ compression	1	1	1	2	1	2	1	1	1	1

¹Forskjellige typer turbiner (High pressure (HPT), medium pressure (MPT), low pressure (LPT), gass (GT), CO₂/steam)

Title:	Doc. No.:	Rev.:	Date:	Page:
CO ₂ håndtering fra kraftgenerering til havs		02	24.01.08	19 of 20

APPENDIKS 3. MODENHET FOR CO₂ FANGST-TEKNOLOGIER.

I Tabell A3-1 er effektivitet, modenhet, kompleksitet, utfordringer i forhold til utslipp og håndtering av materialer samt potensialet mht størrelse oppsummert for de forskjellige CO₂ fangst-teknologiene.

- Tabellen illustrerer bla antall undersystemer (ifr Appendix 2) som hver enkelt fangst-teknologi består av, og hvor mange av undersystemene som er integrert med hverandre (integrated systems). Dette gir et uttrykk for hvor komplekse teknologiene er.
- Tabellen gir også en vurdering av modenheten (lang tids, medium og nær tids horisont) ut fra hvor langt undersystemene er utviklet (se Appendiks 2). Langtids horisont betyr at det er nødvendig med et teknologi gjennombrudd, mens nærtids teknologi baserer seg på tilpassing av allerede kjent teknologi.
- Tabellen viser den teoretiske effektiviteten for gasskraftproduksjon med CO₂ fangst for hver enkelt teknologi. CO₂ fangst er satt til 90% for etterforbrenningsteknologi og 85% fangst for oksygen brensel teknologien AZEP med ekstra fyring. 85% fangst gir bedre effektivitet enn 100% fangst (se Figur 2-2 og Tabell A3-1). Dette nivået er brukt i de teoretiske beregningene til Kvamsdal et.al¹ for å beregne effektiviteten og refelekterer kun at disse konseptene har mindre enn 100% fangst. For etterforbrenningsteknologi kan det være vanskelig å komme opp i 90% CO₂ fangst. Dette vil kreve dyrere utstyr og forholdsvis mer energi for å fange inn de siste prosentene.
- I Tabell A3-1 er de teknologiene som har et potensiale i forhold til de andre med hensyn til mindre håndtering av avfall eller utslipp (f.eks NO_x, SO_x i forbindelse med forbrenning av gass med okygen eller oksygenbærer kontra luft) markert med (+).
- I Tabeller er likeledes de teknologiene som har et mulig potensiale for redusert størrelse på grunn av mer kompakt teknologi også markert med (+). En slik vurdering er imidlertid beheftet med store usikkerheter fordi for flere av teknologiene innen før-forbrenning og okygen brensel er det fremdeles et stykke igjen til eventuell realisering. Det er derfor vanskelig å gi en reel vurderingen av teknologiene i forhold til hverandre. Amin membrankontaktor teknologien ble blant annet funnet 10 ganger mer kompakt enn konvensjonell absorber. Imidlertid er det som tidligere nevnt ikke tilgjengelige kommersielle gode nok membraner. Oksygen brensel teknologier er også mer kompakte. Imidlertid er luftsepareringsenheten stor og ufordelaktig med hensyn til sikkerhet offshore. Teknologier basert på hydrogenforbrenning trenger mer rørsystemer, ventiler, dyser sammenlignet med naturgass på grunn av lavere energi/volum.

Title: CO₂ håndtering fra kraftgenerering til havs **Doc. No.:** **Rev.:** 02 **Date:** 24.01.08 **Page:** 20 of 20

Tabell A3-1. Effektivitet, modenhet, kompleksitet, utfordringer i forhold til utslipp og håndtering av materialer samt potensialet mht størrelse for de forskjellige CO₂ innfangings teknologiene.

Criteria	Post -combustion				Pre-combustion – hydrogen		Oxyfuel						
	Amine	K ₂ CO ₃	NH ₃	Amine/ Membr.	ATR	MSR-H ₂	WC	Graz	Oxyfuel	CLC	AZEP 100%	AZEP 85%	SOFC +GT
Maturity	Near term	Near term	Medium term	Medium term	Near term	Long term	Medium term	Medium term	Medium term	Long term	Long term	Long term	Long term
Efficiency (%)	48	-	-	-	47	50	45	49	47	51	50	53	67
Subsystems (nb)	4	4	4	4	5	5	3	4	4	5	5	5	5
Integrated systems (nb)					1	3	1	1		3	3	3	4
CO ₂ capture level (%)	90	90	90	90	90	100	100	100	100	100	100	85	100
Emission/Waste ¹	-	-	-	-	-	-	+	+	+	-(?)	-	-	-
Size potential ²	-	-	-	+	-	-	+	+	+	-	-	-	-

¹At teknologien er markert med (+) betyr at denne teknologien har et potensial med hensyn til mindre utslipp/håndtering av avfall i forhold til de andre teknologiene ²Teknologi med potensiale for mindre størrelse er markert med (+)