



Høgskolen i Telemark

Avdeling for teknologiske fag

Sivilingeniørutdanningen

HOVEDOPPGAVE 2004

Student: Kristin Marie Vamraak

Oppgavens tittel: Energiforbruk ved CO₂-fjerning fra gasskraftverk



Avdeling for teknologiske fag

Adresse: Kjølnes, 3914 Porsgrunn, telefon 35 57 50 00, telefax 35 55 75 47

Ingeniørutdanning - Sivilingeniørutdanning - Doktorgradsutdanning



Høgskolen i Telemark

Avdeling for teknologiske fag
Sivilingeniørutdanningen

RAPPORT FRA HOVEDOPPGAVE, FAG F4299

Student : Kristin Marie Vamraak
Oppgavens tittel : Energiforbruk ved CO₂-fjerning fra gasskraftverk
Signatur :
Antall sider : 56
Emneord : Gasskraftverk
CO₂-håndtering
Gassrensing
Amin

Faglærer : Lars Erik Øi sign.:
Sensor : Kjersti Wilhelmsen, Norsk Hydro sign.:
Ekstern partner : Skagerak Energi AS
Tilgjengelighet : Åpen

Godkjent for arkivering: **Dato:**

Sammendrag:

Bygging av gasskraftverk i Norge er et aktuelt tema. Gasskraftverk slipper ut betydelige mengder CO₂ som det av miljøhensyn er ønskelig å redusere. I den senere tid har det blitt vurdert ulike metoder for å redusere utslipp av CO₂.

Hovedoppgaven har hatt som mål å finne ut i hvilken grad Hysys er egnet til å beregne energiforbruk og redusert totalvirkningsgrad for et gasskraftverk med CO₂-fjerning. Et annet mål har vært å evaluere usikkerheten ved beregningen av energibehovet til en CO₂-fjerningsprosess med absorpsjon.

Hysys ble benyttet til prosessimulering av et forenklet, tradisjonelt gasskraftverk på 500 MW. Hysys-simuleringen av gasskraftverket ga en virkningsgrad på 59 %.

Videre ble det sett på forskjellige alternativer for å benytte energi fra gasskraftverket til en CO₂-strippeprosess. Ved å benytte elektrisk oppvarming av CO₂-strippeprosessen, fikk gasskraftverket en virkningsgrad på 36 %. Det andre alternativet gikk ut på å benytte varme over 130 °C fra gasskraftverket til oppvarming av CO₂-strippeprosessen. I dette tilfellet ble gasskraftverkets virkningsgrad 51 %. I det siste alternativet ble det også benyttet varme over 130 °C fra gasskraftverket til CO₂-strippeprosessen, men i dette tilfellet ble dampen under 130 °C også utnyttet i en dampturbin. Gasskraftverket fikk da en virkningsgrad på 54 %.

Hysys ble også benyttet til simuleringer av en CO₂-fjerningsprosess basert på kjemisk absorpsjon med monoetanolamin (MEA). En prosessberegning med 90 % rensegrad trengte 75 vekt- % MEA. Dette er utenfor det normale konsentrasjonsområdet. Ved en mer realistisk MEA-konsentrasjon på 19 vekt- %, hadde Hysys problemer med temperaturer over 100 °C. Ved 19 vekt- % MEA ble det beregnet 85 % rensegrad med forbruk av $1,95 \cdot 10^5$ kW varme ved 100 °C. Dette er i området for forventet og erfart energiforbruk. Ved å benytte denne varmen fra gasskraftverket til oppvarming av CO₂-strippeprosessen, ble totalvirkningsgraden redusert fra 59 til 55 %. Effekt til CO₂-kompresjon og trykktap i blant annet absorpsjonskolonnen ble ikke tatt med i beregningen.

Hysys viste seg å være et godt verktøy til simulering av et gasskraftverk og reduksjon av totalvirkningsgraden. Dersom problemene med Hysys-beregningene av strippekolonnen blir løst, burde Hysys være godt egnet til å beregne sammenhenger mellom energiforbruk, temperaturnivå på varmetilførselen, rensegrad og høyde på tårn.

FORORD

Denne rapporten er utarbeidet i forbindelse med en hovedoppgave i 4. semester i Masterutdanningen ved Høgskolen i Telemark, Avdeling for teknologiske fag.

Jeg vil rette en stor takk til 1.amanuensis Lars Erik Øi for hjelp og veiledning under arbeidet med hovedoppgaven.

Porsgrunn, 27.05.04

Kristin M. Vamraak

INNHOLDSFORTEGNELSE

1	INNLEDNING.....	5
2	BAKGRUNN	6
2.1	KYOTOPROTOKOLLEN	7
2.2	KARBONDIOKSID	9
2.2.1	<i>Dannelse av CO₂</i>	9
2.2.2	<i>Deponering av CO₂</i>	10
2.3	NO _x	13
2.4	NATURGASS.....	13
2.5	PROSESSIMULERINGSPROGRAMMET HYSYS.....	14
2.6	PROBLEMBESKRIVELSE.....	15
3	GASSKRAFTVERK UTEN CO₂-HÅNDTERING.....	16
3.1	HVORFOR GASSKRAFT?	16
3.2	PROSESSBESKRIVELSE AV ET TRADISJONELT GASSKRAFTVERK	16
3.3	IDEALISERT GASSKRAFTPROSESS	19
3.4	BEREGNINGER AV ET FORENKLET, TRADISJONELT GASSKRAFTVERK	20
3.4.1	<i>Forutsetninger for beregningene</i>	20
3.4.2	<i>Beregninger</i>	21
3.5	DISKUSJON AV HYSYS-BEREGNINGEN I KAPITTEL 3	23
4	CO₂-HÅNDTERING.....	25
4.1	AKTUELLE KONSEPTER	25
4.1.1	<i>Eksosgassrensing basert på absorpsjon</i>	26
4.1.2	<i>Innfanging av karbon fra naturgass før forbrenning</i>	30
4.1.3	<i>Støkiometrisk forbrenning av naturgass (Oxy-fuel)</i>	32
4.2	LØSNINGSMIDLER VED ABSORPSJON	33
4.2.1	<i>Kjemisk løsningsmiddel</i>	33
4.2.2	<i>Fysisk løsningsmiddel</i>	35
4.2.3	<i>Hybrid løsningsmiddel</i>	36
4.2.4	<i>Alkalisalt</i>	36
5	REDUSERT VIRKNINGSGRAD VED CO₂-FJERNING	37
5.1	ELEKTRISK OPPVARMING.....	38
5.2	EFFEKT TIL STRIPPER ETTER DAMPTURBIN	38
5.3	EFFEKT TIL STRIPPER MELLOM TO DAMPTURBINER.....	40
5.4	DISKUSJON AV HYSYS-BEREGNINGENE I KAPITTEL 5	41
6	BEREGNINGER AV EN CO₂-FJERNINGSPROSESS.....	43
6.1	IDEALISERT CO ₂ -FJERNINGSPROSESS MED ABSORPSJON	43
6.2	BEREGNINGER AV EN CO ₂ -FJERNINGSPROSESS MED ABSORPSJON	43
6.2.1	<i>Forutsetninger for beregningene</i>	43
6.2.2	<i>Beregninger</i>	44
6.3	DISKUSJON AV HYSYS-BEREGNINGENE I KAPITTEL 6	51
7	KONKLUSJON.....	53

1 INNLEDNING

Oppgaveteksten til denne hovedoppgaven finnes i vedlegg 1.

Om det skal bygges gasskraftverk i Norge i dag, eller om det skal forventes til det kommer mer miljøvennlige teknologier på markedet, er en svært aktuell problemstilling. Skagerak Energi AS har nylig presentert planer for et gasskraftverk i Grenland med CO₂-håndtering.

I forbindelse med produksjon av elektrisk kraft i tradisjonelle gasskraftverk, vil det produseres store mengder CO₂. Økte CO₂-utslipp antas å bidra til en økning av den globale drivhuseffekten. Norge og flere andre industriland har ved å undertegne Kyotoprotokollen forpliktet seg til å redusere de samlede utslippene av de viktigste drivhusgassene. I den senere tid har det derfor blitt forsket en del på ulike metoder for å redusere utslipp av CO₂.

Det er også tidligere gjennomført studentoppgaver ved Høgskolen i Telemark der Hysys har vært benyttet til prosesssimulering av gasskraftverk og CO₂-fjerningsprosesser. HiT har nå anskaffet en aminpakke i Hysys som ikke er testet.

Et mål for hovedoppgaven er å finne ut i hvilken grad Hysys med aminpakke er egnet til å beregne energiforbruk og redusert totalvirkningsgrad for et gasskraftverk med CO₂-fjerning. Et annet mål er å evaluere usikkerheten ved beregningen av energibehovet til en CO₂-fjerningsprosess med absorpsjon. Energiforbruket kan være avhengig av temperaturnivå på varmetilførselen, rensegrad, høyde på tårn og andre faktorer.

Gasskraftverket med CO₂-fjerning ved hjelp av absorpsjon vil bli beskrevet i en prosessbeskrivelse. Det vil bli utarbeidet en forenklet/idealisert gasskraftprosess med CO₂-fjerning ved absorpsjon. Hysys vil videre bli brukt til en prosesssimulering av gasskraftverket og en CO₂-fjerningsprosess. Deretter vil det bli utført beregninger av redusert totalvirkningsgrad for gasskraftverket på grunn av CO₂-fjerningen. Til slutt blir usikkerheten ved beregningen av energibehovet i en CO₂-fjerningsprosess med absorpsjon evaluert.

2 BAKGRUNN

Deler av innholdet i dette kapitlet er hentet fra Bolland, 2000 og Wong, 2002.

Menneskeskapte CO₂-utslipp og utslipp av andre drivhusgasser som metan, klor-fluorforbindelser, lystgass og ozon antas å kunne bidra til uønskede endringer i klimaet på jorden. Det pågår stor forskningsaktivitet på dette området for å finne mulige sammenhenger mellom disse utslippene og klimaendringer. Så langt viser en stadig økende kunnskap at vi ikke kan avvise en mulig sammenheng mellom menneskeskapte utslipp av drivhusgasser og klimaendringer. Til tross for dette, samt den mye omtalte Kyoto-avtalen, så vil utslippet av CO₂ med stor sannsynlighet øke betydelig i årene fremover.

Utslipp av drivhusgasser er ikke bare relatert til teknologi, men også andre forhold i samfunnet. Utslippet av CO₂ i et land kan uttrykkes som produktet av følgende faktorer, se Lign. (2.1) (Bolland, 2000).

$$\text{Utslipp av CO}_2 = \frac{\text{Utslipp av CO}_2}{\text{Energiforbruk}} \cdot \frac{\text{Energiforbruk}}{\text{BNP}} \cdot \frac{\text{BNP}}{\text{Befolkning}} \cdot \text{Befolkning} \quad (2.1)$$

(1)
(2)
(3)
(4)

1) Dette leddet forteller hvor mye CO₂ som blir sluppet ut per enhet energi som forbrukes. Leddet påvirkes av hva slags type fossilt brensel som brukes. Kull vil for eksempel gi mer utslipp enn det naturgass vil gjøre. Kvaliteten på kraftverkene er også et viktig parameter. Dersom to kraftverk skal produsere lik mengde energi, vil et med høy virkningsgrad bruke mindre brensel enn et med lav virkningsgrad.

2) Dette leddet refereres ofte til som "energi-intensitet". Det sier hvordan strukturen i et lands industri, transportsystem og landbruk er. Et landbruksland vil typisk ha lav energiintensitet, mens et land som driver foredling og lignende vil ha en høy energiintensitet. Typisk er at høy foredlingsgrad øker energiintensiteten. Det er her viktig å huske på at handel på tvers av landegrensene er stor, og denne faktoren kan derfor strengt tatt ikke bare vurderes nasjonalt.

3) Bruttonasjonalprodukt (BNP) per innbygger kan være et mål på vår materielle levestandard. Det betyr at varekjøp, kino, reiser, byturer etc. bidrar til økt BNP.

4) Befolkningen bidrar proporsjonalt til utslipp, forutsatt at de andre leddene i Lign. (2.1) ikke endrer seg med befolkningen. Det ligger en stor utfordring i å kompensere befolkningsøkningen (ledd 4) med reduksjon av leddene 1-3 i Lign. (2.1). I et land som Norge vil en økning i befolkningen føre til at elektrisitetsbehovet øker, og denne må skaffes til veie ved import fra mer forurensende energiproduksjon enn vår vannkraftbaserte produksjon. Det betyr at en økning i ledd 4 vil føre til en økning i ledd 1.

Det finnes i prinsippet tre forskjellige måter å senke CO₂-utslippet på:

- 1) Redusere bruken av fossilt brensel, gjennom enten å øke energivirkningsgraden til prosessene, redusere behovet for energi, eller øke bruken av ikke-fossile energikilder som for eksempel vannkraft, biomasse, vindkraft, solceller eller kjernekraft.
- 2) Bruke fossile brensler med lavere karbon/hydrogen-forhold, for eksempel naturgass i stedet for kull og olje.
- 3) Samle opp CO₂ fra forbrenningsprosessen og lagre den vekk fra atmosfæren. Det er her nødvendig å lagre den i minst like lang tid som det tar å bruke opp ressursene av karbonholdig brensel, anslagsvis 400-600 år. Aktuelle lagringssteder er akviferer (sedimentlag), tømte gassreservoarer eller deponering i havet.

2.1 Kyotoprotokollen

Hovedinnholdet i dette delkapitlet er hentet fra Miljøverndepartementet, 1997-1998, SFT, 2000 og fra Miljøstatus i Norge, 2003.

Kyotoprotokollen under Klimakonvensjonen ble ferdigforhandlet og vedtatt i Kyoto i Japan i desember 1997. Protokollen er juridisk bindende og omfatter tallfestede, tidsbestemte utslippsreduksjoner for industrilandene.

Kyotoprotokollen inneholder følgende hovedelementer:

- En forpliktelse om å redusere industrilandenenes samlede utslipp av klimagasser med minst 5 prosent sett i forhold til 1990-nivået innen perioden 2008-2012.
- Utslippsforpliktelser for de seks viktigste klimagassene: karbondioksid (CO₂), metan (CH₄), lystgass (N₂O), hydrofluorkarboner (HFK), perfluorkarboner (PFK) og svovelheksafluorid (SF₆).
- Differensiering av utslippsforpliktelsene mellom industrilandene.
- Åpning for parter til å kunne oppfylle utslippsforpliktelsene i fellesskap.
- Åpning for «felles gjennomføring» mellom industriland.
- Åpning for «kvotehandel» mellom industriland.
- Opprettelse av en «grønn utviklingsmekanisme» som gir mulighet for industriland til å kunne finansiere utslippsreducerende prosjekter i utviklingsland, og bli kreditert utslippsreduksjoner i forbindelse med slike prosjekter på egne utslippsbudsjett.
- Bruken av fleksible gjennomføringsmekanismer (felles gjennomføring mellom industriland, kvotehandel og Den grønne utviklingsmekanismen) skal være et supplement til nasjonale tiltak.
- Hvert industriland skal ha demonstrert klar fremgang i å oppnå sine utslippsforpliktelser innen 2005.

For at Kyotoprotokollen skal tre i kraft, må den ratifiseres av minst 55 land som til sammen står for minst 55 % av industrilandenenes CO₂-utslipp i 1990. Per september 2003 har 116 land ratifisert, og disse representerer 44,2 % av CO₂-utslippene. Norge ratifiserte Kyotoprotokollen 30. mai 2002.

Dersom utviklingen i Norge fortsetter som nå uten nye tiltak, så vil klimagassutslippene i 2010 være over 24 % høyere enn i 1990. Dette skyldes blant annet en forventning om økt olje- og gassproduksjon og økt transportomfang. Dersom det bygges gasskraftverk uten CO₂-deponering vil utslippene kunne øke betydelig. De to planlagte gasskraftverkene på vestlandet vil for eksempel kunne øke utslippene fra 24 % til 28 %.

Norge er forpliktet til ikke å øke utslippene av klimagassene med mer enn 1 % i forhold til 1990-nivå. Årsaken til at Norge tillates 1 % økning er blant annet knyttet til økte utslipp fra petroleumsvirksomheten når brønnene blir eldre.

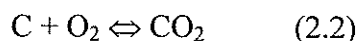
En nødvendig reduksjon av klimagassutslippene vil kunne oppnås ved tiltak i Norge og ved å få godskrevet tiltak i andre land gjennom de såkalte kyotomekanismene. Tiltakene i andre land vil enten gjennomføres gjennom finansiell deltagelse fra norsk side eller ved kjøp av kvoter i samsvar med et internasjonalt godkjent system for kvotehandel mellom industrilandene med reduksjonsforpliktelser. Hvor stor andel som må tas hjemme, vil altså avhenge av det internasjonale regelverket og kvoteprisene på det internasjonale markedet. I tillegg kan en bestemme at en viss andel av reduksjonen skal gjennomføres innenlands. Foreløpig er disse forholdene ikke avklart.

2.2 Karbondioksid

Deler av innholdet i dette delkapitlet er hentet fra Palm, 1999 og Olje- og energidepartementet, 2002.

2.2.1 Dannelse av CO₂

Ved forbrenning av kull, olje og gass produseres det alltid CO₂. For hvert karbonatom som går inn i forbrenningsprosessen, oppstår det ett CO₂-molekyl. CO₂ dannes etter følgende reaksjonsligning:



Reaksjonen i Lign. (2.2) er eksoterm, og det avgis 8,94 MJ/kg CO₂ dannet. Dette tilsvarer 2,5 kWh. I forbrenningen er det ikke karbon alene som reagerer, men også hydrogen. Ved forbrenning av metan er det følgende reaksjon som skjer:



I denne reaksjonen (Lign. (2.3)) inngår nitrogen som en inert. Luft består av ca. 79 % nitrogen, og den store mengden nitrogen i eksosgassen etter forbrenningen gjør at konsentrasjonen av CO₂ blir liten, typisk 3-4 volum- % for et gasskraftverk. Dette gjør at det er vanskelig å skille CO₂ fra eksosgassen.

2.2.2 Deponering av CO₂

Deponering av CO₂ kan foregå på flere måter. Det som imidlertid er viktig ved slik deponering er å sikre at CO₂ ikke lekker ut over tid. Lageret må kunne holde på gassen til den fossile brenselperioden er over, anslagsvis 400-600 år. Det finnes hovedsakelig tre muligheter for lagring av CO₂ i storskala. Disse er lagring i store havdyp, i akviferer og i tømte gassreservoarer, eller som trykkstøtte i oljeproduksjonen.

Lagring i dyphavet

Havet har en meget stor kapasitet for lagring av CO₂. Som en del av den naturlige karbonsyklusen, så er utvekslingen mellom atmosfæren og det øverste laget av havet rundt $330 \cdot 10^9$ tonn CO₂/år. Transporten mellom det øvre sjikt av havet og dyphavet er estimert til bare ca. $7,33 \cdot 10^9$ tonn CO₂/år, noe som tilsier at dette er en langsom prosess som ikke naturlig kan ta unna økningen av CO₂ i atmosfæren. Havets innhold av ikke-organisk karbon er estimert til 0,003 % eller $1,39 \cdot 10^{14}$ tonn CO₂.

Et problem med lagring i havet er oppholdstid. CO₂ bør injiseres så dypt som mulig for å maksimere oppholdstiden. På dyp større enn ca. 3000 m så er tettheten til CO₂ større enn for vann, og dermed vil CO₂ synke til større dyp. Å legge rørledninger på 3000 m dyp har ikke vært gjort før, men en kan tenke seg vertikale rør fra plattformer.

Et alternativ til injeksjon på store dyp er å utnytte naturlige havstrømmer som går ned i dypet. En annen mulighet er å injisere mye CO₂ på grunt vann, noe som gjør at tettheten på vannet lokalt øker, og vil da naturlig synke mot større dyp.

Det er ennå stor usikkerhet ved lagring i havet med tanke på transportprosesser og oppholdstid. Biologiske "bivirkninger" er også en usikkerhet. Det er sannsynlig at det politisk er vanskelig å få aksept for storskala lagring ("dumping") av CO₂ på grunn av de usikkerheter som råder.

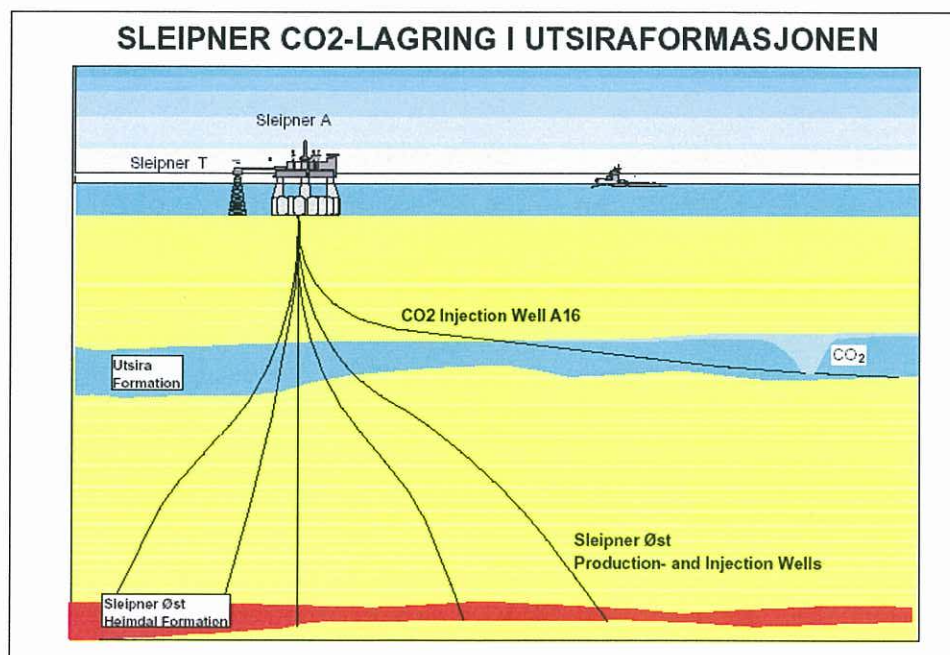
CO₂ kan også lagres i havet i fast form, som tørris (tetthet 1,5 større enn vann). Dette er imidlertid svært energikrevende og blir ikke sett på som realistisk.

Lagring i akviferer

Akviferer er gjennomtrengelige (permeable) sedimentlag som en finner i forskjellig dybde og tykkelse. For lagring av CO₂ så vil det bli benyttet dype akviferer. De består av karbonater og formasjoner av porøs sandstein. Porene er fylt med saltholdig vann. Porøsiteten bestemmer i stor grad hvor mye CO₂ som kan lagres. Porestrukturen bestemmer hvor godt gass og væske kan strømme i en akvifer. Porøsitet og permeabilitet sammen med hvor tett akviferen er mot lekkasje av CO₂, bestemmer hvor egnet den er for lagring av CO₂.

Dype akviferer representerer det mest tilgjengelige lagringsalternativet (geografisk) og den nest største potensielle lagringskapasiteten (etter havet). Akviferer finnes over hele verden, men generelt sett finnes det lite kunnskap om beliggenhet og egenskaper. Unntaket er områder hvor det har vært og er leteaktivitet etter olje/gass. På grunn av mangel på informasjon om akviferer, ser en at det er store sprik på estimater over hvor mye CO₂ som kan lagres i slike formasjoner.

Et eksempel på slik lagring av CO₂ er Sleipner-feltet i Nordsjøen. Naturgassen som produseres inneholder opptil 9 % CO₂. For å overholde salgsspesifikasjonen på naturgassen, så må innholdet under 2,5 %. Ca. 1 million tonn CO₂ fjernes årlig fra naturgassen ved hjelp av kjemisk absorpsjon, og det spesielle på Sleipner-feltet er at CO₂-gassen injiseres i en akvifer - Utsira - ca. 800-1000 m under havbunnen (se Figur 2.1).



Figur 2.1 CO₂-lagring i Utsiraformasjonen (Kilde: Statoil).

Lagring i gass- og oljereservoarer

Gass- og oljereservoarer er godt egnet til lagring av CO₂. Slike formasjoner har bevist at de er tette ved at olje og/eller gass har vært innelukket i millioner av år. Reservoarene består av porøse bergarter, som har mer eller mindre "ledige rom" for CO₂. Lagringsdybden bør være mer enn 800 m, fordi ved større dyp vil en komme over kritisk trykk for CO₂ (72,8 atm). Superkritisk CO₂ vil oppføre seg som en væske. Denne væskefasen av CO₂ vil imidlertid ha lavere tetthet enn vann, og CO₂ vil derfor typisk stige til toppen av reservoaret.

I tømte (≈ 95 %) gassreservoarer vil en kunne injisere CO₂ i en slik mengde at dette fører til en trykkøkning til i prinsippet samme trykk som det naturgassen i utgangspunktet utøvde. Ferdigproduserte oljereservoarer inneholder fortsatt en del olje som det ikke er teknisk/økonomisk grunnlag for å utvinne. I slike reservoarer er tilgjengelig porevolum derfor begrenset i forhold til gassreservoarer. Det er derfor naturlig at CO₂-injeksjon i oljereservoarer knyttes til trykkstøtte for å øke oljeproduksjonen. Det finnes en rekke eksempler fra USA på at CO₂ (fra naturlige kilder og ikke fra kraftverk) benyttes til trykkstøtte i oljereservoarer.

Når det gjelder CO₂-lagring i produserende oljereservoarer for å øke oljeproduksjonen, så kan en stille spørsmål om en egentlig reduserer CO₂-utslippet til atmosfæren. Den økte mengden olje som produseres på grunn av CO₂-injeksjonen vil før eller senere bli forbrent og forårsake utslipp av CO₂. Injeksjonen av CO₂ kan sies å være med på å øke utvinnbare oljereservoarer, og i et lengre tidsperspektiv være med på å øke oljeproduksjonen og påfølgende utslipp av CO₂.

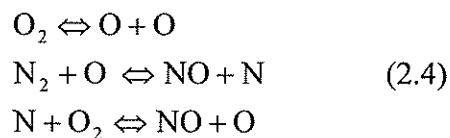
Konklusjon

Lagring (deponering) av CO₂ er ikke til hinder for å fjerne CO₂ fra menneskets aktiviteter som alternativ til utslipp i atmosfæren. Akviferer ser ut som kanskje den mest lovende storskala lagringsmåten. Det gjenstår en del arbeid for å kartlegge akviferer rundt omkring i verden, samt å finne ut mer om egenskaper til akviferer hvor CO₂ injiseres. Akviferer og til dels også olje-/gassreservoarer representerer såpass gode lagringsmuligheter at lagring i havet er en mindre aktuell metode.

2.3 NO_x

Deler av innholdet i dette delkapitlet er hentet fra Palm, 1999.

Nitrogenoksider, NO_x, er en fellesbetegnelse for gassene nitrogenoksid (NO) og nitrogendioksid (NO₂) som begge blir dannet i forbrenningsprosesser. Utslippsmengden er styrt av brennstoffmengde, brennstofftype og forbrenningsforhold. NO_x kan dannes ved forbrenning av naturgass i luft. Dannelsen skjer ved høye temperaturer, over 1500 °C, og vil øke med stigende temperaturer. Reaksjonene som skjer er:



To ulike metoder blir benyttet for å redusere NO_x-dannelse i et gasskraftverk. Den ene er damp eller vanninjeksjon som gjør at temperaturen i brennkammeret synker. Den andre er å ha flere dyser i brennkammeret, typisk 70 i lav-NO_x brennkammer mot 30 i vanlig brennkammer. Dette resulterer i en bedre flammekontroll og temperaturen i brennkammeret kan dermed bli styrt.

I denne oppgaven vil det ikke bli sett på NO_x-problematikken.

2.4 Naturgass

Hovedinnholdet i dette delkapitlet er hentet fra Store norske leksikon, 1997.

Naturgass er en fargeløs, brennbar gass som kan finnes i porøse bergarter i jordskorpen, oftest sammen med råolje. Naturgass er et resultat av biologisk nedbryting av organisk materiale. Vanligvis ligger gassen i et sjikt over oljen, men ved høyere trykk kan den være helt eller delvis løst i oljen. Det finnes også en rekke petroleumsfelter hvor reservoarene fører svært lite olje i forhold til gassen, såkalte gassfelt. Naturgass er alltid et biprodukt ved oljeproduksjon og er hovedproduktet fra gassfeltene.

Naturgass er en blanding av lavmolekylære hydrokarboner, som i tillegg kan inneholde vekslende mengder av andre gasser, som nitrogen, karbondioksid og hydrogensulfid. Naturgassen vil normalt være mettet med vanddamp når den produseres fra brønnen. Metan utgjør vanligvis ca. 85 % av gassen og etan utgjør 5-10 %. Resten er propan, normal- og isobutan, pentaner og tyngre komponenter. Pentan og tyngre komponenter er væsker ved romtemperatur, men de har så pass høyt damptrykk at de kan finnes som komponenter i en gassblanding. Tabell 2.1 viser en naturgassammensetning.

Tabell 2.1 Naturgassammensetning (Statpipe) med brennverdi (MJ/Sm³) og mengde CO₂ ved forbrenning (Kilde: Bolland, 2002).

Komponent	mol- %
Nitrogen	0,36
Vann	0,00
Karbondioksid	1,86
Metan	81,20
Etan	8,97
Propan	4,26
Sum butaner	2,35
Sum pentaner +J10	1,0
Totalt	100,0
Nedre brennverdi	40,8
Gram CO ₂ /Sm ³	2,39

2.5 Prosesssimuleringsprogrammet Hysys

Informasjonen i dette delkapitlet er hentet fra Hyprotech Ltd.

Hysys er en programvare som er utviklet av Hyprotech Ltd. for simulering av enkle og komplekse statiske og/eller dynamiske modeller innenfor prosessindustrien. Hysys kommer i flere ulike programvarepakker. Pakkene er beregnet til ulike områder, men noen inkluderer også områder tatt med i andre pakker.

Hysys.Plant er en av disse programvarepakkene og er en fullstendig integrert simulator for statiske og dynamiske simuleringer innenfor prosessområdet. Programvarepakken kan blant annet brukes til å evaluere design av en prosess i henhold til økonomisk lønnsomhet, opererbarhet og sikkerhet. Hovedbruksområdene til Hysys.Plant er å lage klare og presise grafiske prosessflytskjema og å beregne masse- og energibalanser.

Selve simulatoren bygger på ulike beregningsmodeller. Hvilken som skal brukes velges fritt. Noen modeller er blant annet Peng Robinson, SRK og Wilson. Ved endring av

simuleringsvariable, som for eksempel trykk eller temperatur i en strøm, vil Hysys.Plant automatisk beregne alle mulige nye variable. Beregningene skjer altså fortløpende i "live"-modus, men kan også stoppes for så å settes i gang etter ønske. I tillegg til simulatoren, inneholder Hysys.Plant et stort bibliotek med fysikalske data for en mengde stoffer.

Til alle Hysys-simuleringene i denne hovedoppgaven vil Hysys.PlantNetVers v.3.1 bli brukt. Til simuleringen av det forenklete, tradisjonelle gasskraftverket vil beregningsmodellen Peng Robinson bli benyttet. I Hysim User's Guide blir Peng Robinson anbefalt for alle prosesser med hydrokarboner. Ligningene for beregningsmodellen ligger i vedlegg 2 som er hentet fra Hysim User's Guide. Til simuleringene av CO₂-fjerningsprosessen vil en aminpakke bli benyttet som beregningsmodell. Aminpakken inneholder data til å beregne absorpsjons- og desorpsjonsprosesser der det blir benyttet vannholdige aminløsninger. Ligningene for denne beregningsmodellen ligger i vedlegg 3 som er hentet fra Aspen Hysys, documentation, version 3.1.

I rapporten er det kun sett på statiske beregninger, der prosessen står i likevekt i alle trinn. Det er ikke sett på dynamikken ved opp- og nedkjøring av prosessen.

2.6 Problembeskrivelse

Det er aktuelt med bygging av gasskraftverk i Norge. Gasskraftverk produserer CO₂ og det er ønskelig å unngå å slippe ut mer CO₂ til atmosfæren. Det eksisterer en rekke teknologier for å håndtere CO₂-problemet i forbindelse med gasskraftverk, og disse teknologiene varierer betydelig i modenhet, energieffektivitet og investeringskostnader. Uansett teknologivalg er en høy grad av integrasjon mellom gasskraftverket og CO₂-fjerningsanlegget påkrevd for å oppnå en høy totaleffektivitet.

Det foreligger lite data på beregnet energiforbruk for CO₂-fjerning ved absorpsjon fra gasskraftverk. Det er ikke funnet data for energiforbruk avhengig av for eksempel temperaturnivå på varmetilførsel, rensegrad, høyde på tårn eller andre faktorer.

Når Høgskolen i Telemark nå har tilgang til Hysys med aminpakke, burde det være mulig å beregne energiforbruk og evaluere usikkerheten ved beregningen av energibehovet i en CO₂-fjerningsprosess ved absorpsjon. CO₂-fjerning basert på absorpsjon ble valgt fordi dette er den prosessen som er nærmest å være etablert for CO₂-fjerning.

3 GASSKRAFTVERK UTEN CO₂-HÅNDTERING

Begrepet "gasskraft" er i utgangspunktet nokså generelt og dekker elektrisk kraftproduksjon basert på naturgass. Det finnes forskjellige teknologier for dette. I Norge er begrepet gasskraft mest forbundet med den såkalte kombinerte gassturbin- og dampturbinprosessen. I dette kapitlet vil et tradisjonelt gasskraftverk med kombinert gass- og dampturbinprosess bli beskrevet, og det vil bli utført manuelle beregninger ut fra data hentet fra en Hysys-simulering av et forenklet, tradisjonelt gasskraftverk.

3.1 Hvorfor gasskraft?

Hovedinnholdet i dette delkapitlet er hentet fra Naturkraft.

Norge har i dag et underskudd på kraftbalansen på 7 TWh i et normalår og er avhengig av å importere kraft fra andre nordiske og nord europeiske land. Denne kraften produseres i kullkraftverk, atomkraftverk og gasskraftverk som i stor grad er basert på leveranser av norsk gass. I de fleste tilfeller er kullkraft marginalproduksjonen i dette markedet. Det vil si at en stor del av den kraften Norge må importere kommer fra denne type kraftverk. Gassproduksjonen i Norge vil derfor erstatte slik produksjon og vil totalt sett bidra til lavere utslipp av CO₂ og NO_x til luft.

Norge besitter store gassressurser på norsk sokkel. I dag blir 98 % av denne gassen eksportert til kontinentet. Der blir den benyttet til kraftproduksjon til erstatning for kullbasert kraftproduksjon og til oppvarming. På denne måten benytter andre land norsk gass til å redusere utslippene av forurensing til atmosfæren.

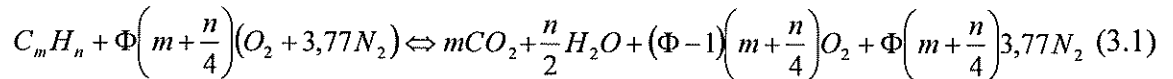
Ved å benytte noe av denne gassen til kraftproduksjon i Norge vil man redusere behovet for import, sikre krafttilgang til øvrig industriutvikling, foredle norske naturressurser og gi økt verdiskaping og kompetansebygging.

3.2 Prosessbeskrivelse av et tradisjonelt gasskraftverk

Hovedinnholdet i dette delkapitlet er hentet fra Bolland, 2000.

En gassturbin består av en luftkompressor, et brennkammer og en turbin. Luft fra omgivelsene blir komprimert i kompressoren til et trykk på normalt 10-30 bar avhengig av type gassturbin. Kompressoren sitter på samme aksling som turbinen. Deretter benyttes den komprimerte luften som forbrenningsluft i brennkammeret hvor et brensel tilføres. Dette brenselet er typisk naturgass, men kan også være andre typer brennbare gasser eller

lette oljer. Den komprimerte luften reagerer med naturgassen etter følgende reaksjon (Bolland, 2000):



Her betegner Φ luftoverskuddet i brennkammeret. Ved forbrenning av naturgass er det ønskelig at denne ligger på 2,5-3. Årsaken til at man benytter et luftoverskudd er at det er begrensninger på hvor varm eksosgassen kan være når den kommer inn på gassturbinen. Temperaturen ut av brennkammeret kan være opptil ca. 1500 °C. Maksimaltemperaturen etter brennkammeret ønskes så høy som mulig, men begrenses av materialet og kjølesystemet i turbinen. Jo høyere luftoverskuddet er, desto lavere vil konsentrasjonen av CO₂ i eksosgassen være. Som Lign. (3.1) viser, vil en forbrenning av et hydrokarbon i luft resultere i at eksosen består av store mengder nitrogen og vanndamp, i tillegg til CO₂ og oksygen. Det kan også forekomme ureagerte hydrokarboner som for eksempel metan. I tillegg vil høy temperatur i brennkammeret resultere i at noe NO_x dannes. Den eksakte sammensetningen vil variere med type brenngass, turbin og brennkammer, samt forbrenningstemperatur og trykk. Tabell 3.1 viser sammensetningen til en eksosgass fra et kombinert gasskraftverk.

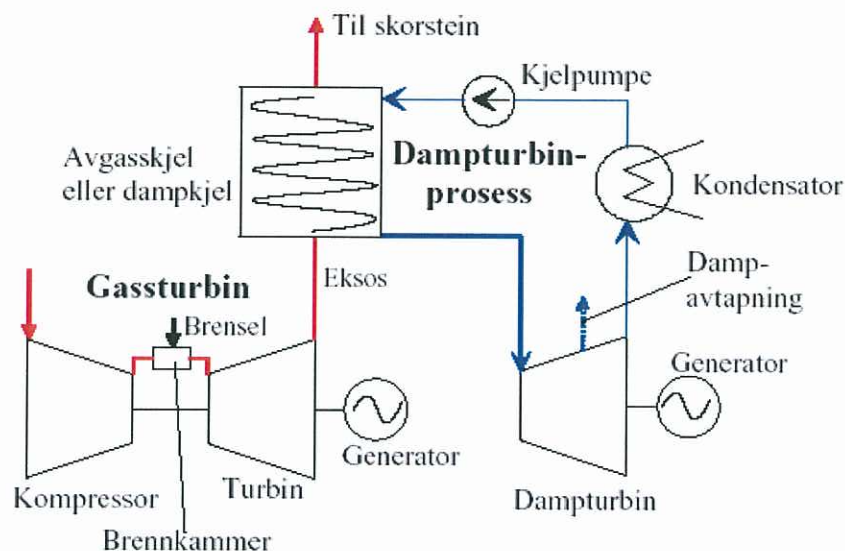
Tabell 3.1 Eksosgass fra et kombinert gasskraftverk (Kilde: Bolland, 2000)

Komponent	volum- %
Nitrogen	74,94
Argon	0,90
Oksygen	12,91
Karbondioksid	3,84
Vann	7,4
Nitrogenoksid	0,00234

Etter at forbrenningen har funnet sted, blir den varme eksosen ledet inn på turbinen hvor den ekspanderer ned til atmosfæretrykk. Ved kompresjon må arbeid tilføres, mens ved ekspansjonen i turbinen avgis arbeid. Turbinen avgir mer arbeid enn kompressoren trenger (typisk 2:1), slik at netto arbeid kan avgis via akslingen til en generator som produserer elektrisitet.

Gassturbinprosessen er kontinuerlig og representerer som allerede nevnt en kompresjon, en forbrenning og en ekspansjon. Virkningsgraden, det vil si det arbeidet kraftverket leverer relatert til brennverdi tilført i brenselet, ligger på rundt 35-40 % for store kraftverksturbiner (150-300 MW).

Etter at eksosgassen kommer ut av turbinen har den fortsatt høy temperatur, typisk i området 450-650 °C (avhengig av type gassturbin). Denne varmen er det viktig å utnytte. Dette resulterer i et kombinert kraftverk hvor varmen blir benyttet til å produsere damp ved 30-120 bar og 450-560 °C ved at eksosen blir ledet inn i en dampkjel, HRSG - Heat Recovery Steam Generator. Temperaturen på eksosgassen blir dermed redusert til ca. 80-200 °C. Dampen blir så ekspandert gjennom en dampturbin som, på samme måte som gassturbinen, produserer elektrisitet. Dampen går i en lukket syklus i dampturbinprosessen, og det er derfor ikke nødvendig å forholde seg til atmosfæretrykk. Derfor kan en utnytte mest mulig entalpi over dampturbinen ved å la dampen ut av turbinen være på et trykk under atmosfæretrykket (typisk 0,03-0,07 bar).



Figur 3.1 Kombinert kraftverk (Kilde: Bolland, 2000).

I kondensatoren brukes kjølevann til å kondensere dampen til væskeform. Lavt kondenseringstrykk og dermed lav kondenseringstemperatur tilsier god virkningsgrad i en dampturbinprosess. Kjelpumpen løfter så på nytt trykket, slik at når vannet går inn i kjelen så produseres damp på høyt trykk.

I dampturbinprosessen omdannes ca. 30-40 % av varmen i eksosen til arbeid. Det betyr at dampturbinprosessen kan bidra med ca. 20 % økning av anleggets totale virkningsgrad. Et kombinert anlegg kan ha en virkningsgrad i området 45-60 % avhengig av anleggets størrelse og hvor mye investeringer som er gjort for å oppnå høy virkningsgrad.

Eksosgassen som kommer fra et tradisjonelt gasskraftverk vil ha en temperatur på rundt 90 °C. Denne temperaturen er nødvendig for å få et løft på gassen etter at den har kommet ut av skorsteinen. Ved lavere temperatur risikerer man at eksosen vil legge seg langs med bakken og skape lokal forurensing i området rundt gasskraftverket.

3.3 Idealisert gasskraftprosess

For å få simulert et tradisjonelt gasskraftverk i Hysys og for at sammenligningene av simuleringene av gasskraftverket med og uten CO₂-fjerning skal bli enklere, er det foretatt noen forenklinger i forhold til reelle gasskraftprosesser.

Mengden av metan i naturgassen vil variere mellom 80-96 % avhengig av hvilket oljefelt den kommer fra. I Hysys-simuleringen er naturgassen forenklet til å kun inneholde metan, selv om den i praksis også vil inneholde andre komponenter. For å få til en forbrenning av naturgassen i Hysys er det benyttet en reaktor med 100 % forbrenning. I virkeligheten vil det foregå en tilnærmet fullstendig forbrenning der små mengder kullos og uforbrente hydrokarboner vil finnes i avgassen.

Ved simuleringen i Hysys er det valgt å ikke legge inn trykkfall gjennom prosessutstyr som varmevekslere og i brennkammeret. Hele gasskraftprosessen i Hysys-simuleringen blir regnet som adiabatisk. Det vil si at alt varmetap til omgivelsene blir neglisjert. I virkeligheten vil en del av varmen gå tapt til omgivelsene.

I Hysys-simuleringen er det bare benyttet én enkel motstrøms varmeveksler. Dette er en forenkling, da det i virkeligheten vil være flere små varmevekslere istedenfor én stor. En annen forenkling i Hysys-simuleringen er at det er valgt å la én dampturbin kjøre damptrykket fra et maksimaltrykk på 120 bar til et undertrykk på 0,07 bar. I virkeligheten vil det trolig være flere dampturbiner på samme aksling.

3.4 Beregninger av et forenklet, tradisjonelt gasskraftverk

I dette delkapitlet vil det bli utført manuelle beregninger ut fra data hentet fra en Hysys-simulering av et forenklet, tradisjonelt gasskraftverk.

3.4.1 Forutsetninger for beregningene

Naturgass til brennkammer:	$T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ og $p = 30 \text{ bar}$
Luft inn til kompressor:	inneholder 79 % nitrogen og 21 % oksygen $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ og $p = 1 \text{ atm}$
Kompressor:	isentropisk virkningsgrad: 70 %
Luft til brennkammer:	$p = 30 \text{ bar}$
Brennkammer:	$T = 1500 \text{ }^\circ\text{C}$
Gassturbin:	isentropisk virkningsgrad: 90 %
Avgass ut av gassturbin:	$p = 1 \text{ atm}$
Avgass til skorstein:	$T = 100 \text{ }^\circ\text{C}$
Damp til dampturbin:	$T = 560 \text{ }^\circ\text{C}$ og $p = 120 \text{ bar}$
Dampturbin:	isentropisk virkningsgrad: 90 %
Damp etter dampturbin:	$p = 0,07 \text{ bar}$
Pumpe:	isentropisk virkningsgrad: 75 %

I prosessbeskrivelsen av et tradisjonelt gasskraftverk i kapittel 3.2 ble det gitt spesifikasjoner for trykk og temperatur på 30-120 bar og 450-560 °C for dampen til dampturbinen. I Hysys-simuleringen er det benyttet maksimalverdier av disse spesifikasjonene. Det ble også forsøkt å sette temperaturen høyere enn 560 °C, men da ble ΔT_{\min} altfor lav.

De isentropiske virkningsgradene for kompressoren og turbinene er tilpasset for å gi en total virkningsgrad for det forenklete, tradisjonelle gasskraftverket på ca. 58 %.

3.4.2 Beregninger

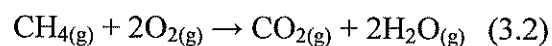
Utgangspunktet for beregningene er et forenklet, tradisjonelt gasskraftverk (1 linje) som skal levere 500 MW og ha en virkningsgrad på 58 %. For å kunne utføre en Hysys-simulering så må antall mol CH₄ i naturgassen inn til brennkammeret være kjent.

Finner antall mol CH₄ det er i naturgassen inn til brennkammeret:

Beregner energi inn til prosessen på grunnlag av virkningsgraden:

$$\frac{500 \text{ MW}}{x} = \frac{58 \%}{100 \%} \Rightarrow x = \underline{862,07 \text{ MW}}$$

Finner forbrenningsvarmen ut ifra Lign. (3.2):



$$\begin{aligned} \Delta H_{\text{rx}}^0 &= \sum \Delta H_{\text{f(produkter)}}^0 - \sum \Delta H_{\text{f(reaktanter)}}^0 \\ &= [(-393,5 + 2*(-241,83)) - (-74,85 + 2*0)] \text{ kJ/mol} \\ &= \underline{-802,31 \text{ kJ/mol}} \end{aligned}$$

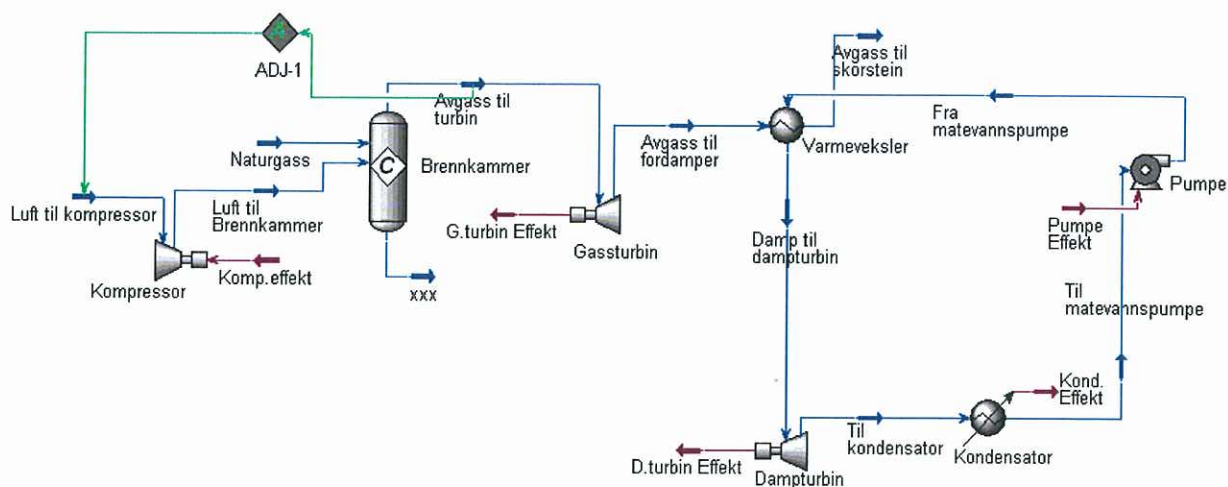
ΔH_{f}^0 - verdier er hentet fra Felder & Rosseau, tabell B1.

ΔH_{f}^0 er oppgitt ved 25 °C og 1 atm.

Antall mol CH₄ i naturgassen inn til brennkammeret:

$$\frac{862\,069 \text{ kJ/s}}{802,31 \text{ kJ/mol}} = 1074,48 \text{ mol/s} = \underline{3868,13 \text{ kmol/h}}$$

Ved hjelp av forutsetningene i delkapittel 3.4.1 og ved en beregnet verdi for antall mol CH₄ i naturgassen inn til brennkammeret, så kan Hysys-simuleringen av et forenklet, tradisjonelt gasskraftverk bli utført (se Figur 3.2). Arbeidsboken for simuleringen av det forenklete, tradisjonelle gasskraftverket finnes i vedlegg 4.



Figur 3.2 Hysys-simulering av et forenklet, tradisjonelt gasskraftverk.

Temperaturen ut av brennkammeret kan være opptil 1500 °C. For å holde temperaturen under 1500 °C så blir Adjust-operasjonen i Hysys benyttet. Adjust-operasjonen varierer lufttilførselen i strømmen "Luft til kompressor" helt til temperaturen i strømmen "Avgass til turbin" er lik 1500 °C.

For å holde temperaturen ut av brennkammeret under 1500 °C, tilføres det vanligvis 2,5-3 ganger så mye luft som strengt tatt er nødvendig for å oppnå støkiometrisk forbrenning. Dette gjelder også for Hysys-simuleringen.

Finner O₂-overskuddet i brennkammeret:

Finner antall mol luft inn til kompressor:

$$n_{\text{luft}} = \underline{9,41 \cdot 10^4 \text{ kmol/h}} \quad [\text{Hysys}]$$

Det må altså tilføres $9,41 \cdot 10^4$ kmol luft/h til forbrenningen, for å holde temperaturen på strømmen "Avgass til turbin" på 1500 °C.

O₂-overskuddet i brennkammeret:

$$\frac{9,41 \cdot 10^4 \text{ kmol/h} \cdot 0,21}{3868,13 \text{ kmol/h} \cdot 2} = \underline{2,55}$$

Det er 2,55 ganger mer O₂ inn i brennkammeret enn hva støkiometriske forhold tilsier.

Beregner gasskraftverkets totale virkningsgrad:

Verdier fra Hysys-simulering:

$$P_{\text{gassturbin}} = 3,075 \cdot 10^9 \text{ kJ/h} = \underline{854,17 \text{ MW}}$$

$$P_{\text{dampturbin}} = 6,447 \cdot 10^8 \text{ kJ/h} = \underline{179,08 \text{ MW}}$$

$$P_{\text{kompressor}} = 1,882 \cdot 10^9 \text{ kJ/h} = \underline{522,78 \text{ MW}}$$

$$P_{\text{pumpe}} = 8,101 \cdot 10^6 \text{ kJ/h} = \underline{2,25 \text{ MW}}$$

$$\begin{aligned} P_{\text{total}} &= P_{\text{gassturbin}} + P_{\text{dampturbin}} - P_{\text{kompressor}} - P_{\text{pumpe}} \\ &= (854,17 + 179,08 - 522,78 - 2,25) \text{ MW} \\ &= \underline{508,22 \text{ MW}} \end{aligned}$$

$$\eta = \frac{P_{\text{total}}}{\text{Tilført energi fra } CH_4} = \frac{508,22 \text{ MW}}{862,07 \text{ MW}} * 100 \% = \underline{\underline{58,95 \%}}$$

Beregningene viser at Hysys-simuleringen av et forenklet, tradisjonelt gasskraftverk gir en virkningsgrad på 58,95 %.

3.5 Diskusjon av Hysys-beregningen i kapittel 3

Beregningen av et forenklet, tradisjonelt gasskraftverk som ble utført i Hysys, ga en virkningsgrad på 58,95 %. Dette stemmer godt overens med målet om en virkningsgrad på 58 %. Det kan være flere grunner til at Hysys ga en litt høyere virkningsgrad for gasskraftverket enn det som var målet. En av grunnene kan være at i forutsetningene for beregningen, så ble maksimalverdier benyttet fordi det ble antatt at de ville bidra til den høyeste virkningsgraden på gasskraftverket. Dette gjelder for eksempel ved de isentropiske virkningsgradene på kompressoren og turbinene.

En annen grunn kan være at det ble gjort en del forenklinger for å få simulert gasskraftverket i Hysys, og for at sammenligningene av simuleringene av gasskraftverket med og uten CO₂-fjerning skulle bli enklere. I Hysys-simuleringen ble naturgassen forenklet til kun å inneholde metan. Denne forenklingen vil gi en lavere effektivitet i gassturbinen enn i virkeligheten. Det er fordi metan har en lavere brennverdi enn andre tyngre hydrokarboner som for eksempel etan og propan. En annen forenkling som ble

utført i Hysys var at det ble benyttet en reaktor med 100 % forbrenning, mens det i virkeligheten vil være ca. 98 % forbrenning. Denne forenklingen vil gi en høyere effektivitet enn i virkeligheten. Andre forenklinger som også kan ha bidratt til en høyere virkningsgrad for gasskraftverket i Hysys enn i virkeligheten, er forenklingene om ingen trykktap i varmevekslerne og brennkammeret og forenklingen om ingen varmetap til omgivelsene.

4 CO₂-HÅNDTERING

Hovedinnholdet i dette kapitlet er hentet fra Bolland, 2002, Olje- og energidepartementet, 2002 og Kohl, 1985.

En helt grunnleggende forutsetning for å fjerne CO₂ fra gasskraftverk, er at det er ønskelig å lagre CO₂ på et egnet sted for å "gjemme" den unna atmosfæren. Det er i prinsippet ingenting i veien for å ta eksosen, slik den kommer fra forbrenningen, og lagre den i stedet for å skille ut CO₂ med påfølgende lagring. Grunnen til at CO₂ blir skilt fra eksosen, er at eksosen utgjør et betydelig større volum enn CO₂-andelen (7-30 ganger avhengig av CO₂-konsentrasjonen). Dette har konsekvenser både for krav av lagringskapasitet og energiforbruk til kompresjon av eksosen for å kunne lagre den i et underjordisk lager. Hvis eksosen skulle lagres uten noen form for behandling, ville en forventet virkningsgrad for gasskraftverket i beste fall bli rundt 10-20 %. Det vil si at produksjonen i et gasskraftverk i hovedsak ville gå til kompresjon av eksosen. Dette alternativet behandles derfor ikke videre.

Det finnes flere ulike metoder for å fjerne CO₂ fra gasskraftverksprosesser. Noen av disse metodene er vel utprøvd, mens andre er på forskningsstadiet. Det varierer også hvor mye CO₂ som slippes ut fra de ulike metodene. Enkelte metoder fjerner også NO_x, mens andre reduserer NO_x-utslippet i forhold til et standard gasskraftverk.

I dette kapitlet vil de tre mest utviklede metodene for CO₂-fjerning fra gasskraftverk bli beskrevet.

4.1 Aktuelle konsepter

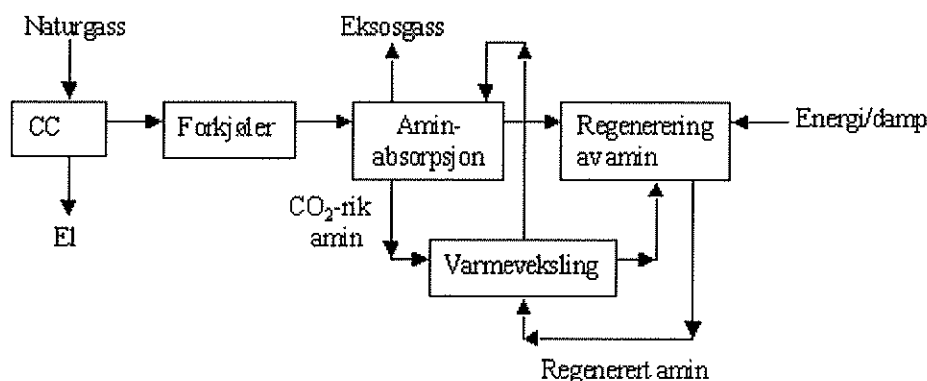
De tre mest aktuelle konseptene for å fjerne CO₂ fra gasskraftverksprosesser er:

- absorpsjon av CO₂ fra eksosgassen
- innfangning av karbon i naturgassen før forbrenning
- støkiometrisk forbrenning av naturgassen med rent oksygen

Felles for disse konseptene er at de er relativt modne i utvikling, men at det kan gjenstå noe utvikling og testing før det kan bygges et demonstrasjonsanlegg/forsøksanlegg.

For å ha et felles sammenligningsgrunnlag for disse tre teknologiene for CO₂-håndtering, er det definert et referansekraftverk. Referansekraftverket er et tradisjonelt gasskraftverk med kombinert gassturbin-/dampturbinprosess uten CO₂-håndtering, med en antatt elektrisk virkningsgrad på 58 %.

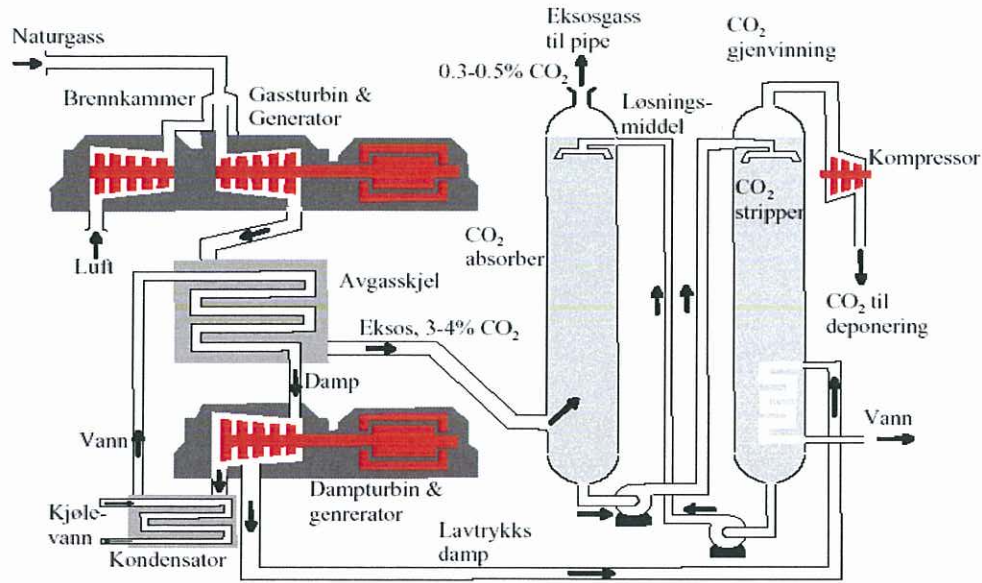
4.1.1 Eksosgassrensing basert på absorpsjon



Figur 4.1 Forenklet prosess-skjema for absorpsjonsprosess (Kilde: Bolland, 2002).

I eksosgassrensing basert på absorpsjon fjernes karbonet i brensløst etter at forbrenningen har funnet sted (se prosess-skjema i Figur 4.1). Tanken bak denne teknologien er at naturgassen forbrennes som i et kombinert gasskraftverk (CC). Eksosgassen går gjennom en avgasskjel der den blir benyttet til å produsere damp. Videre blir CO₂ fjernet fra eksosgassen etter at denne kommer ut av avgasskjelen. Metoden kalles også for "Post-combustion".

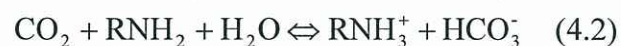
Absorpsjon er den mest lovende teknologien for å fjerne CO₂ fra eksosgass. Absorpsjon i denne sammenheng betyr at CO₂ i eksosgassen "fanges" i en væske - løsningsmiddel. En forutsetning er at løsningsmiddelet "foretrekker" CO₂-molekyler i stedet for molekyler av andre gasser. For å frigjøre CO₂ fra løsningsmiddelet, må prosessen være laget slik at løsningsmiddelet gjennomløper en syklus hvor løsningsevnen for CO₂ varierer mellom lav og høy verdi. For tilfeller hvor gassblandingen foreligger ved atmosfæretrykk, så kan temperatursving benyttes. Dette er illustrert i Figur 4.2 hvor CO₂ fjernes fra eksosen fra et naturgassfyrt gassturbin/dampturbinanlegg ved absorpsjon ved lav temperatur og frigjøres ved desorpsjon ved høy temperatur.



Figur 4.2 Naturgassfyrte kombinert gassturbin/dampsturbinanlegg med fjerning av CO₂ fra eksosgassen basert på kjemisk absorpsjon (Kilde: Bolland, 2000).

Eksosgassen som inneholder 3-4 volum- % CO₂, må kjøles ned til normal driftstemperatur for aminvask som ligger på rundt 40-55 °C. Dette kan foregå ved direkte kjøling i pakket tårn slik at kjølingen skjer ved fordampning av vannet. Høyere driftstemperatur enn 55 °C forekommer også, men er i utgangspunktet ikke ønskelig.

I absorpsjonstårnet overføres CO₂ i gassen til væskefasen (aminløsningen) ved kjemisk absorpsjon. Reaksjonene som hovedsakelig skjer ved absorpsjon av CO₂ i vandig aminløsning, er for et primært amin som for eksempel monoetanolamin (Bolland, 2002):



De to første reaksjonsligningene, Lign. (4.1) og Lign. (4.2), beskriver dannelse av karbamat-ion og bikarbonat, det vil si absorpsjon av CO₂. Lign. (4.1) er en direkte og relativt rask reaksjon og kan bare skje mellom CO₂ og et primært eller sekundært amin. Lign. (4.2) er en sen reaksjon, fordi før CO₂ kan reagere med aminet, så må CO₂ først reagere med vann for å danne kullsyre som senere reagerer med aminet. Den siste ligningen, Lign. (4.3), beskriver en spalting av karbamat-ionet. For primære aminer og lave CO₂-trykk, er dannelse av karbamat-ionet dominerende. Denne ligningen sier at det kreves to mol amin per mol CO₂ som skal absorberes.

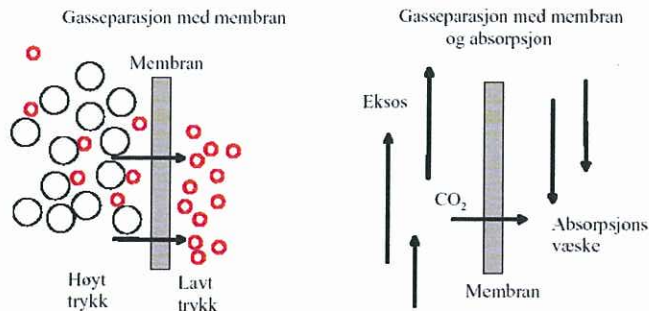
Det finnes flere forskjellige løsningsmidler som er aktuelle. Det mest kjente og anvendte løsningsmiddelet for atmosfæriske gassblandinger er MEA - monoetanolamin. For høytrykks-anvendelser benyttes ofte MDEA - metyldietanolamin. Begge disse løsningsmidlene lager en svak kjemisk binding med CO₂.

I absorpsjonskolonnen benyttes det et pakningsmateriale som gir stor kontaktflate mellom gass og væske. Tårnet vil bli høyt og selv med effektive pakningstyper vil det komme opp i en høyde på 20-30 m. Etter vaskeprosessen inneholder avgassen noe amindamp som må fjernes før utslipp til atmosfæren. Dette gjøres i et etterfølgende vasketrinn med vann.

I neste trinn fjernes CO₂ fra aminløsningen ved at løsningen varmes opp til 120-125 °C i et regenereringsanlegg. Denne temperaturen blir oppnådd ved at det tilføres varme i form av damp i desorpsjonskolonnen. Ved denne temperaturen reverseres Lign. (4.1), og CO₂ blir frigjort fra aminet. CO₂ blir tatt ut i toppen av desorpsjonskolonnen og er klar til komprimering. Aminet blir tatt ut i bunnen av desorpsjonskolonnen, varmevekslet med strømmen inn på desorpsjonskolonnen og ledet inn i absorpsjonskolonnen. På samme måte som for absorpsjonstårnet er desorpsjonskolonnen fylt med pakning for å skape stor overflate for masseoverføring fra væske til damp. Også dette tårnet blir høyt og kommer opp i høyder på rundt 20 m. Desorpsjonsprosessen har et betydelig varmebehov, og det er dette som er hovedårsaken til den reduserte virkningsgraden som et kraftanlegg med denne gjenvinningsteknologien gir.

Energibehovet for å skille ut CO₂ ligger på 1,1-1,2 kWh/kg CO₂, hvor 10 % er mekanisk arbeid (vifter og pumper), og 90 % er varme ved ca. 130 °C.

Membraner benyttes ofte til separasjon/oppkonsentrering av gassblandinger. Membranen som benyttes har større permeabilitet for enkelte molekyler enn andre. Med en trykkdifferanse over membranen vil da en type molekyler oppkonsentreres på lavtrykkssiden. For separasjon av CO₂ fra atmosfærisk gass så regnes membraner som uaktuelle på grunn av det store utstyrsomfanget (antall m³). En annen type membranprosess er vist til høyre i Figur 4.3. Denne membranprosessen benytter en absorpsjonsvæske (løsningsmiddel) til å lage en drivende kraft for CO₂ gjennom membranen. Membranen vil hindre kontakt mellom løsningsmiddelet og stoffer i eksosen som løsningsmiddelet ikke tåler. Dette er en teknologi som kan benyttes direkte i absorberer i prosessen vist i Figur 4.2.



Figur 4.3 Prinsipper for gasseparasjon med membran (venstre) og gasseparasjon med kombinasjon av membran og absorpsjonsvæske (Kilde: Bolland, 2000).

Virkningsgrad

Virkningsgraden for et gasskraftverk med CO₂-fjerning etter forbrenning er beregnet til 47-51 %. Det vil si en reduksjon på 7-11 % i forhold til et referanseanlegg med en elektrisk virkningsgrad på 58 %. Tap i virkningsgrad vil avhenge av valg av aminer og design av anlegg. Virkningsgraden kan økes ved å kjøre prosessen nærmere likevekt i absorpsjons- og desorpsjonskolonnen. Dette vil redusere væskemengden som resirkuleres og dermed også oppvarmingsbehovet. Oppvarmingsbehovet kan også reduseres ved å øke kapasiteten på varmeveksleren mellom de to kolonnene, slik at temperaturen på den CO₂-rike løsningen til desorpsjonskolonnen økes. Det er også viktig å ha varmeintegrasjon med resten av kraftanlegget for å spare energi.

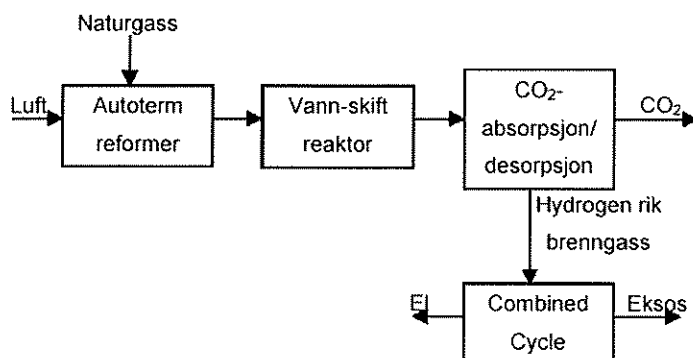
Miljø

Det antas at CO₂-utslippet reduseres med 85 % i forhold til referanseanlegget. Det kan samtidig ventes en viss reduksjon i utslipp av NO_x, men denne er vanskelig å kvantifisere. Man må også forvente at en del amin vil bli sluppet ut i luften sammen med eksosgassen, samt at noe amin vil følge CO₂. Noe amin vil bli brutt ned i desorpsjonsprosessen, og dette må håndteres som spesialavfall.

Teknologiens modenhet

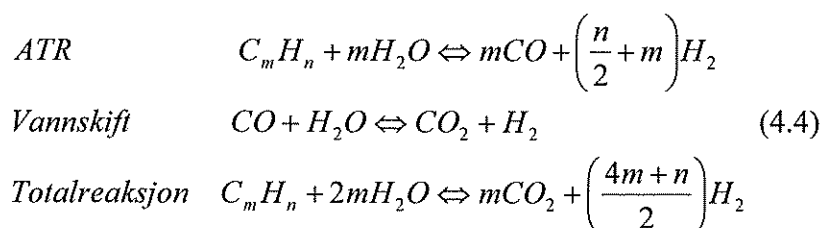
Absorpsjon/desorpsjon med aminer er kjent teknologi. Det er bygd et gasskraftverk med renseanlegg av denne typen i Texas i 1980. Selv om denne teknologien har størst fokus på internasjonalt plan når det gjelder forskning og utvikling, har den ikke utviklet seg vesentlig de siste ti årene. Det arbeides med å finne membraner som gjør absorpsjon/desorpsjon mer effektiv, samt med å finne bedre aminløsninger.

4.1.2 Innfanging av karbon fra naturgass før forbrenning



Figur 4.4 Prosess-skjema for innfanging av karbon fra naturgass før forbrenning (Kilde: Bolland, 2002).

I denne teknologien fjernes karbonet i naturgassen før forbrenningen i gassturbinen finner sted (se Figur 4.4). Dette blir gjort ved å først sende luft og naturgass inn i en autoterm reformer (ATR). I denne skjer en kjemisk omdannelse av naturgassen hvor brennverdien i stor grad overføres til de brennbare gassene karbonmonoksid (CO) og hydrogen (H₂). Gassblandingen kalles ofte for "syngass". I vannskift-reaktoren konverteres så CO sammen med vanndamp (H₂O) til karbondioksid (CO₂) og H₂, slik at det meste av brennverdien i CO overføres til H₂. Etter vannskift-prosessen er den totale brennverdien redusert til ca. 85 % av det opprinnelige i naturgassen som tilføres. Reaksjonsligningene i Lign. (4.4) (Bolland, 2002) beskriver hva som skjer i ATR og vannskift-reaktoren.



Det neste steget før gassturbinen er CO₂-innfanging. Det benyttes en kjemisk absorpsjon med amin. Et aktuelt absorpsjonsmiddel er metyldietanolamin, MDEA. Trykket inn på absorpsjonskolonnen ligger i området 15-40 bar, noe som reduserer gassvolumet vesentlig. Videre reduseres trykket i en desorpsjonskolonne som fører til at aminet "slipper" CO₂. Trykkreduksjonen fører til at ca. 70 % av CO₂ blir frigjort fra aminet. For å få frigjort resten må blandingen kokes opp. Det kreves ca. 1,1 MJ/kg CO₂ for å få blandingen fra 40 °C til kokepunktet på 120 °C. Membraner kan også benyttes for å fange inn CO₂ i denne prosessen, som et alternativ til absorpsjon.

Før gassen går til gassturbinen kan det blandes inn vanndamp for å tilfredsstille krav til brenselet som er gitt av gassturbinen. En typisk sammensetning av brenselet kan være 46 % hydrogen, 40 % nitrogen, 13 % vanndamp og noe karbonmonoksid, metan og karbondioksid. Brennverdien vil ligge i området 8-9 MJ/kg.

For å få en akseptabel virkningsgrad er det nødvendig med tette integrasjoner mellom gasskraftverket og reformingsdelen. Dette skjer gjennom en utveksling av luft og vanndamp. Fra gassturbinens luftkompressor tas 10-12 % av luftstrømmen ut og benyttes i en luftblåst autoterm reformer. Mellomtrykksdamp (15-40 bar) fra kraftverket blandes også inn i reformeren. Høytrykksdamp (>100 bar) produseres ved avkjøling av syntesegassen ut av reformeren, og går til dampturbinprosessen.

Denne teknologien ble foreslått av Norsk Hydro i 1998 under betegnelsen "Hydrokraft".

Virkningsgrad

Virkningsgraden for denne teknologien er beregnet til 44-47 % med dagens beste tilgjengelige gassturbinteknologi. Det vil si en reduksjon på 11-14 % i forhold til referansekraftverket med 58 % elektrisk virkningsgrad.

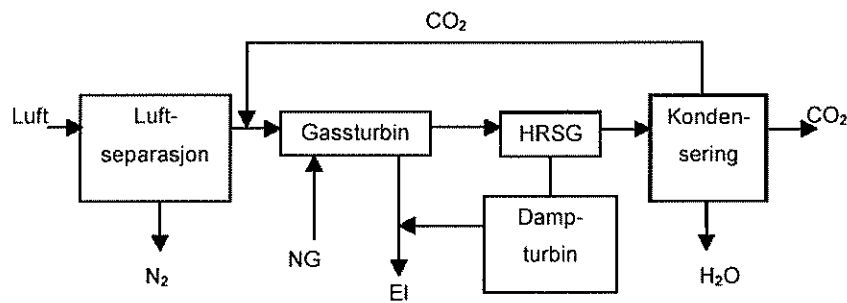
Miljø

Nesten all CO₂ kan i prinsippet fjernes ved denne teknologien, men en rensegrad på omlag 90 % er sannsynlig utfra et energisynspunkt. Prosessen vil sannsynligvis gi NO_x-utslipp på samme eller noe lavere nivå enn konvensjonell gasskraftteknologi.

Teknologiens modenhet

Reformingsdelen og vannskift-reaktoren er velkjent teknologi fra hydrogenproduksjon. Det finnes også gassturbiner som kan brenne den hydrogenrike gassblandingen. Det finnes likevel ingen kraftverk som er bygd på denne teknologien. Den tette integrasjonen mellom reformingsdelen og gasskraftverksdelen gjør at prosessen er teknisk sett komplisert.

4.1.3 Støkiometrisk forbrenning av naturgass (Oxy-fuel)



Figur 4.5 Prosess-skjema for støkiometrisk forbrenning av naturgass (Kilde: Bolland, 2002).

I denne teknologien fjernes nitrogenet fra luften før den sendes til forbrenningen av naturgass i gassturbinen. Det vil si at forbrenningen skjer med rent oksygen (O_2) istedenfor med luft, som er det vanlige. Dette blir i praksis gjort ved å først sende luft inn i et separasjonsanlegg der nitrogen (N_2) blir skilt ut. Oksygenet går derfra til forbrenning med naturgass i gassturbinen. Forbrenningsproduktene (eksosen) består da av vanndamp og CO_2 . Eksosgassen går videre til en HRSG (Heat Recovery Steam Generator) der den blir brukt til å produsere damp. Vanndamp og CO_2 kan enkelt skilles ved en nedkjøling med kjølevann der mesteparten av vanndampen kondenserer mens CO_2 forblir i gassform. Prinsippet for kraftprosessen i Figur 4.5 er en kombinert gassturbin-/dampturbinprosess, hvor gassturbinen i faglitteraturen ofte refereres til som en "oxy-fuel" gassturbin.

Det kreves mye energi (0,25-0,30 kWh/kg O_2) for å separere oksygen fra nitrogen. På grunn av dette er det ønskelig med en støkiometrisk forbrenning, det vil si at det forbrennes med "akkurat nok" oksygen. Ved støkiometrisk forbrenning blir temperaturen i turbinen høyere enn det materialet tåler. For å unngå så høy temperatur resirkulerer man noe CO_2 og eventuelt vanndamp. Resirkuleringen skaper igjen problemer for turbinen da denne må operere med en gassblanding bestående av gasser med svært ulike egenskaper som lydshastighet, tetthet, spesifikk varmekapasitet og isentropeksponent.

Virkningsgrad

Virkningsgraden for et gasskraftverk basert på denne teknologien er beregnet til 43-48 %. Det vil si en reduksjon på 10-15 % i forhold til referanseanlegget med 58 % elektrisk virkningsgrad. Luftseparasjonen og etterfølgende arbeid til komprimering av oksygenet utgjør ca. 12 % av virkningsgraden.

Miljø

Prosessen vil ikke medføre noe utslipp av CO₂ siden alle forbrenningsproduktene går til deponering. Det vil med denne teknologien kun dannes NO_x fra nitrogenet i naturgassen. Denne blir ikke sluppet ut i atmosfæren, men blir tatt hånd om sammen med CO₂.

Teknologiens modenhet

Luftseparasjon basert på kryogen destillasjon er en svært velkjent og utprøvd teknologi. For at teknologien skal kunne realiseres må det utvikles en gassturbin som kan benytte en gassblanding bestående av både oksygen og CO₂. Det er ikke kjent at det forskes på dette.

4.2 Løsningsmidler ved absorpsjon

Deler av innholdet i dette delkapitlet er hentet fra Kohl, 1985, Olje- og energidepartementet, 1998 og Wong, 2002.

I dette delkapitlet vil forskjellige løsningsmidler ved en CO₂-fjerningsprosess basert på absorpsjon bli presentert. Data for løsningsmidlene finnes i Kohl (1985). Modellene som benyttes i aminpakken i Hysys er basert på tilsvarende data.

4.2.1 Kjemisk løsningsmiddel

Ved kjemisk absorpsjon reagerer CO₂ med et kjemisk løsningsmiddel og danner en midlertidig blanding med svake bindinger. Når denne blandingen utsettes for varme, frigjøres CO₂ igjen, og løsningsmiddelet blir regenerert. Kjemiske absorpsjonsprosesser kan benyttes ved lave CO₂-konsentrasjoner, men røykgassen bør være fri for SO₂, O₂, hydrokarboner og partikler.

I Hysys-simuleringene av CO₂-fjerningsprosessen er det lave CO₂-konsentrasjoner og et kjemisk løsningsmiddel kan derfor benyttes.

De fleste av de kjemiske løsningsmidlene er organiske aminer. Aminer er nitrogenholdige organiske baser som har kjemiske egenskaper som minner om ammoniakk. Aminene kan tenkes avledet av ammoniakk, NH₃, ved at ett, to eller alle tre hydrogenatomene byttes ut med alifatiske eller aromatiske hydrokarbonrester. På denne måten får man primære, sekundære og tertiære aminer.

Det mest kjente og anvendte primære aminet for CO₂-fjerning er MEA - monoetanolamin. MEA er mer reaktiv enn sekundære aminer og blir derfor brukt mest når det gjelder CO₂-fjerning. Et annet eksempel på et primært amin er diglykolamin (DGA).

I Hysys-simuleringene av CO₂-fjerningsprosessen er det atmosfæretrykk. Det mest kjente og anvendte løsningsmiddelet for atmosfæriske gassblandinger er MEA. MEA blir derfor benyttet i Hysys-simuleringene av CO₂-fjerningsprosessen.

Sekundære aminer har fordeler i forhold til primære aminer. Reaksjonsvarmen med CO₂ er lavere for sekundære aminer. Dette betyr at sekundære aminer krever mindre varme i regenereringen enn primære aminer. Med tanke på energiforbruket er dette veldig viktig for en CO₂-fjerningsprosess. Eksempler på sekundære aminer er dietanolamin (DEA) og di-isopropylamin (DIPA).

Tertiære aminer reagerer senere med CO₂ enn primære og sekundære aminer, og de krever derfor en høyere sirkulasjonshastighet på væsken for å fjerne CO₂. En stor fordel for tertiære aminer er at det kreves mindre varme for å regenerere aminet enn for primære og sekundære aminer. Eksempler på tertiære aminer er metyldietanolamin (MDEA) og trietanolamin (TEA).

Tertiære aminer viser en lavere tendens til å danne nedbrytingsprodukter enn primære og sekundære aminer, og de er lettere å regenerere. I tillegg så har tertiære aminer lavere korrosjonshastighet sammenlignet med primære og sekundære aminer. Korrosjon har vært et viktig tema når det gjelder aminprosesser. Aminer selv korroderer ikke på karbonstål, men det er den oppløste CO₂ som korroderer. På denne måten så påvirker aminene korrosjonshastigheten indirekte på grunn av absorpsjonen av CO₂.

4.2.1.1 Begrensninger ved aminbaserte prosesser

Den største begrensningen ved CO₂-fjerning fra eksosgass er det lave trykket til eksosgassen. CO₂ absorberes mye lettere av løsningsmidler ved et høyt trykk. Det mest kjente og anvendte løsningsmiddelet for atmosfæriske gassblandinger er MEA. MEA kan absorbere CO₂ ved et lavt trykk fordi MEA har en høy reaksjonsenergi. Dette resulterer videre i et høyt energikrav for å regenerere aminet. Energikostnadene til regenereringen kan reduseres hvis varme ved 120-140 °C er tilgjengelig.

For bruk i forbindelse med gasskraftverk har MEA og flere andre aminer den ulempen at de ikke tåler oksygen noe særlig. Dette fører til en nedbryting av stoffet som gir et avfallsprodukt (slam) som må betraktes som spesialavfall og behandles deretter. Det forskes noe på å finne nye stoffer med bedre egenskaper enn MEA.

Svoveloksider (SO_2 , SO_3) reagerer med MEA og danner varmebestandige, korrosive salter som ikke kan bli gjenvunnet. Den beste måten å lette dette problemet på, er å installere en avsvovlingsenhet av eksosgassen før den går inn i absorbereren. På den norske sokkelen er naturgass hovedsakelig uten svovel.

Eksosgass inneholder noe NO_x , som består av NO og NO_2 . NO oppfører seg som en inert gass og vil ikke påvirke løsningsmiddelet. NO_2 vil derimot danne et varmebestandig salt. Som regel blir noe nedbryting av løsningsmiddelet akseptert for å slippe kostnadene ved å fjerne NO_2 .

Partikler i eksosgassen kan føre til skumming og nedbryting av løsningsmiddelet.

Eksosgass som går inn i absorbereren ved en høy temperatur, kan føre til nedbryting av løsningsmiddelet og gi dårlig absorpsjonseffektivitet. Eksosgassen må derfor avkjøles til vannets duggpunkt, som ligger på ca. 50 °C. Eksosgassen kan avkjøles i avsvovlingsenheten eller i en vannkjøler.

4.2.2 Fysisk løsningsmiddel

Ved fysisk absorpsjon blir CO_2 fysisk absorbert i et løsningsmiddel (for eksempel Selexol). Når denne blandingen utsettes for trykkreduksjon og/eller varme, frigjøres CO_2 igjen, og løsningsmiddelet blir regenerert. Fysisk absorpsjon foregår ved høyt trykk og er mest egnet ved høy konsentrasjon. Fordelen ved denne metoden er at den krever relativt liten energi.

Det blir ikke benyttet fysiske løsningsmidler i Hysys-simuleringene av CO_2 -fjerningsprosessen, fordi det i denne prosessen er atmosfæretrykk og lav konsentrasjon av CO_2 .

4.2.3 Hybrid løsningsmiddel

Et hybrid løsningsmiddel kombinerer de beste egenskapene i kjemiske og fysiske løsningsmidler, og er vanligvis sammensatt av mange komplementære løsningsmidler. Tendensen har vært å utvikle spesialtilpassede blandinger for de ulike behov.

Dette alternativet er det valgt å se bort ifra i Hysys-simuleringene.

4.2.4 Alkalisalt

Mange prosesser som har blitt utviklet for CO₂-fjerning, benytter seg av alkalisalter av forskjellige svake syrer. De mest populære saltene i industrien har vært natriumkarbonat og kaliumkarbonat. Natrium- og kaliumkarbonat i vannløsninger har en del praktiske problemer. Løsningene har en tendens til å reagere relativt sent med CO₂. I tillegg er varmebehovet for regenereringen av løsningsmiddelet stort, sammenlignet med forskjellige aminbaserte prosesser.

I Hysys-simuleringene er det valgt å se bort ifra dette alternativet.

5 REDUSERT VIRKNINGSGRAD VED CO₂-FJERNING

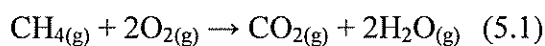
I dette kapitlet vil det bli sett på forskjellige alternativer for å benytte effekt fra gasskraftverksprosessen til en CO₂-fjerningsprosess. Det vil bli sett på CO₂-fjerning ved en absorpsjons-/strippeprosess. Strippeprosessen har et betydelig varmebehov, og det er dette som er hovedårsaken til den reduserte virkningsgraden som et gasskraftverk med denne gjenvinningsteknologien gir. Den reduserte virkningsgraden for et gasskraftverk med CO₂-fjerning vil bli benyttet for å sammenligne de forskjellige alternativene.

Et tradisjonelt gasskraftverk har en virkningsgrad på ca. 58 %, og virkningsgraden for et tradisjonelt gasskraftverk med CO₂-fjerning ved kjemisk absorpsjon er beregnet til ca. 47-51 %. Dette viser at en CO₂-fjerningsprosess med kjemisk absorpsjon vil gi en reduksjon av virkningsgraden på 7-11 %.

For å skille CO₂ fra gassturbineksos ved kjemisk absorpsjon med MEA, så kreves et teoretisk minimumsarbeid på 0,34 kWh/kg CO₂ (Bolland, 2000). I praksis vil energiforbruket være ca. 1,1-1,2 kWh/kg CO₂, dvs. ca 3,5 ganger høyere enn teoretisk minimum. Av dette arbeidet vil 10 % være mekanisk arbeid til vifter og pumper, mens 90 % vil være i form av varme ≥130 °C.

Finner effektbehovet til en strippeprosess med 100 % rensesgrad:

Ligning (5.1) viser at det er like mange mol CH₄ som CO₂:



Antall mol CO₂ = Antall mol CH₄ = 1074,48 mol/s [Hentet fra kap. 3.4.2]

Molekylvekt for CO₂: (12+2*16) g/mol = 44 g/mol = 0,044 kg/mol

$$P_{\text{teoretisk}} = 1074,48 \frac{\text{mol}}{\text{s}} * 0,044 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{mol}} * 0,34 \frac{\text{kWh}}{\text{kg CO}_2} * 3600 \frac{\text{s}}{\text{h}} = \underline{57\,867,2 \text{ kW}}$$

$$P_{\text{strippeprosess}} = 57\,867,2 \text{ kW} * 3,5 = \underline{202\,535 \text{ kW}}$$

Effektbehovet til CO₂-strippeprosessen som blir benyttet i videre beregninger er på 202 535 kW.

5.1 Elektrisk oppvarming

Ved elektrisk oppvarming av CO₂-strippeprosessen vil det bli tatt ut elektrisitet fra en av turbinene i prosessen.

$$P_{\text{strippeprosess}} = 202\,535 \text{ kW} = \underline{202,54 \text{ MW}}$$

$$P_{\text{total}} = \underline{508,22 \text{ MW}} \quad [\text{Hentet fra kap. 3.4.2}]$$

$$\text{Kjemisk energi} = \underline{862,07 \text{ MW}} \quad [\text{Hentet fra kap. 3.4.2}]$$

Beregn gasskraftverkets totale virkningsgrad:

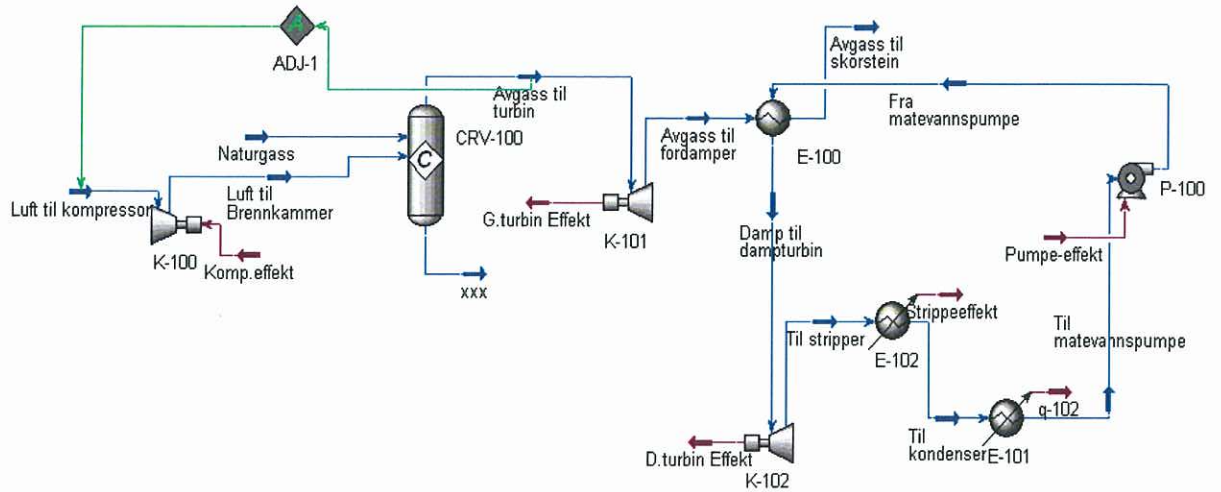
$$\eta = \frac{P_{\text{total}} - P_{\text{strippeprosess}}}{\text{Tilført energi fra } CH_4} = \frac{(508,22 - 202,54) \text{ MW}}{862,07 \text{ MW}} * 100 \% = \underline{\underline{35,46 \%}}$$

Virkningsgraden til det forenklede, tradisjonelle gasskraftverket som ble beregnet i kapittel 3.4.2 lå på 58,95 %. Ved å benytte elektrisitet til oppvarming av CO₂-strippeprosessen ble virkningsgraden for gasskraftverket redusert til 35,46 %, altså en reduksjon på 23,49 %.

5.2 Effekt til stripper etter dampturbin

For å få til en Hysys-simulering der varme fra gasskraftverket ble benyttet til oppvarming av CO₂-strippeprosessen, ble det satt inn en varmeveksler etter dampturbinen i gasskraftverket. Varmeveksleren hadde et oppvarmingsbehov som tilsvarte effektbehovet til strippeprosessen.

Trykket på strømmen "Til stripper" etter dampturbinen ble satt til 3,5 bar, og strømmen fikk da en temperatur på 138,8 °C som tilfredstilte kravet om en temperatur ≥ 130 °C inn på stripperen. Arbeidsbok for simuleringen finnes i vedlegg 5.



Figur 5.1 Hysys-simulering av et gasskraftverk med effekt til stripper etter dampturbinen.

Ved å sette inn en varmeveksler med strippeeffekt etter dampturbinen, ble elektrisitetsproduksjonen fra dampturbinen redusert.

Finner ny effekt over dampturbin:

$$P_{\text{dampturbin}} = 3,937 \cdot 10^8 \text{ kJ/h} = \underline{109,36 \text{ MW}} \quad [\text{Hysys}]$$

Elektrisitetsproduksjonen fra dampturbinen ble redusert med 69,72 MW ved å sette inn en strippeeffekt i gasskraftverket.

Beregner gasskraftverkets totale virkningsgrad:

$$P_{\text{gassturbin}} = \underline{854,17 \text{ MW}} \quad [\text{Hentet fra kap. 3.4.2}]$$

$$P_{\text{kompressor}} = \underline{522,78 \text{ MW}} \quad [\text{Hentet fra kap. 3.4.2}]$$

$$P_{\text{pumpe}} = \underline{2,25 \text{ MW}} \quad [\text{Hentet fra kap. 3.4.2}]$$

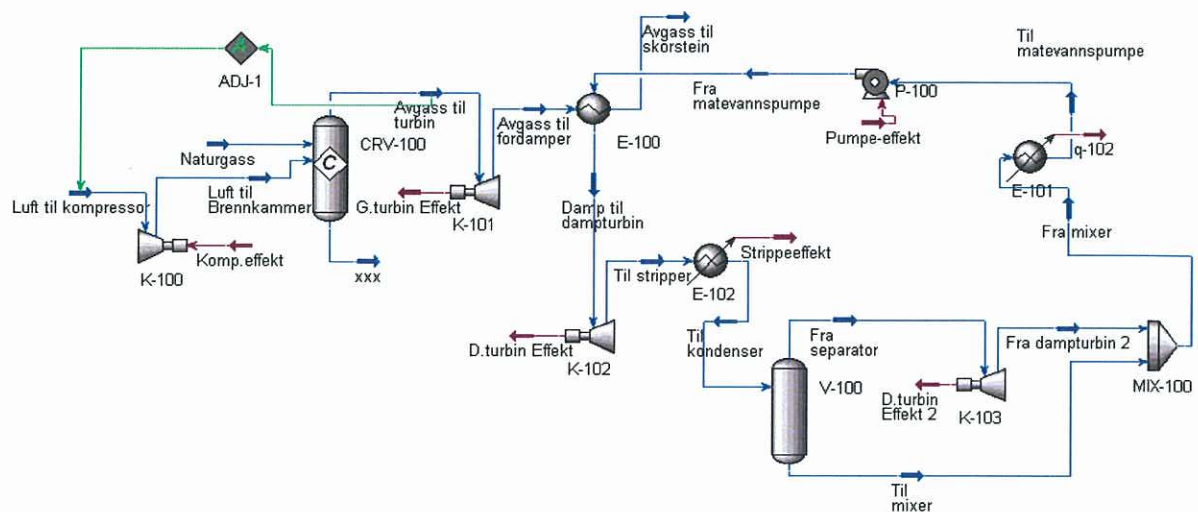
$$\begin{aligned} P_{\text{total}} &= P_{\text{gassturbin}} + P_{\text{dampturbin}} - P_{\text{kompressor}} - P_{\text{pumpe}} \\ &= (854,17 + 109,36 - 522,78 - 2,25) \text{ MW} \\ &= \underline{438,5 \text{ MW}} \end{aligned}$$

$$\eta = \frac{P_{\text{total}}}{\text{Tilført energi fra } CH_4} = \frac{438,5 \text{ MW}}{862,07 \text{ MW}} * 100 \% = \underline{\underline{50,87 \%}}$$

Ved å sette inn en effekt til stripperen etter dampturbinen, ble virkningsgraden for gasskraftverket redusert til 50,87 %. Dette er en reduksjon av virkningsgraden på 8,08 %.

5.3 Effekt til stripper mellom to dampturbiner

I dette tilfellet ble det også satt inn en varmeveksler i gasskraftverket med et oppvarmingsbehov som tilsvarte effektbehovet til strippeprosessen. Effekten til strippeprosessen ble satt mellom to dampturbiner. Trykket på strømmen "Til stripper" var også i dette tilfellet 3,5 bar og temperaturen var 138,8 °C. For å unngå problemer med væske i innløpet til den andre dampturbinen, ble det også satt inn en separator. Arbeidsbok for simuleringen finnes i vedlegg 6.



Figur 5.2 Hysys-simulering av et gasskraftverk med effekt til stripper mellom to dampturbiner.

Ved å sette inn en effekt til stripper mellom to dampturbiner i gasskraftverket, forble effekten over den første dampturbinen uendret.

Finner effekt over dampturbin 2:

$$P_{\text{dampturbin 2}} = 8,37 \cdot 10^7 \text{ kJ/h} = \underline{23,25 \text{ MW}} \quad [\text{Hysys}]$$

Beregner gasskraftverkets totale virkningsgrad:

$$\begin{aligned} P_{\text{total}} &= P_{\text{gass turbin}} + P_{\text{dampturbin 1}} + P_{\text{dampturbin 2}} - P_{\text{kompressor}} - P_{\text{pumpe}} \\ &= (854,17 + 109,36 + 23,25 - 522,78 - 2,25) \text{ MW} \\ &= \underline{461,75 \text{ MW}} \end{aligned}$$

$$\eta = \frac{P_{total}}{\text{tilført energi fra } CH_4} = \frac{461,75 \text{ MW}}{862,07 \text{ MW}} * 100 \% = \underline{\underline{53,56 \%}}$$

Virkningsgraden for gasskraftverket ble i dette tilfellet 53,56 %. Det vil si en reduksjon av virkningsgraden på 5,39 % i forhold til det forenklete, tradisjonelle gasskraftverket.

5.4 Diskusjon av Hysys-beregningene i kapittel 5

Et tradisjonelt gasskraftverk har en virkningsgrad på ca. 58 %, og virkningsgraden for et tradisjonelt gasskraftverk med CO₂-fjerning ved kjemisk absorpsjon er beregnet til ca. 47-51 %. Dette viser at en CO₂-fjerningsprosess med kjemisk absorpsjon vil gi en reduksjon av virkningsgraden på 7-11 %.

I dette kapitlet ble det sett på tre forskjellige alternativer for å benytte effekt fra gasskraftverket til en CO₂-strippeprosess. For å kunne sammenligne de tre alternativene, ble de forskjellige virkningsgradene for gasskraftverket beregnet. I tillegg ble det sett på reduksjonen av virkningsgraden i forhold til virkningsgraden til det forenklete, tradisjonelle gasskraftverket tidligere i denne rapporten, som lå på 58,95 %.

Ved å benytte elektrisk oppvarming av CO₂-strippeprosessen fikk gasskraftverket en virkningsgrad på 35,5 %, en reduksjon av virkningsgraden på 23,5 %. Dette viser at elektrisk oppvarming av strippeprosessen fører til en relativ stor reduksjon av virkningsgraden til gasskraftverket.

Det andre alternativet gikk ut på å benytte varme ≥ 130 °C fra gasskraftverket til oppvarming av CO₂-strippeprosessen. I dette tilfellet ble gasskraftverkets virkningsgrad 50,9 %. Dette er en reduksjon av virkningsgraden på 8,1 %. Den lave virkningsgraden viser at dette ikke er en optimal måte å ta ut varme på, men at det er et bedre alternativ enn å benytte elektrisitet til oppvarming.

I det siste alternativet ble det også benyttet varme ≥ 130 °C fra gasskraftverket til oppvarming av CO₂-strippeprosessen, men i dette tilfellet ble strippeeffekten satt mellom to dampturbiner. Hysys-simuleringen viste at de to dampturbinene ga en større effekt enn én dampturbin alene. Gasskraftverket fikk da en virkningsgrad på 53,6 %. Virkningsgraden

er i dette tilfellet bare redusert med 5,4 %. Dette viser at det oppnås en høyere effekt ved å ta ut varme mellom to dampturbiner enn ved å ta ut varme etter én dampturbin.

6 BEREGNINGER AV EN CO₂-FJERNINGSPROSESS

I dette kapitlet vil det bli utført manuelle beregninger ut fra data hentet fra Hysys-simuleringer av en CO₂-fjerningsprosess basert på kjemisk absorpsjon med MEA.

6.1 Idealisert CO₂-fjerningsprosess med absorpsjon

I Hysys-simuleringene av en CO₂-fjerningsprosess basert på absorpsjon med MEA, er det foretatt noen forenklinger i forhold til reelle CO₂-fjerningsprosesser. Det er valgt å ikke legge inn trykkfall over prosessen. I virkeligheten vil det være et trykkfall i for eksempel absorpsjonskolonnen og strippekolonnen. Ved CO₂-fjerning vil røygassen fra gasskraftverket sannsynligvis ha et overtrykk for å kompensere for dette trykkfallet.

Hele CO₂-fjerningsprosessen er regnet som adiabatisk. Det vil si at alt varmetap til omgivelsene blir neglisjert. I virkeligheten vil en del av varmen gå tapt til omgivelsene.

CO₂-fjerningsprosessen som er simulert i Hysys er en enkel absorpsjons- og strippeprosess. Absorpsjonsprosessen består av en absorpsjonskolonne med én væskeføding, og strippeprosessen består av en strippekolonne med koker og kondensator. Intern varmegjenvinning i CO₂-fjerningsprosessen foregår i kun én amin/amin varmeveksler.

6.2 Beregninger av en CO₂-fjerningsprosess med absorpsjon

I dette delkapitlet vil det bli sett på Hysys-simuleringer av en CO₂-fjerningsprosess basert på kjemisk absorpsjon med MEA. Det vil også bli sett på reduksjon av virkningsgraden for et gasskraftverk med CO₂-fjerning.

6.2.1 Forutsetninger for beregningene

Avgass fra gasskraftverk:	mengde: $9,801 \cdot 10^4$ kmol/h
	molfraksjon: 0,1228 O ₂ , 0,7588 N ₂ , 0,0395 CO ₂ , 0,0789 H ₂ O
	T = 100 °C og p = 1 atm
Avgass til abs.kolonne:	T = 40 °C og p = 1 atm
Absorpsjonskolonne:	p = 1 atm
Stripper:	p = 1 atm
Aminløsning til abs.kolonne:	T = 40 °C og p = 1 atm

For at effektbehovet til prosessen skulle være lavest mulig, ble det valgt å varmeveksle aminløsningen til stripperen med den regenererte aminløsningen. Temperaturen på aminløsningen til stripperen ble satt til høyest mulig temperatur.

For å få gjennomført simuleringen, var det nødvendig med en del beregningstekniske spesifikasjoner. I stripeberegningen var det nødvendig å spesifisere to parametre. To slike parametre kunne for eksempel være temperatur og tilbakeløpsforhold. Når det gjelder tilbakeløp, så konvergerer vanligvis stripeprosessen best med et tilbakeløpsforhold mellom 0,5 og 3,0.

Noe vann og aminløsning går alltid tapt i en CO₂-fjerningsprosess. Vann og amin kan da tilføres prosessen som MakeUp-strømmer. For at simuleringen av CO₂-fjerningsprosessen skulle fungere ordentlig, ble MakeUp-strømmene ført inn i en mixer sammen med den regenererte aminløsningen.

Mengde og sammensetning på væskeføden til absorpsjonskolonnen måtte spesifiseres som et startestimat. Aminkonsentrasjonen bør ligge et sted mellom 10 og 20 vekt- % for å få konvergens i kolonnene. Hysys har problemer med en aminkonsentrasjon på 20-30 vekt- %.

6.2.2 Beregninger

Utgangspunktet for beregningene er en CO₂-fjerningsprosess basert på kjemisk absorpsjon med MEA som skal rense eksosgassen fra et 500 MW gasskraftverk. Rensegraden skal helst ligge omkring 85-90 %, og et forventet effektbehov ligger mellom $1,59 \cdot 10^5$ kW og $1,84 \cdot 10^5$ kW og er basert på forventet effektbehov pr kg CO₂ (Bolland, 2000).

Det er utført to Hysys-simuleringer av CO₂-fjerningsprosessen. Simuleringene er med den samme prosessen, men har noen ulike parametre.

6.2.2.1 Hysys-simulering 1

I den første simuleringen ble temperaturen i kokeren på stripekolonnen satt til å være 120 °C. Valget av temperatur på 120 °C ble gjort fordi ved høyere temperaturer ble effektbehovet altfor høyt. For å få lavest mulig effektbehov i kokeren, ble tilbakeløpsforholdet satt til å være 0,5. En annen faktor som hadde påvirkning på effektbehovet i kokeren, var temperaturen på aminløsningen til stripperen. Denne

strømmen ble varmevekslet med den regenererte aminløsningen og kom opp i en temperatur på 117 °C. Dempingsfaktoren i strippekolonnen ble satt til å være 0,2. En dempingsfaktor mellom 0,2 og 0,5 fører til at strippeberegningen konvergerer lettere.

I simuleringen gikk vann og aminløsning tapt i absorpsjons- og strippekolonnen, og måtte derfor tilføres prosessen som MakeUp-strømmer. MakeUp-strømmen med amin ble satt til å være 1450 kmol/h, mens MakeUp-strømmen med vann ble satt til å være 1000 kmol/h. Mengden på MakeUp-strømmene ble valgt etter hvor mye amin og vann som gikk tapt i prosessen. Mengden ble også valgt slik at en ønsket rensegrad ble oppnådd.

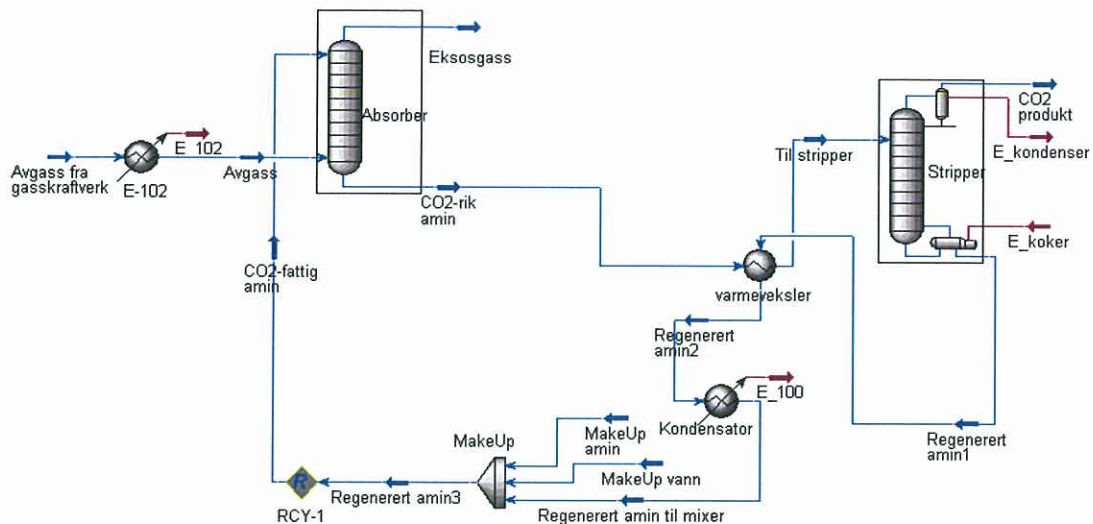
Mengden på væskeføden til absorpsjonskolonnen ble satt til så liten som mulig for å få en liten væskemengde som sirkulerte, og dermed et lavt effektbehov i strippeprosessen. Mengden ble dermed satt til å være $2,5 \cdot 10^5$ kmol/h, og sammensetningen var 15 vekt- % MEA og 85 vekt- % vann. Dette var startestimater, som forandret seg så snart simuleringen ble satt i gang.

I simuleringen i Hysys ble det benyttet en Recycle-operasjon. Det ble da satt inn en Recycle-blokk i prosessen som hadde en innstrøm (beregnet) og en utstrøm (antatt). Recycle-operasjonen fungerer slik at Hysys benytter betingelsene til den antatte strømmen og løser flytskjemaet frem til den beregnede strømmen. Deretter sammenligner Hysys den beregnede og den antatte strømmen. Basert på forskjellen mellom de to strømmene, modifierer Hysys verdiene i den beregnede strømmen, og leverer de modifiserte verdiene til den antatte strømmen. Denne beregningsprosessen itererer helt til verdiene for den beregnede strømmen er tilnærmet like verdiene for den antatte strømmen.

Antall trinn i absorpsjonskolonnen er en viktig faktor når det gjelder rensegraden i CO₂-fjerningsprosessen. Rensegraden øker med antall trinn i absorpsjonskolonnen. For å få en rensegrad på ca. 90 %, ble det satt inn 18 teoretiske likevektstrinn i absorpsjonskolonnen.

I strippekolonnen blir CO₂ og aminløsning skilt, og antall trinn avgjør hvor godt de skilles. CO₂-mengden ut i toppen av strippekolonnen øker med antall trinn. I tillegg så virker antall trinn i strippekolonnen inn på effektbehovet i kokeren. En økning i antall trinn fører til redusert vannmengde ut i toppen av kolonnen, og redusert effektbehov i kokeren. Som en avveining mellom antall trinn og effektbehov i kokeren, ble det satt inn 14 teoretiske likevektstrinn i strippekolonnen.

Ved hjelp av forutsetningene i delkapittel 6.2.1 og de forskjellige valgene som er nevnt ovenfor, så ble Hysys-simuleringen av en CO₂-fjerningsprosess basert på absorpsjon utført (se Figur 6.1). Arbeidsboken for denne simuleringen finnes i vedlegg 7.



Figur 6.1 Hysys-simulering av en CO₂-fjerningsprosess basert på absorpsjon.

Beregner rensegrad:

Finner antall mol CO₂ fra gasskraftverket:

$$n_{CO_2} = \underline{3871,32 \text{ kmol/h}} \quad [\text{Hysys}]$$

Finner antall mol CO₂ i eksosgassen fra absorpsjonskolonnen:

$$n_{CO_2} = \underline{382,89 \text{ kmol/h}} \quad [\text{Hysys}]$$

$$CO_2\text{-utslipp} = \frac{382,89 \text{ kmol/h}}{3871,32 \text{ kmol/h}} * 100 \% = \underline{9,89 \%}$$

$$\text{Rensegrad} = 100 \% - 9,89 \% = \underline{90,11 \%}$$

Rensegraden for CO₂-fjerningsprosessen er 90,11 %.

Finner effektbehovet til strippeprosessen:

$$E_{\text{koker}}: 7,74 * 10^8 \text{ kmol/h} = \underline{2,15 * 10^5 \text{ kW}} \quad [\text{Hysys}]$$

Når simuleringen av CO₂-fjerningsprosessen ble satt i gang, forandret sammensetningen på væskeføden til absorpsjonskolonnen seg, og aminkonsentrasjonen økte til 74,64 vekt- %. Aminkonsentrasjonen i simuleringen bør ikke være høyere enn 30 vekt- %, og det ble derfor utført en ny simulering med en lavere aminkonsentrasjon.

6.2.2.2 Hysys-simulering 2

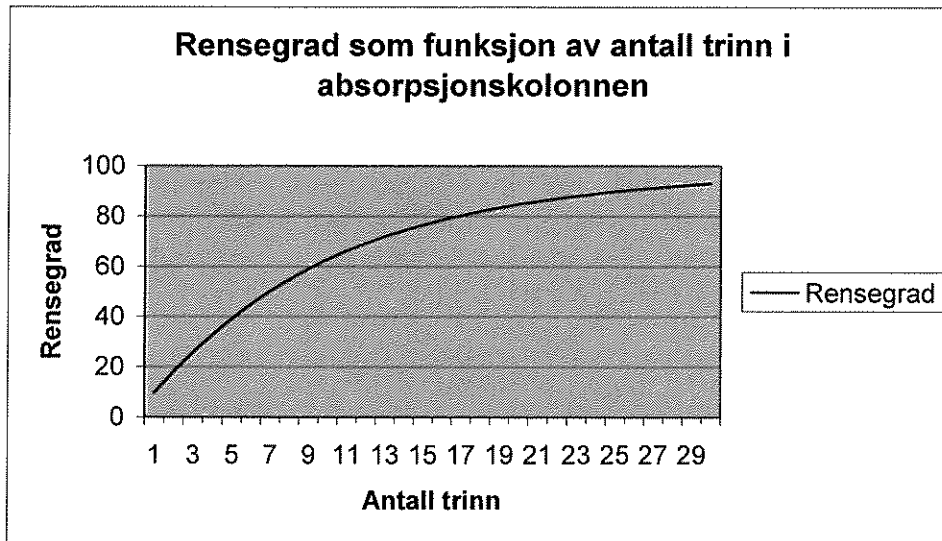
I denne Hysys-simuleringen ble temperaturen i kokeren på strippekolonnen satt til å være 100 °C. Valget av temperatur på 100 °C ble gjort fordi ved en høyere temperatur beregnet ikke Hysys fornuftig. Strømmen ut i toppen av strippekolonnen ble altfor stor, og dermed ble også effektbehovet altfor stort. En temperatur på over 100 °C førte videre til at mengden av den regenererte aminløsningen ut i bunnen av strippekolonnen ble altfor liten til å kunne varme opp aminløsningen inn til strippekolonnen.

Etter varmevekslingen med den regenererte aminløsningen, kom aminløsningen inn til strippekolonnen opp i en temperatur på 94 °C. Tilbakeløpsforholdet ble satt til 1,1 og dempingsfaktoren ble også i dette tilfellet satt til 0,2.

På grunn av den lave temperaturen i kokeren, var det i denne simuleringen nødvendig med litt større MakeUp-strømmer for å oppnå ønsket rensegrad. MakeUp-strømmen med amin ble derfor satt til 2260 kmol/h, mens MakeUp-strømmen med vann ble satt til 4700 kmol/h. Mengden på væskeføden til absorpsjonskolonnen var også i dette tilfellet $2,5 \cdot 10^5$ kmol/h, og sammensetningen var 78 vekt- % vann, 3 vekt- % CO₂ og 19 vekt- % MEA. For å holde sammensetningen slik den ble spesifisert, ble Recycle-funksjonen i Hysys ignorert. Det ble da iterert manuelt, og på denne måten var det mulig å simulere prosessen med en lavere aminkonsentrasjon.

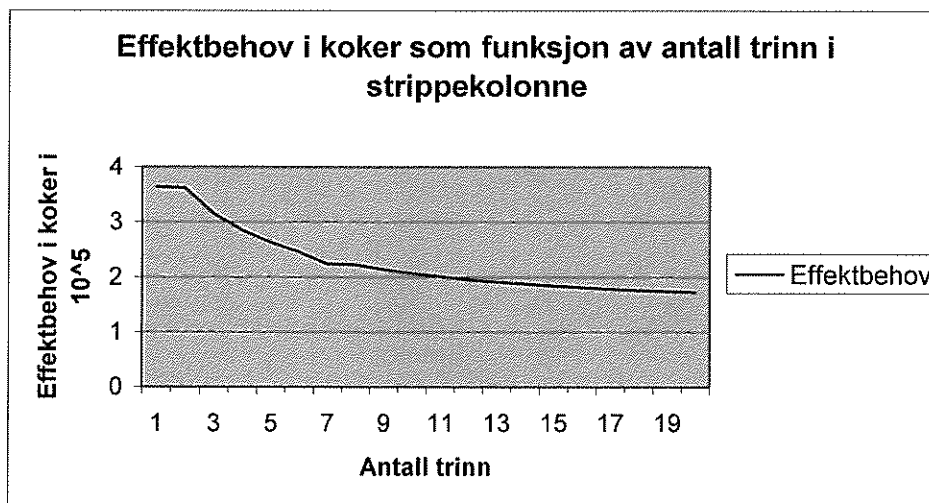
For å få en rensegrad på ca. 85 % ble det valgt 20 teoretiske likevektstrinn i absorpsjonskolonnen. Figur 6.2 viser sammenhengen mellom rensegrad og antall trinn i absorpsjonskolonnen.

Arbeidsbok for denne Hysys-simuleringen finnes i vedlegg 8.



Figur 6.2 Rensegrad som funksjon av antall trinn i absorpsjonskolonnen.

I strippekolonnen ble det valgt å sette inn 12 teoretiske likevektstrinn, fordi med 10 teoretiske likevektstrinn og færre, oppsto det problemer i beregningen av strippeprosessen. Antall trinn i strippekolonnen avgjør hvor godt CO₂ og aminløsningen skilles. I tillegg så virker antall trinn i strippekolonnen inn på effektbehovet i kokeren. Figur 6.3 viser sammenhengen mellom effektbehovet i kokeren og antall trinn i strippekolonnen.



Figur 6.3 Effektbehov i kokeren som funksjon av antall trinn i strippekolonnen.

Beregner rensegrad:

Finner antall mol CO₂ i eksosgassen fra absorpsjonskolonnen:

$$n_{CO_2} = \underline{591,09 \text{ kmol/h}} \quad [\text{Hysys}]$$

$$\text{CO}_2\text{-utslipp} = \frac{591,09 \text{ kmol/h}}{3871,32 \text{ kmol/h}} * 100 \% = \underline{15,27 \%}$$

$$\text{Rensegrad: } 100 \% - 15,27 \% = \underline{84,73 \%}$$

Rensegraden for CO₂-fjerningsprosessen er 84,73 %.

Finner effektbehovet til strippeprosessen:

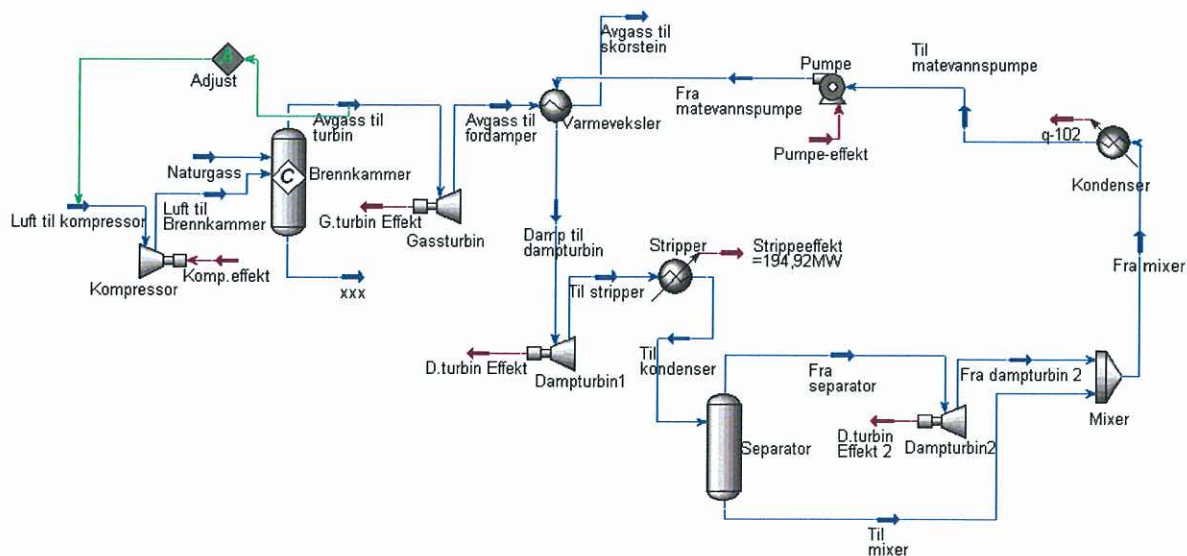
$$E_{\text{koker}}: 7,017 * 10^8 \text{ kmol/h} = \underline{194 \text{ 917 kW}} \quad [\text{Hysys}]$$

6.2.2.3 Redusert virkningsgrad for gasskraftverk med CO₂-fjerning

I Hysys-simuleringen i kapittel 5.3 ble det satt inn en varmeveksler i gasskraftverket som hadde et oppvarmingsbehov som tilsvarte effektbehovet til en CO₂-strippeprosess basert på absorpsjon. Effektbehovet til strippeprosessen ble satt mellom to dampturbiner.

For å finne den reduserte virkningsgraden for et gasskraftverk med CO₂-fjerning, ble effektbehovet til strippeprosessen i delkapittel 6.2.2.2 satt inn i Hysys-simuleringen fra kapittel 5.3. Dette effektbehovet var på 194,92 MW. Trykket på strømmen "Til stripper" etter dampturbinen ble satt til 1,44 bar, og strømmen fikk da en temperatur på 110,1 °C. Kokeren trengte varme ved 100 °C og ΔT_{min} ble valgt til 10 °C.

Figur 6.1 i delkapittel 6.2.2.1, som viser en Hysys-simulering av en CO₂-fjerningsprosess basert på absorpsjon, tilsvarer strippeeffekten som er satt inn i Figur 6.4.



Figur 6.4 Hysys-simulering av innsatt effekt på 194,92 MW til stripper mellom to dampturbiner.

Arbeidsboken for denne simuleringen finnes i vedlegg 9.

Finner effekt over dampturbin 1:

$$P_{\text{dampsturbin1}} = 4,607 \cdot 10^8 \text{ kJ/h} = \underline{127,97 \text{ MW}} \quad [\text{Hysys}]$$

Finner effekt over dampturbin 2:

$$P_{\text{dampsturbin2}} = 6,637 \cdot 10^7 \text{ kJ/h} = \underline{18,44 \text{ MW}} \quad [\text{Hysys}]$$

Beregner gasskraftverkets totale virkningsgrad:

$$P_{\text{gassturbin}} = \underline{854,17 \text{ MW}} \quad [\text{Hentet fra kap. 3.4.2}]$$

$$P_{\text{kompressor}} = \underline{522,78 \text{ MW}} \quad [\text{Hentet fra kap. 3.4.2}]$$

$$P_{\text{pumpe}} = \underline{2,25 \text{ MW}} \quad [\text{Hentet fra kap. 3.4.2}]$$

$$\begin{aligned} P_{\text{total}} &= P_{\text{gassturbin}} + P_{\text{dampsturbin1}} + P_{\text{dampsturbin2}} - P_{\text{kompressor}} - P_{\text{pumpe}} \\ &= (854,17 + 127,97 + 18,44 - 522,78 - 2,25) \text{ MW} \\ &= \underline{475,55 \text{ MW}} \end{aligned}$$

$$\eta = \frac{P_{\text{total}}}{\text{Tilført energi fra } CH_4} = \frac{475,55 \text{ MW}}{862,07 \text{ MW}} * 100 \% = \underline{\underline{55,16 \%}}$$

Totalvirkningsgraden for et gasskraftverk med CO₂-fjerning basert på kjemisk absorpsjon med MEA ble i dette tilfellet 55,16 %. Ved å benytte varme ≥ 100 °C fra gasskraftverket til oppvarming av CO₂-strippeprosessen, ble virkningsgraden redusert med 3,79 % i forhold til det tradisjonelle, forenklete gasskraftverket som hadde en virkningsgrad på 58,95 %.

6.3 Diskusjon av Hysys-beregningene i kapittel 6

Det ble utført to Hysys-simuleringer av CO₂-fjerningsprosessen basert på absorpsjon med MEA. Simuleringene var med den samme prosessen, men hadde noen ulike parametre. I tillegg ble den første simuleringen simulert med en aktiv Recycle-operasjon, mens den andre simuleringen hadde en ignorert Recycle-operasjon.

Den første Hysys-simuleringen av CO₂-fjerningsprosessen, ga en rensegrad på 90,1 %. Dette stemmer godt overens med målet om en rensegrad på 85-90 %. Et problem ved denne simuleringen var at aminkonsentrasjonen ble beregnet til 74,6 vekt- %. Realistisk aminkonsentrasjon i prosessen er maksimalt ca. 30 vekt- %. Hysys viste seg å ha problemer med en aminkonsentrasjon på over 20 vekt- %.

I den andre Hysys-simuleringen ble rensegraden 84,7 %. Dette stemmer også godt overens med målet. Denne simuleringen hadde en mer realistisk aminkonsentrasjon på 19 vekt- %. Temperaturen i kokeren ble satt til 100°C, fordi ved en høyere temperatur beregnet ikke Hysys fornuftig. Det er usikkert hvorfor Hysys i dette tilfellet ikke beregner fornuftig. I en realistisk prosess vil optimal temperatur sannsynligvis ligge mellom 120 og 130 °C. Resten av diskusjonen i delkapittel 6.3 gjelder for denne simuleringen, fordi denne antas å være en fysikalsk realistisk prosess.

Antall trinn i absorpsjonskolonnen er en viktig faktor når det gjelder rensegraden i CO₂-fjerningsprosessen. Rensegraden øker med antall trinn. I simuleringen ble det valgt 20 teoretiske likevektstrinn, fordi dette ga en rensegrad på ca. 85 %. I Kohl (1985) er det angitt 23 plater i absorpsjonstårn ved CO₂-fjerning fra naturgass. Dette tilsvarer et langt lavere antall teoretiske likevektstrinn enn 20 som ble valgt i simuleringen. En forklaring på dette kan være at ved eksosgassrensing er det naturlig å benytte flere trinn, fordi absorpsjon er vanskeligere ved lave trykk og lave konsentrasjoner.

Antall trinn i strippekolonnen avgjør hvor godt CO₂ og aminløsningen skilles. I tillegg så virker antall trinn i strippekolonnen inn på effektbehovet i kokeren. I simuleringen ble det

valgt 12 teoretiske likevektstrinn, fordi med 10 teoretiske likevektstrinn og færre, oppsto det problemer i beregningen av strippeprosessen. I Kohl (1985) er det angitt 14 til 26 plater i normale strippetårn ved naturgassrensing. Med en platevirkningsgrad på 50 % tilsvarer dette 7 til 13 teoretiske likevektstrinn. De 12 valgte teoretiske likevektstrinnene tilsvarer da maksimalverdier av det normale. Det antas at nødvendig antall trinn i strippekolonnen ikke burde være annerledes ved eksosgassrensing enn ved naturgassrensing.

I Hysys-simuleringene av CO₂-fjerningsprosessen, ble det beregnet effektbehov til strippeprosessen på $2,15 \cdot 10^5$ kW ved 90 % rensegrad og $1,95 \cdot 10^5$ kW ved 85 % rensegrad. Dette stemmer godt overens med litteraturdata om effektbehov. Bolland (2000) angir et normalt effektbehov på $1,59 \cdot 10^5$ kW til $1,84 \cdot 10^5$ kW. Chapel (1999) angir $1,79 \cdot 10^5$ kW som en erfaringsverdi på effektbehov.

Ved å benytte varme ≥ 100 °C fra gasskraftverket til oppvarming av CO₂-strippeprosessen, fikk gasskraftverket med CO₂-fjerning en virkningsgrad på 55,16 %. Effekt til CO₂-kompresjon og trykktap i blant annet absorpsjonskolonnen er ikke tatt med i beregningen.

Den beregnede prosessen er basert på en enkel absorpsjons- og strippeprosess uten splitting av strømmer. Dampforbruket i en absorpsjons- og strippeprosess kan reduseres ved å regenerere en del av aminløsningen ved lav temperatur, og sende den til midten av absorpsjonskolonnen. Kun en liten del av aminløsningen regenereres fullstendig ved høy temperatur. En slik løsning vil gi økte investeringskostnader.

Det er vanlig å tilsette rent vann uten amin til de øverste platene i absorpsjonskolonnen i en aminabsorpsjonsprosess (Bolland, 2002). Dette gir økt rensegrad og redusert amintap. Dette må avveies mot økte investeringskostnader og sannsynligvis også økte regenereringskostnader.

Det er gjennomført beregninger av avhengighet mellom rensegrad, effektbehov og antall trinn i kolonnene. Hysys hadde problemer med beregningene av avhengighet mellom temperaturnivå på varmetilførsel og effektbehov. Det virker som om Hysys ikke beregner fornuftig ved temperaturer over 100 °C med moderate aminkonsentrasjoner. Dette førte til at det ikke ble beregnet noen sammenheng mellom temperaturnivå på varmetilførsel og effektbehov.

7 KONKLUSJON

Hysys ble først benyttet til prosessimulering av et forenklet, tradisjonelt gasskraftverk uten CO₂-fjerning. Hysys-simuleringen av gasskraftverket ga en virkningsgrad på 59 %. Simuleringen stemte bra overens med målet om en virkningsgrad på 58 %. I forutsetningene for beregningen ble maksimalverdier benyttet, fordi det ble antatt at de ville bidra til den høyeste virkningsgraden på gasskraftverket. Det ble også gjort en del forenklinger for å få simulert gasskraftverket i Hysys, og for at sammenligningene av simuleringene av gasskraftverket med og uten CO₂-fjerning skulle bli enklere.

Det ble sett på forskjellige alternativer for å benytte effekt fra gasskraftverksprosessen til en CO₂-strippeprosess. For å kunne sammenligne de forskjellige alternativene, ble de totale virkningsgradene for gasskraftverket med CO₂-fjerning beregnet. I tillegg ble det sett på reduksjonen av virkningsgradene i forhold til virkningsgraden til det forenklete, tradisjonelle gasskraftverket på 59 %. Ved å benytte elektrisitet til oppvarming av CO₂-strippeprosessen, fikk gasskraftverket en virkningsgrad på 36 %. Dette var en reduksjon av virkningsgraden på 23 %. Det andre alternativet gikk ut på å benytte varme ≥ 130 °C fra gasskraftverket til oppvarming av CO₂-strippeprosessen. I dette tilfellet ble gasskraftverkets virkningsgrad 51 %, en reduksjon på 8 %. I det siste alternativet ble det også benyttet varme ≥ 130 °C fra gasskraftverket til CO₂-strippeprosessen, men i dette tilfellet ble dampen under 130 °C også utnyttet i en dampturbin. Gasskraftverket fikk da en virkningsgrad på 54 %, en reduksjon på 5 %.

Hysys ble også benyttet til to simuleringer av en CO₂-fjerningsprosess basert på kjemisk absorpsjon med MEA. Simuleringene var fra den samme prosessen, men hadde noen ulike parametre.

Den ene Hysys-simuleringen av CO₂-fjerningsprosessen ga en rensegrad på 90,1 %. Dette stemte godt overens med målet om en rensegrad på 85-90 %. Med en temperatur på 120 °C i kokeren, ble effektbehovet til strippeprosessen $2,15 \cdot 10^5$ kW. Dette var rimelig i forhold til forventet effektbehov. Et problem ved denne simuleringen var at aminkonsentrasjonen ble beregnet til 75 vekt- %. Realistisk aminkonsentrasjon i prosessen er maksimalt ca. 30 vekt- %. Hysys viste seg å ha problemer med en aminkonsentrasjon på over 20 vekt- %.

I den andre Hysys-simuleringen ble rensegraden 84,7 %. I denne simuleringen var aminkonsentrasjonen 19 vekt- %. Temperaturen i kokeren i strippeprosessen ble satt til 100 °C, fordi ved en høyere temperatur beregnet ikke Hysys fornuftig, og strømmen ut i toppen av strippekolonnen ble altfor stor og effektbehovet altfor høyt. Effektbehovet til strippeprosessen ble i dette tilfellet $1,95 \cdot 10^5$ kW, som også er rimelig i forhold til forventet effektbehov. Det er usikkert hvorfor Hysys i dette tilfellet ikke beregner fornuftig ved en temperatur i kokeren på over 100 °C. I en realistisk prosess vil optimal temperatur sannsynligvis ligge mellom 120 og 130 °C.

Det ble beregnet en avhengighet av rensegrad og antall trinn i absorpsjonskolonnen. Ut fra dette ble det valgt 20 teoretiske likevektstrinn som en avveining mellom kolonnehøyde og rensegrad. I strippekolonnen ble det beregnet en avhengighet av effektbehov og antall trinn, og det ble valgt 12 teoretiske likevektstrinn i kolonnen.

Ved å benytte varme ≥ 100 °C fra gasskraftverket til oppvarming av CO₂-strippeprosessen, ble totalvirkningsgraden redusert fra 59 til 55 %. Effekt til CO₂-kompresjon og trykktap i blant annet absorpsjonskolonnen ble ikke tatt med i beregningen.

Hysys viste seg å være et godt verktøy til simulering av gasskraftverket. Når det gjelder simuleringen av CO₂-fjerningsprosessen med aminpakke, så oppsto det noen beregningsproblemer i strippeprosessen. På grunn av disse problemene ble det satt inn et effektbehov for CO₂-fjerningsprosessen i Hysys-simuleringen av gasskraftverket. Dette fungerte bra, og den reduserte virkningsgraden for et gasskraftverk med CO₂-fjerning kunne bli beregnet.

Hvis problemene med Hysys-beregningene av strippekolonnen blir løst, burde Hysys være et godt verktøy til å beregne sammenhenger mellom effektbehov, temperaturnivå på varmetilførselen, rensegrad og høyde på tårn.

REFERANSELISTE

- Aspen Hysys, documentation, v.3.1 (CD).
- Bolland O., "Energi i Norge - Ressurser, teknologi og miljø", SINTEF-rapport TR-A5171, april 2000.
- Bolland, O., Hagen, R.I., Maurstad, O., Tangen, G., Juliusen, O. og Svendsen, H., "Gasskraftverk med CO₂-håndtering, Studie av alternative teknologier", SINTEF-rapport TR A5693, september 2002.
- Chapel, D.G., Mariz, C.L. and Ernest, J., "Recovery of CO₂ from Flue Gases: Commercial Trends", Canada, 1999.
- Felder, R.M and Rousseau, "Elementary Principles of Chemical Processes", third edition, 2000.
- Hyprotech, <http://www.hyprotech.com> (01.04.04)
- Hysim User`s Guide, version C1.50, april 1991.
- Kohl, A.L. and Riesenfeld, F.C., "Gas Purification", 4th Edition, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1985.
- Miljøstatus i Norge, <http://miljostatus.no> (17.02.04).
- Miljøverndepartementet, "Norges oppfølging av Kyotoprotokollen", Stortingsmelding nr 29, 1997-1998.
- Naturkraft, <http://www.naturkraft.no> (07.01.04).
- Olje- og energidepartementet, Norges Offentlige Utredninger, NOU 1998:11, "Energi- og kraftbalansen mot 2020", kapittel 24, 1998.
- Olje- og energidepartementet, Norges Offentlige Utredninger, NOU 2002:7, "Gassteknologi, miljø og verdiskaping", kapittel 6 og 7, 2002.
- Palm, T., Buch, C., Kruse og Sauar, E., "Grønn kraft og varme - Miljøeffektive energiløsninger i det 21. århundre", Bellona rapport 3, Oslo 1999. (http://www.bellona.no/no/energi/report_3-1999/index.html (19.01.04)).
- SFT, <http://www.sft.no/arbeidsomt/prosjekt/klima/mal/nasjonale/klima/>, 2000 (17.02.04).
- Store norske leksikon, Aschehoug og Gyldendal, 3.utgave, Oslo, 1997.
- Wong, S. and Bioletti, R., "Carbon Dioxide Separation Technologies", Carbon & Energy Management, Alberta Research Council, Edmonton, Alberta, T6N 1E4, Canada, 2002.
- Zero, <http://www.zeronet.no/fakta/20030105.php> (07.01.04).

VEDLEGGSLISTE

- Vedlegg 1: Oppgavetekst
- Vedlegg 2: Hysim Users Guide, Beskrivelse av ligningene i Peng Robinson
- Vedlegg 3: Aspen HYSYS documentation, Beskrivelse av ligningene i aminpakken
- Vedlegg 4: Hysys-simulering av et tradisjonelt gasskraftverk
- Vedlegg 5: Hysys-simulering av effekt til stripper etter dampturbin
- Vedlegg 6: Hysys-simulering av effekt til stripper mellom to dampturbiner
- Vedlegg 7: Hysys-simulering av CO₂-fjerningsprosess (75 vekt- % MEA)
- Vedlegg 8: Hysys-simulering av CO₂-fjerningsprosess (19 vekt- % MEA)
- Vedlegg 9: Hysys-simulering av redusert virkningsgrad ved CO₂-fjerning