

Kullkraftverk og gasskraftverk med CO₂-fangst basert på absorpsjon

Ståle Prehn-Sletten

Master i energi og miljø

Oppgaven levert: Juni 2011

Hovedveileder: Olav Bolland, EPT

Biveileder(e): Paul Andre Marchioro Ystad, EPT

EPT-M-2011- 60

MASTEROPPGAVE

for

Ståle Prehn-Sletten

Våren 2011

Kullkraftverk og gasskraftverk med CO₂-fangst basert på absorpsjon*Coal- and natural gas fired power plants with CO₂ capture based on absorption***Bakgrunn**

CO₂-fangst, -transport og -lagring i forbindelse med kraftproduksjon er på verdensbasis potensielt en av de viktigste teknologiene for å begrense utslippet av CO₂ til atmosfæren. CO₂-fangst innebærer behov for å bruke energi. Den mest aktuelle teknologien for CO₂-fangst på kort sikt er absorpsjon ved hjelp av aminer eller andre løsningsmidler. CO₂-fangst krever bruk av energi, og i en absorpsjonsprosess kreves bruk av varme i form av damp på ca. 130 °C, samt trykktap som innebærer bruk av mekanisk arbeid i pumper og vifter. Energibruken for å separere CO₂ fra eksosgass øker et kraftverks brenselforbruk ca. 15-40%.

Denne oppgaven fokuserer på bruk av integrasjon mellom et absorpsjonsanlegg for CO₂-innfangning og et konvensjonelt kullkraftverk og et kombinert gasskraftverk.

Finne optimal, med hensyn til energibruk, måte å integrere en gitt kraftprosess og et absorpsjonsanlegg for CO₂-fangst.

Studenten skal ta utgangspunkt i følgende arbeidsbeskrivelse:

- Litteraturstudie: Gi en oversikt over publikasjoner som omhandler integrasjon av post-combustion CO₂-fangstteknologier og kraftverk. Sammenhengen mellom energiforbruk og grad av og type integrasjon skal rapporteres. Videre skal type verktøy og beregningsmetode som har blitt brukt dokumenteres.
- Beregningsmodeller skal lages og dokumenteres både for et kullkraftverk med konvensjonell dampturbinprosess og et moderne naturgassfyrt kombinert gass- og dampturbinkraftverk.
- Konfigurasjon av kraftprosessene (antall trykknivåer i HRSG, antall matevannsførmere, og annet) skal analyseres med hensyn til hva som er optimalt med og uten CO₂-fangst.
- Den termodynamiske verdien av damp til absorpsjonsanlegget skal finnes, og det skal utføres en analyse for å finne hvilke parametere som påvirker verdien av damp. Viktig vil det være å se om verdien av damp er ulik mellom en konvensjonell dampturbinprosess og dampturbinprosessen i en kombinert kraftprosess.

” - ”

Senest 14 dager etter utlevering av oppgaven skal kandidaten levere/sende instituttet en detaljert fremdrift- og eventuelt forsøksplan for oppgaven til evaluering og eventuelt diskusjon med faglig

ansvarlig/veiledere. Detaljer ved eventuell utførelse av dataprogrammer skal avtales nærmere i samråd med faglig ansvarlig.

Besvarelsen redigeres mest mulig som en forskningsrapport med et sammendrag både på norsk og engelsk, konklusjon, litteraturliste, innholdsfortegnelse etc. Ved utarbeidelsen av teksten skal kandidaten legge vekt på å gjøre teksten oversiktlig og velskrevet. Med henblikk på lesning av besvarelsen er det viktig at de nødvendige henvisninger for korresponderende steder i tekst, tabeller og figurer anføres på begge steder. Ved bedømmelsen legges det stor vekt på at resultatene er grundig bearbeidet, at de oppstilles tabellarisk og/eller grafisk på en oversiktlig måte, og at de er diskutert utførlig.

Alle benyttede kilder, også muntlige opplysninger, skal oppgis på fullstendig måte. For tidsskrifter og bøker oppgis forfatter, tittel, årgang, sidetall og eventuelt figurnummer.

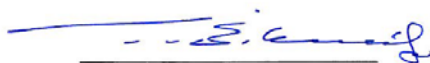
Det forutsettes at kandidaten tar initiativ til og holder nødvendig kontakt med faglærer og veileder(e). Kandidaten skal rette seg etter de reglementer og retningslinjer som gjelder ved alle (andre) fagmiljøer som kandidaten har kontakt med gjennom sin utførelse av oppgaven, samt etter eventuelle pålegg fra Institutt for energi- og prosesseteknikk.

I henhold til "Utfyllende regler til studieforskriften for teknologistudiet/sivilingeniørstudiet" ved NTNU § 20, forbeholder instituttet seg retten til å benytte alle resultater og data til undervisnings- og forskningsformål, samt til fremtidige publikasjoner.

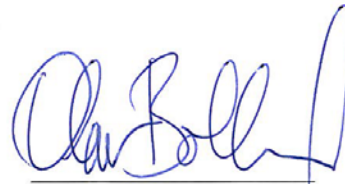
Ett -1 komplett eksemplar av originalbesvarelsen av oppgaven skal innleveres til samme adressat som den ble utlevert fra. Det skal medfølge et konsentrert sammendrag på maksimalt én maskinskrevet side med dobbel linjeavstand med forfatternavn og oppgavetittel for evt. referering i tidsskrifter).

Til Instituttet innleveres to - 2 komplette kopier av besvarelsen. Ytterligere kopier til eventuelle medveiledere/oppgavegivere skal avtales med, og eventuelt leveres direkte til de respektive. Til instituttet innleveres også en komplett kopi (inkl. konsentrerte sammendrag) på CD-ROM i Word-format eller tilsvarende.

NTNU, Institutt for energi- og prosesseteknikk, 17. januar 2011



Trygve Eikevik
Instituttneleder



Olav Bolland
Faglig ansvarlig/veileder

Medveileder(e): Siv.ing. Paul Andreas Marchioro Ystad, NTNU

Sammendrag

I denne rapporten er det sett på integrasjonen mellom kraftverk og CO₂ fangstenhet, og hvordan avtapping av damp for å dekke energibehovet i reboileren påvirker ytelsen og virkningsgraden til kraftverkene. Dette er gjort ved å beregne energibehovet til fangstanlegget og deretter se hvordan kraftverkene ble påvirket når den dampmengden som fangstanlegget krevde ble fjernet fra dampturbinprosessene. Ved å se på både NGCC kraftverk og kullkraftverk får man et bredere grunnlag for å evaluere påvirkningen av avtappingen.

Ved å beregne α - verdien for kraftverksprosessen med avtapping av damp får man et godt mål på hvor stor påvirkning avtappingen har på kraftverkets ytelse. α - verdien, som også omtales som faktoren for verdien av damp, er et forhold mellom energimengden som tappes ut og tap i produsert kraft. Simuleringene som er gjort for å finne α - verdien viser at trykknivået i overgangen mellom MT- og LT- turbinen har en markant påvirkning på yteevnen. Kullkraftverket fikk redusert den elektriske kraftproduksjonen med 11,8MW som følge av forhøyet trykk i avtappingspunktet. Tilsvarende tap for NGCC kraftverket ble på 6,6MW. Disse tapene utgjør rundt en prosent av den totale virkningsgraden til kraftverket.

Slike tap i produksjon av elektrisk kraft vil føre til store økonomiske tap for kraftverket. Det viser seg også at det er høyt potensial i optimalisering av de forskjellige prosessene.

Takk til

Jeg vil gjerne takke veilederen min professor Olav Bolland og medveileder Paul Andreas Marchioro Ystad for hjelp og veiledning gjennom prosjektperioden. Deres engasjement og dyktighet innen fagfeltet karbonfangst har vært inspirerende.

En spesiell takk til Kaja Thoner Giil for fantastisk støtte i hverdagen og gjennom hele prosjektperioden. I tillegg til å hjelpe til med ferdigstilling av prosjektet.

I tillegg ønsker jeg å takke mine medstudenter for å skape et godt arbeidsmiljø på kontoret.

Til slutt ønsker jeg å takke familien min, Tore, Sonja og Are for god støtte gjennom hele studieperioden.

Forkortelser

MEA	-	MonoEtanolAmin
FKK	-	Fangstklare kraftverk
HT	-	Høytrykk
MT	-	Mellomtrykk
LT	-	Lavtrykk
LHV	-	Lavere brennverdi
SCR	-	Selective Catalytic Reduction
CHP	-	Combined heat and power
NGCC	-	Natural gas combined cycle
CCPP	-	Combined cycle power plant
HRSG	-	Heat recovery steam generator
TIT	-	Turbine inlet temperatur

Kjemiske formler

CO_2	-	Karbondioksid
N_2	-	Nitrogengass
H_2O	-	Vann
O_2	-	Oksyngengass
NO_x	-	Nitrogenoksider fellesbetegnelse
SO_2	-	Svoveldioksid
NO	-	Nitrogenoksid
CaSO_3	-	Kalksulfitt
SO_x	-	Svoveloksider fellesbetegnelse
Ar	-	Argon

Symbolliste

Q_{des}	-	Desorpsjonsvarme
Q_{solv}	-	Energien for å nå kokepunktet til solventen
Q_{vap,H_2O}	-	Energimengden som kreves for å omgjøre det flytende vannet til damp i stripperkolonnen
Q_{reb}	-	Varmebehovet i reboileren
e	-	Eksergi
E	-	Spesifikk eksergi
S	-	Entropi
U	-	Indre energi
P_{ref}	-	Referansetrykk
kPa	-	Kilopascal
$P_{uten\ uttak}$	-	Levert kraft uten uttak av damp
$P_{med\ uttak}$	-	Levert kraft med uttak av damp
V	-	Volumstrøm
T_{ref}	-	Referansetemperatur
α	-	α – verdi
Q_{uttak}	-	Varmeuttaket til reboiler
m_{uttak}	-	Dampmengden til reboiler
h	-	Entalpi
ΔP	-	Trykkdifferanse
MW	-	Megawatt
°C	-	Grader celsius
Wt. %	-	Vektprosent
Kg	-	Kilogram
s	-	Sekund

ΔT_{\min}	-	Minste temperaturdifferanse
$\eta_{med_CO_2\ fangst}$	-	Virkningsgraden til kraftverket med CO ₂
$\eta_{kullkraft_uten_co_2\ fangst}$	-	Virkningsgraden til kraftverket uten CO ₂
$E_{mekanisk}^{CO_2}$	-	Energiforbruket til mekanisk arbeid
$E_{var\ me}^{CO_2}$	-	Energimengden som blir tatt ut i form av damp
$E_{kompresjon}^{CO_2}$	-	Energiforbruket til kompressorene
C	-	Forholdet mellom CO ₂ dannet pr enhet brensel
f	-	Fangstraten av CO ₂
f	-	Fangstraten av CO ₂
G_M	-	strømningsraten med gass
L_M	-	strømningsrate med væske
Y	-	molfraksjon CO ₂ i væskefasen
X	-	molfraksjon CO ₂ i gassfasen
C_p	-	varmekapasitet
W_{NGCC}	-	Kraft produsert fra NGCC kraftverk
W_{GT}	-	Arbeid gassturbin
W_{Damp}	-	Arbeid damp
W_{Pumpe}	-	Arbeid pumpe
k_G	-	mengden stoff overført gjennom en væskefilm per enhet tid, per enhet areal, per enhet drivkrefter i form av væskekonsentrasjon.
k_L	-	mengden stoff overført gjennom en gassfilm per enhet tid, per enhet areal, per enhet drivkrefter i form av trykk.
N_{CO_2}	-	mengden CO ₂ overført per enhet tid, per enhet areal [kmol/m ² s]
p	-	partielltrykket til CO ₂ i gassfase [Pa]
p_i	-	partielltrykket til CO ₂ ved grenseflaten [Pa]

- c_i - konsentrasjonen av CO₂ i væskefase [kmol/m³]
- c - konsentrasjonen av CO₂ ved grenseflaten [kmol/m³]

Innholdsfortegnelse

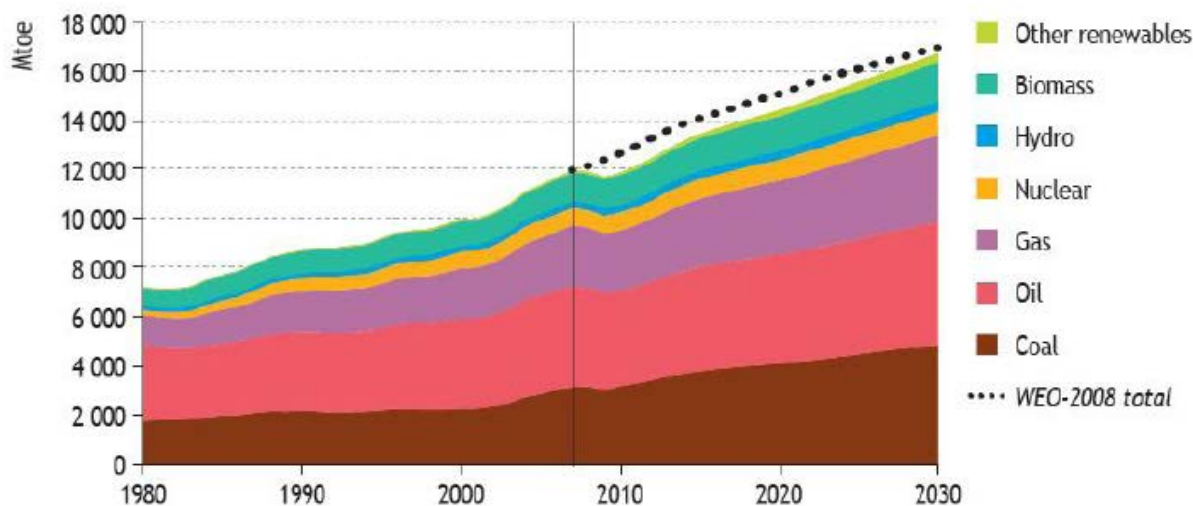
Sammendrag	3
Takk til	5
Forkortelser	7
Kjemiske formler	9
Symbolliste	11
Innholdsfortegnelse	15
1. Introduksjon	19
1.1 CO ₂ -innfanging.....	19
1.2 Karbonfangst etter forbrenning	20
1.3 Rapportens fokus.....	21
2. Kraftproduksjon med kullkraft	23
2.1 Pulverisert kullforbrenning.....	23
2.2 Røykgassbehandling	23
2.3 Dampsyklusen	24
3. Kraftproduksjon med naturgass	27
3.1 Gassturbinprosessen	27
3.2 Dampsyklusen	29
3.3 Termodynamisk virkningsgrad av et combined cycle kraftverk	31
3.3.1 Rankine syklusen	33
4. CO ₂ fangst med absorpsjon	35
4.1 Definisjon av State-of-the-Art	35
4.2 Absorpsjonsprosessen.....	35
4.3 Desorpsjonskolonne	36
4.4 MonoEtanolAmin (MEA)	37
4.5 Energiforbruk.....	38
4.6 Modellering og design av et absorpsjonsanlegg	39
4.6.1 Grunnleggende design.....	39
4.6.2 Massebalanse	39

5.	Kompresjon av CO ₂	43
6.	Integrasjon mellom kraftverk og fangstenhet.....	45
6.1	Damputtak.....	45
6.2	Uttakspunkt for damp	46
6.3	Tap i virkningsgrad.....	47
7.	Litteraturstudie.....	49
7.1	Fangstklart kraftverk	49
7.1.1	Tilkobling av et fangstannlegg til et fangstklart kullkraftverk	49
7.1.2	Tilkobling av et fangstanlegg til et fangstklart NGCC kraftverk.....	51
7.2	Integrasjonsmuligheter mellom kullkraftverk og fangstenhet.....	53
8.	Modellering og simulering.....	55
8.1	Simuleringsprogrammer.....	55
8.1.1	Steam Pro	55
8.1.2	GT Pro	55
8.1.3	UniSim	55
8.2	Kraftverket.....	55
8.2.1	Kullkraftverk	55
8.2.2	NGCC kraftverk	56
8.3	Fangstenhet.....	57
9.	Resultater	59
9.1	NGCC kraftverk uten CO ₂ fangst.....	59
9.2	Kullkraftverk uten CO ₂ fangst	61
9.3	Resultat for CO ₂ fangstanlegget	63
9.4	α –verdi.....	64
9.5	Reduksjon i virkningsgrad.....	65
10.	Konklusjon	67
11.	Videre arbeid	69
12.	Referanser	71
	Vedlegg A – Systemskjemaer kullkraftverk	73

Vedlegg B – Systemskjemaer NGCC kraftverk.....	75
Vedlegg C – Fangstanlegget	77
Vedlegg D – Plott.....	79

1. Introduksjon

Politikere blir stadig mer bevisst på problemet med global oppvarming. Det letes derfor etter metoder for å redusere utslippene av CO₂ og andre klimagasser. Økningen av klimagasser i atmosfæren er et menneskeskapt problem som i stor grad skyldes forbruket av fossile brensler. Figur 1 viser et estimat over energietterspørselen fremover i tid og hvilke energikilder som vil bli benyttet til å dekke denne.



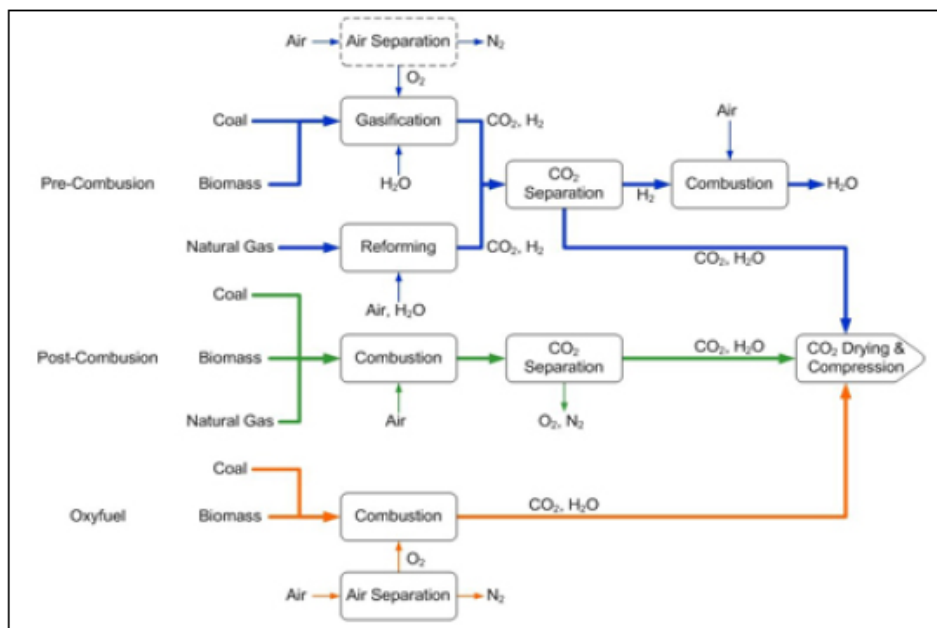
Figur 1 - Verdens energietterspørsel og hvilke brensler som vil bli benyttet i fremtiden [1]

De menneskeskapte utslippene består i stor grad av CO₂. Det er derfor rettet spesiell interesse mot de store stasjonære utslippskildene av nettopp CO₂. Dette dreier seg i hovedsak om kraftverk som produserer elektrisitet med fossile brensler og industriprosesser. Kraftproduksjon basert på fossile brensler står for nesten en tredjedel av CO₂ utslippene fra forbrenning [2]. Det er generell enighet om at i tillegg til å satse på fornybare energikilder, er det også et behov for å redusere CO₂-utslippene fra disse kraftverkene.

1.1 CO₂-innfangning

En av mulighetene for å redusere utslippene fra kraftverk er å utvikle storskala fangsanlegg for innfangning og lagring av CO₂. Et eksempel på dette er å lagre CO₂-gassen i geologiske formasjoner. Innfangning av CO₂ sees på som en midlertidig løsning på klimaproblematikken og man regner med at fornybar energi vil erstatte kraftproduksjon med fossile brensler i fremtiden.

Dagens utfordring ligger i å finne gode løsninger for innfangning av CO₂. En av utfordringene med karbonfangst er at det medfører en betydelig reduksjon i virkningsgrad på kraftverket på grunn av energibehovet til fangstanlegget. Det forskes derfor videre på dette området. Ulike metoder for innfangning av CO₂ er vist i Figur 2.

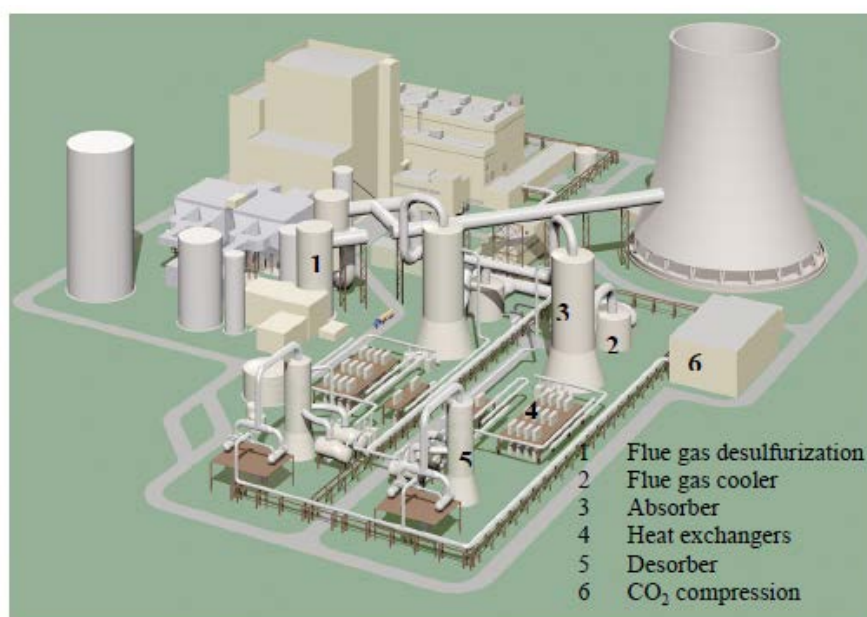


Figur 2 - Oversikt over ulike metoder for innfangning av CO₂ [3]

1.2 Karbonfangst etter forbrenning

Av de forskjellige metodene for innfangning av CO₂ er det fangst i etterkant av forbrenningen som regnes som den mest modne teknologien. Prinsippet her er å separere CO₂ ut fra røykgassen. Dette er kjent teknologi da disse prinsippene allerede er i bruk til å rense naturgass for CO₂.

Det er flere metoder for å fange CO₂ etter forbrenning. Noen av dem er kjemisk absorpsjon, membraner og adsorpsjonsprosesser. Av disse er kjemisk absorpsjon med aminer den teknologien som har kommet lengst og er brukt til rensing av naturgass. Figur 3 viser hvordan et slikt aminbasert anlegg kan se ut.



Figur 3 - Layout av kraftverk med CO₂-fangst.[4]

1.3 Rapportens fokus

I denne rapporten vil det bli fokusert på kraftproduksjon med CO₂ fangst. Her vil avtapping av damp fra dampturbinprosessen for å dekke energibehovet i fangstanlegget være et sentralt tema. Siden fangstanlegget har et stort varmebehov er det viktig å finne de optimale løsningene for hvordan denne varmen blir levert til fangstanlegget.

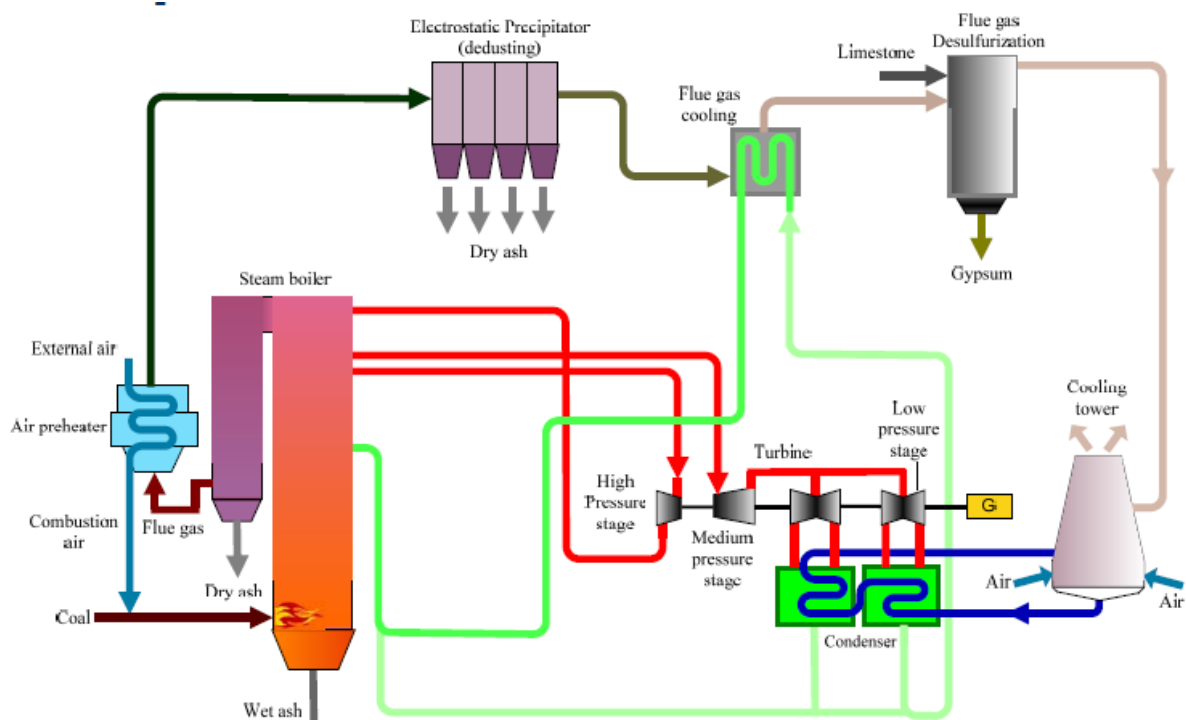
Det er i denne rapporten sett på et aminbasert fangstanlegg hvor det er valgt monoetanolamin (MEA). MEA er valgt fordi dette er en av de mest lovende amintypene og fordi den er kommersielt tilgjengelig.

Kraftproduksjon med CO₂ fangst er en todelt prosess, med kraftproduksjonen på den ene siden og fangstanlegget på den andre siden. Hovedfokuset i denne rapporten vil ligge på kraftverkssiden. Det vil bli sett på både kullkraftverk og naturgassfyrte gasskraftverk. Dette gjøres for å kunne sammenligne fangstanleggets påvirkning på de forskjellige kraftverkene.

2. Kraftproduksjon med kullkraft

2.1 Pulverisert kullforbrenning

Den vanligste metoden for kraftproduksjon med kull er å benytte pulverisert kullforbrenning. Dette er vist i Figur 4. Denne prosessen starter med at kullet blir malt til fine partikler. Disse partiklene blir deretter blåst inn i et brennkammer sammen med deler av forbrenningsluften. Forbrenningen foregår ved en temperatur mellom 1300 og 1700 °C. Typisk oppholdstid i et slikt brennkammer er 2 – 5 sekunder. Partiklene må derfor være malt fint nok til at det klarer å brenne helt opp på denne tiden. Flammentemperaturen avhenger av fuktighetsinnholdet i kullet. De aller fleste kraftverkene opererer med tørr bunn. Det vil si at temperaturen holdes under smeltepunktet til aske slik at man unngår slaggdannelse. Slaggdannelse kan føre til tilstopping av askesjakt og annet utstyr. Energien fra forbrenningen benyttes til å varme opp damp i en dampsyklus for kraftproduksjon. Dampsyklusen vil operere som en Rankinesyklus. Et kraftverk av denne typen vil ha en virkningsgrad i området mellom 34 % og 40 % og yte rundt 500MW_e [7]. Et moderne kraftverk kan yte opp mot 1000MW_e. Et høyeffektivitetskraftverk eller superkritisk pulverisert kullkraftverk kan ha virkningsgrad opp mot 46 %.



Figur 4 - Flytskjema for pulverisert kullkraftverk [5]

2.2 Røykgassbehandling

Røykgassen varmeveksler med inntaksluften ved utløpet av brennkammeret. Dette gjøres både for å kjøle røykgassen for videre behandling og for å få gjenvunnet noe av energien tilbake til forbrenningsprosessen. Røykgassen vil inneholde flere komponenter som det er behov for å rense bort for å overholde miljøforeskrifter. Det dreier seg her om aske, NO_x og SO₂.

NO_x fjernes ved hjelp av SCR (Selective Catalytic Reduction). Her blir NO og NO₂ omdannet til ikke-skadelig N₂. Denne teknologien er fleksibel når det gjelder temperaturforhold siden forskjellige

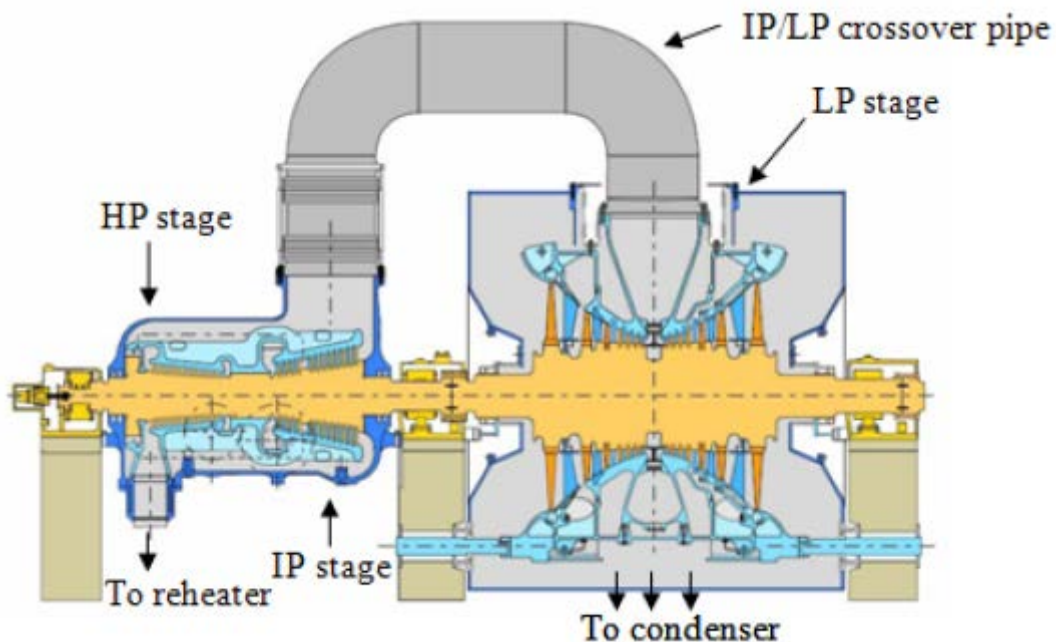
katalysatorer opererer ved forskjellige temperaturer. Dette er vanligvis det første steget i renseprosessen og foregår rett etter brennkammeret.

Andre steg av renseprosessen er askefjerning. Fjerning av aske gjøres med en elektrostatiske støvutfeller. Her blir partiklene i røykgassen påsatt en negativ ladning når de kommer inn i støvutfelleren. Positivt jordede plater eller rør som omgir røykgassen vil virke som en magnet på partiklene, som da blir trukket ut av røykgasstrømmen. Man kan ved denne metoden oppnå en renevirkningsgrad opp mot 99 – 99,9 %.

Svovelrensing gjøres vanligvis i en våtskrubber. Dette gjøres ved at røykgassen går gjennom en spray av kalkslurry bestående av vann og kalkstein. Kalkslurrien vil reagere med SO_2 og danne kalksulfitt (CaSO_3). Dette er det tredje og siste steget i røykgassrensingen. Man kan forvente en virkningsgrad opp mot 97 – 99 % i våtskrubber.

2.3 Dampsyklusen

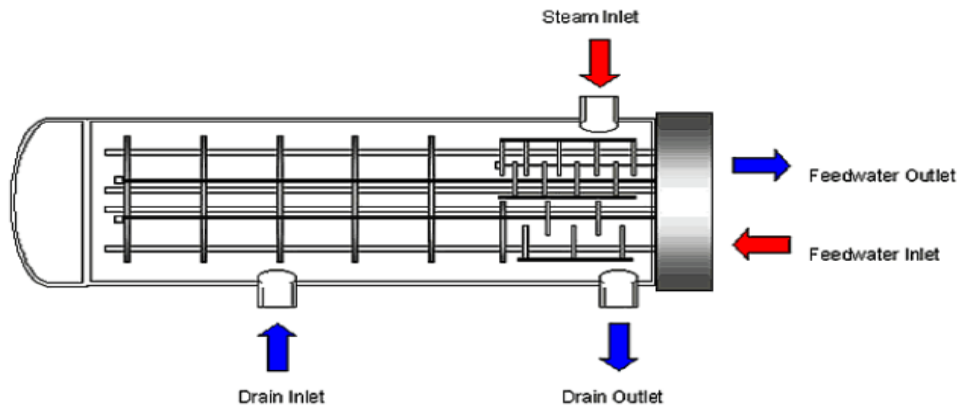
Damp produseres i brennkammeret ved at kondensert vann fra dampsyklusen varmeveksler med den varme røykgassen fra forbrenningen. Den overopphetede dampen blir først ledet gjennom en høytrykksturbin. Dampen ut fra brennkammeret vil holde en temperatur i området 500 – 620 °C og ha et trykk i området 160 – 320 bar. Dette avhenger av spesifikasjonene på kraftverket. Etter høytrykksturbinen blir dampen ledet tilbake til brennkammeret for mellomoppvarming før det går gjennom en mellomtrykksturbin. Dampen vil også her holde mellom 500 – 600 °C, men ved et redusert trykk. Dampen strømmer så gjennom et sett med lavtrykksturbiner før det kondenseres og ledes tilbake gjennom et forvarmersystem til brennkammeret.



Figur 5 - Tretrykks dampturbin [7]

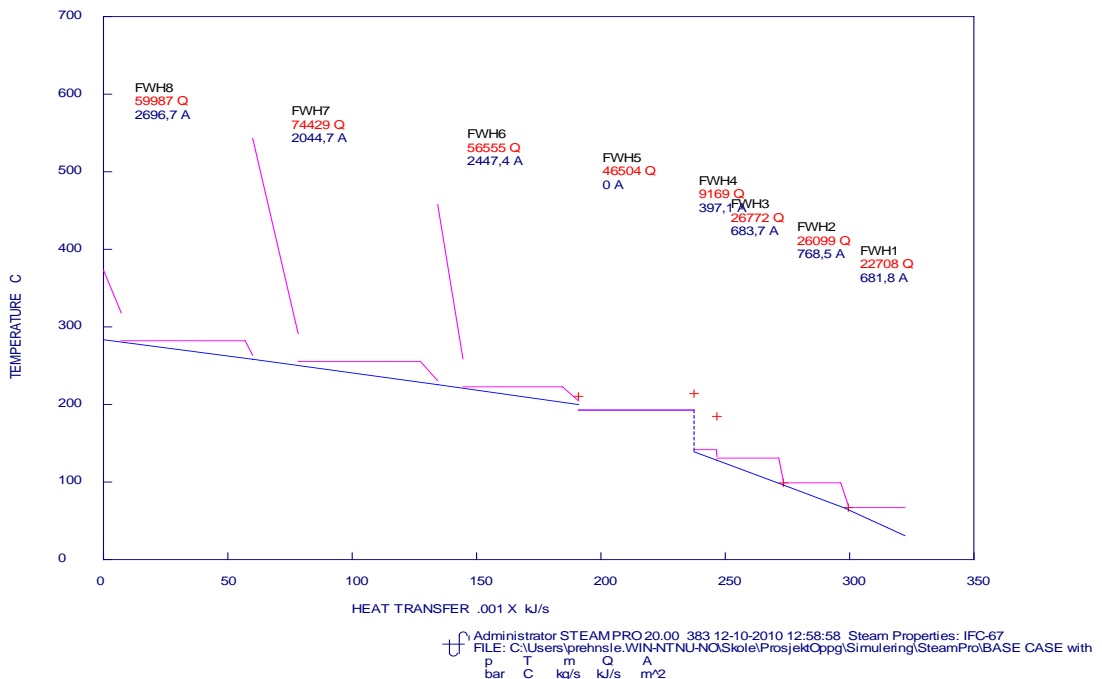
Forvarmersystemet er en viktig del i dampsyklusen for å forbedre den termodynamiske virkningsgraden og redusere brenselforbruket. Forvarming av vannet foregår ved at man kondenserer uttaksdamp fra de forskjellige turbinstegene. For å kunne utnytte damp med forskjellig temperatur benyttes en serie av varmevekslere. Dette sørger også for at man holder

temperaturdifferansen mellom den kondenserende dampen og vannet så lav som mulig. Dampen fra turbinen varmeveksler med matevannet, når temperaturen på den kondenserende dampen nærmer seg temperaturen på matevannet blir den ledet bakover i varmevekslerserien til neste varmeveksler. Lukkede skall- og rørvarmevekslere er vanlig å bruke til denne type forvarming, som vist i Figur 6. Varmeoverføringen her foregår ved konvensjonell konveksjon og kondensasjon. Varmevekslerserien er vist i Figur 39.



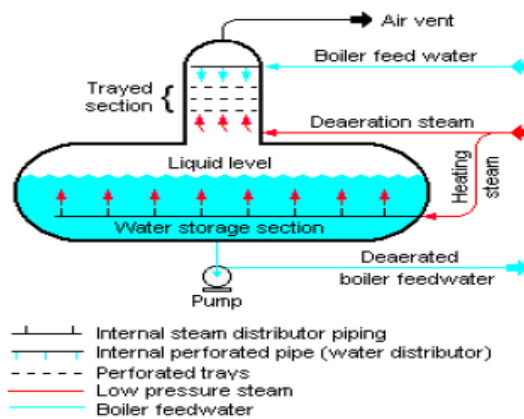
Figur 6 - Skall- og rørvarmevekslerdesign [7]

En oversikt over energioverføringene i et matevannsforvarmersystem er gitt i et T-Q diagram i Figur 7. Her er den blå linjen det kalde matevannet og de røde linjene uttaksdampen fra turbinene. Returvarme fra fangstenheten kan benyttes i varmeveksler 1 og 2 i varmeintegrasjon.



Figur 7 - T-Q diagram for forvarmingsprosessen

Det er vanlig praksis i slike forvarmesystemer å bruke en av de mellomliggende varmevekslerne som en dearator, for å få fjernet oppløst oksygen og CO₂ fra matevannet. Dette gjøres for å unngå korrosjon i rørene i kjelen, varmevekslere og annet utstyr. En dearator fungerer ved at matevannet blir sprayet inn i den øvre delen som en tynn film. Det blir tilført damp på et lavere punkt. Dette gir en hurtig oppvarming av matevannet som fører til at man senker løseligheten til gassene i matevannet. Gassene blir så sluppet ut gjennom toppen av dearatoren. Figur 8 viser en oversiktstegning av dearatorens oppbygning.



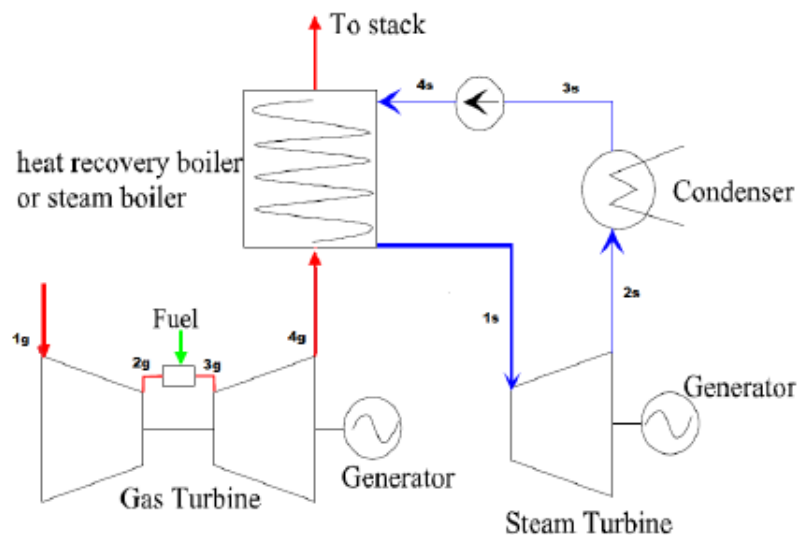
Figur 8 - Dearator oppsett [7]

3. Kraftproduksjon med naturgass

Dagens kraftverk blir designet slik at det er mulig å nyttegjøre seg av den termiske energien i eksosen fra kraftverket. Denne varmen kan benyttes til oppvarming av energikrevende prosesser, hvor kraftverket omtales som et kraftvarmeverk (CHP – Combined Heat and Power), eller til ytterligere kraftproduksjon i en dampsyklus i det som omtales som et combined cycle kraftverk (CCPP – Combined Cycle Power Plant). CCPP er en fellesbetegnelse på et kraftverk som benytter to kraftproduserende sykluser sammenkoblet av en varmegjenvinningsenhet.

Varmegjenvinningsenheten omtales gjerne som en HRSG (heat recovery steam generator). I HRSGen brukes varmen i eksosgassen til å produsere damp til dampsyklusen. Dette gjøres for å forbedre den totale termiske virkningsgraden til kraftverket.

Et naturgassbasert combined cycle kraftverk (NGCC - Natural Gas Combined Cycle) består av en gassturbinisyklus og en dampsturbinisyklus. De to syklusene er koblet sammen med en varmegjenvinningsenhet. Et flytskjema av et NGCC er vist i Figur 9. Gassturbinen i et NGCC kraftverk opereres som en åpen Brytonsyklus og dampturbinene som en Rankinesyklus. Et moderne NGCC kraftverk vil ha en kraftproduksjon på 350 – 500MW og en virkningsgrad på 57 – 60 % [7].

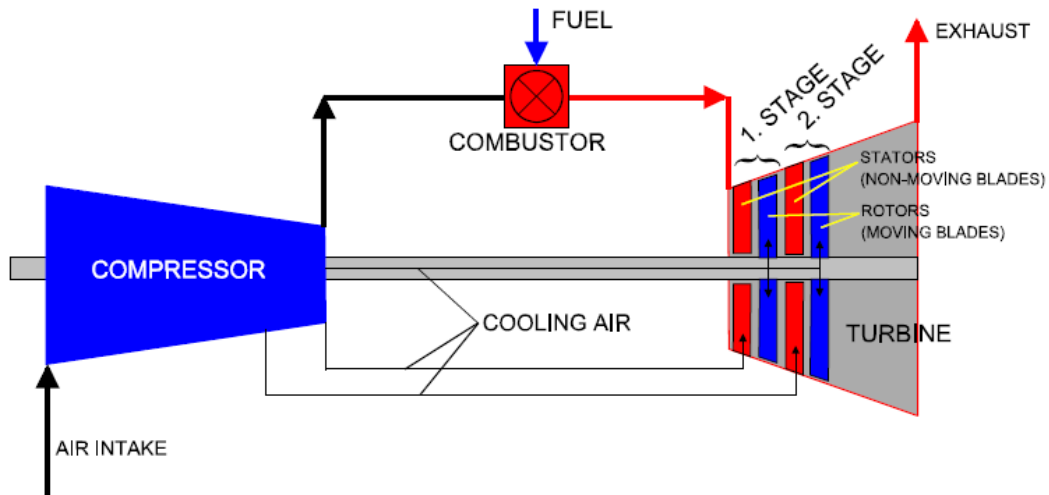


Figur 9 - Kombinert gassturbin og dampsturbin kraftverk [8]

3.1 Gassturbinprosessen

En gassturbin består av en kompressor, et brennkammer og en turbin. I kompressoren blir luft komprimert fra atmosfæriske forhold til et trykk mellom 10 – 35 bar [2]. Den komprimerte luften blir injisert inn i brennkammeret hvor den blandes med naturgassen og forbrennes. Forbrenningen foregår med et forholdsvis høyt luftoverskudd, 2,5 – 3,0. Gassen ut av brennkammeret kan ha en temperatur på opp mot 1500 °C [2]. Denne temperaturen blir ofte omtalt som turbin innløpstemperatur (TIT). Den varme gassen blir så ledet inn i turbinen hvor den blir ekspandert. Gjennom ekspansjon blir energien i gassen overført til elektrisk energi gjennom turbinakslingen. Ekspansjonen skjer gjennom flere turbintrinns. Hvert trinn i turbinen består av en stator og en rotor. Statorene er fast montert til turbinkappen og har som oppgave å vinkle strømningsretningen på

gassen for å gi optimal innstrømningsvinkel på rotorbladene. Rotorbladene er montert på turbinakslingen og roterer når gassen strømmer langs bladene. En tegning av dette er vist i Figur 10. I en gassturbin er det turbinen som er den begrensende faktoren i forhold til virkningsgrad. Dette skyldes at turbinbladene kun tåler et vist temperaturnivå. For å takle dette implementeres det et kjølesystem i turbinbladene. Dette gjøres ved å injisere luft inn i turbinbladene slik at det dannes en beskyttende luftfilm rundt turbinbladet. Luften som benyttes i kjølingen blir hentet fra kompressoren.

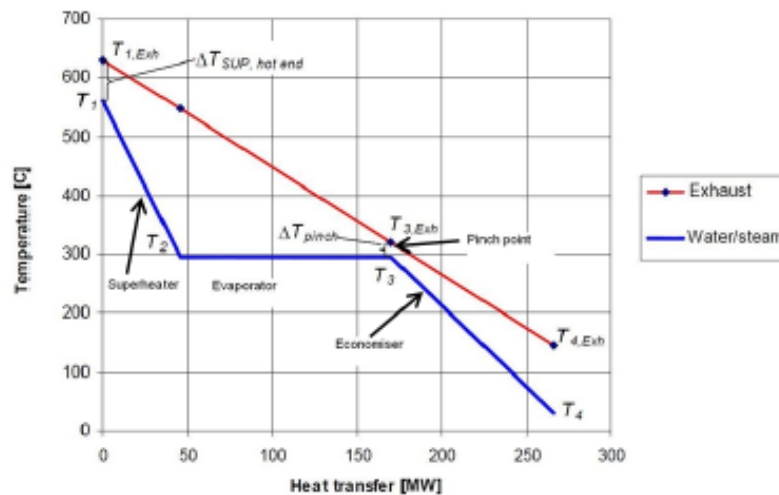


Figur 10 - Flytskjema av en gassturbin [6]

Eksosen fra gassturbinen vil ha en temperatur i området 450 – 650 °C. Energien som er igjen i eksosgassen representerer den delen av brenselets brennverdi som ikke har blitt konvertert til elektrisk energi i turbinen. Dette er energi som vil gå videre til HRSGen for bruk i dampsyklusen.

3.2 Dampsyklusen

Første del av dampsyklusen er HRSGen. Her blir energien i eksosgassen brukt til å produsere damp til dampturbinene. HRSGen fungerer dermed som et bindeledd mellom gassturbinen og dampsyklusen. HRSGen benytter konveksjon for å overføre varmen fra eksosgassen til vannet/dampen i dampsyklusen. Produksjonen av damp foregår i en trestegs prosess. Først blir kondensert vann varmet opp i en forvarmer, etter det blir vannet fordampet ved konstant temperatur i en evaporator. Til slutt blir dampen varmet opp til overopphetet damp. Denne prosessen er illustrert i Figur 11.



Figur 11 - Forenklet TQ-diagram for en 1-tryks HRSG [8]

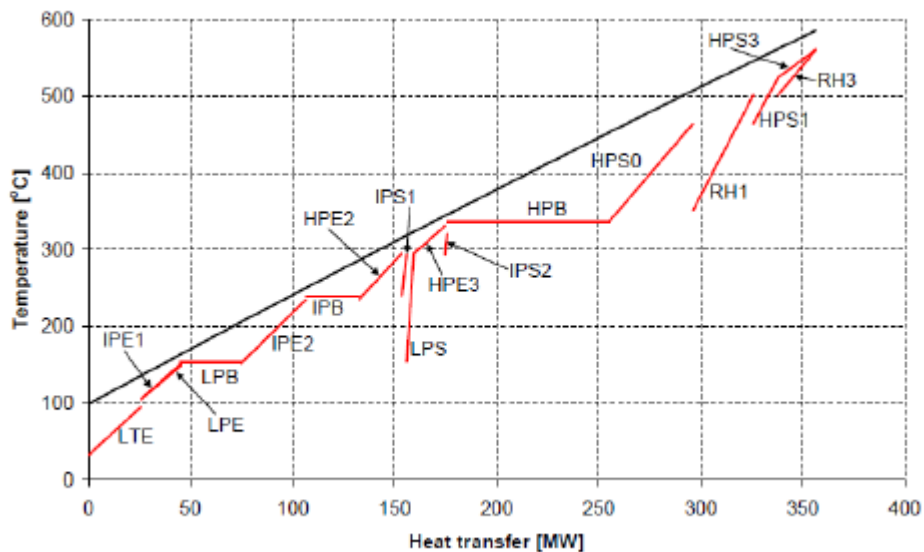
For best utnyttelse av varmen i eksosgassen er det ønskelig å holde temperaturforskjellen mellom eksosen og vannet/dampen så lav så mulig. Det punktet hvor temperaturforskjellen er minst omtales som prosessens pinchpunkt og har notasjon ΔT_{pinch} . Dette vil som oftest forekomme der hvor vannet når metningstemperatur, som betyr at det skjer inne i evaporatoren. I følge Bolland [2] bør temperaturdifferansen i pinchpunktet være i området 8 – 35 K. Valget av passende ΔT_{pinch} er en avveining mellom høy effektivitet og investeringskostnader. Den begrensende faktoren i varmegjenvinningen er metningstemperaturen til vann ved konstant trykk, siden eksostemperaturen ikke kan gå lavere enn denne temperaturen. Ved å introdusere flere trykknivåer i varmegjenvinningen kan man oppnå en lavere gjennomsnittlig temperaturdifferanse mellom eksosgassen og vannet/dampen. Dette er et virkemiddel som gir økt varmegjenvinning, men fører også til et mer komplekst system. Gevinsten ved å ha flere trykknivåer reduseres når temperaturen på eksosgassen øker. I tillegg til å ha flere trykknivåer kan man også ha ettervarming av dampen etter at den har ekspandert i høytrykksturbinen, før videre ekspansjon i mellom- og lavtrykksturbinen. Dette fører til at man kan benytte en større andel av damptrykket i høytrykksturbinen. Oppsettet for tretrykks varmegjenvinning med ettervarming er vist i Figur 13 og Figur 14.

For å beregne produksjonen av damp er det viktig å se på varmebalansen i HRSGen. TQ-diagrammet vil gi en god illustrasjon på hvordan varmeoverføringen mellom eksosgassen og vannet/dampen foregår. Massestrømmen til damp kan beregnes fra følgende likninger.

$$\Delta Q_{damp} = \dot{m}_{eks} C_{p,eks} \Delta T_{eks} \Leftrightarrow \dot{m}_{damp} (h_1 - h_4) = \dot{m}_{eks} C_{p,eks} (T_{1,eks} - T_{4,eks})$$

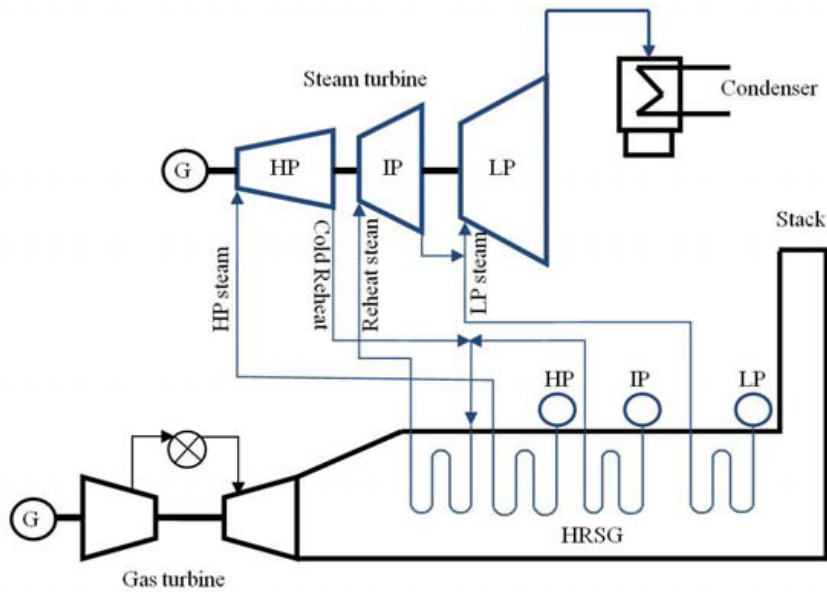
$$\dot{m}_{steam} = \frac{\dot{m}_{eks} C_{p,eks} (T_{1,eks} - T_{4,eks})}{(h_1 - h_4)}$$

I følge Boyce, 2002 [10] vil en tottrykks HRSG øke virkningsgraden til dampsyklusen med over 4 % og ved bruk av en trippeltrykks HRSG vil virkningsgraden økes med ytterligere 1 %. De fleste moderne NGCC kraftverk benyttes det HRSG og dampsyklus med tre tryknivåer og ettervarming. Et eksempel på et TQ - diagram for en tretrykks HRSG er vist i Figur 12.

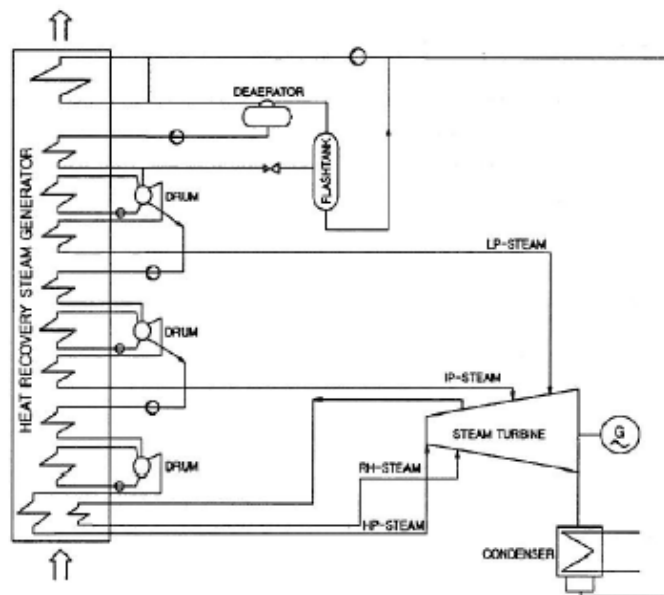


Figur 12 - TQ - diagram for en tretrykks HRSG [8]

Dampsturbinen vil være lik som dampsyklusen for et kullkraftverk som er forklart i avsnitt 3.2. Høytrykksturbinen vil operere med et trykk på rundt 110 bar. Mellomtrykksturbinen vil ha et trykk på rundt 30 bar og lavtrykksturbinen vil operere med et trykk rundt 5 bar. Flytskjema for HRSG med dampsyklus er vist i Figur 13 og Figur 14. Ved dampproduksjon i HRSG vil det være behov for en deaerator, forklart i avsnitt 2.3, på grunn av oksygeninnholdet i vannet. Oksygen i vannet kan forårsake korrosjon i rør og prosessutstyr som vil føre til dårligere virkningsgrad, kostbare utskiftninger og reparasjoner. Plasseringen av deaeratoren er vist i Figur 14.



Figur 13 - Tretrykks dampsyklus med ettervarming [6]



Figur 14 - Flytskjema av et tretrykks dampsyklus med ettervarming [8]

3.3 Termodynamisk virkningsgrad av et combined cycle kraftverk

For termiske kraftverk er nettovirkningsgraden gitt av følgende likning:

$$\eta = \frac{W_{ut}}{Q_{tilført}}$$

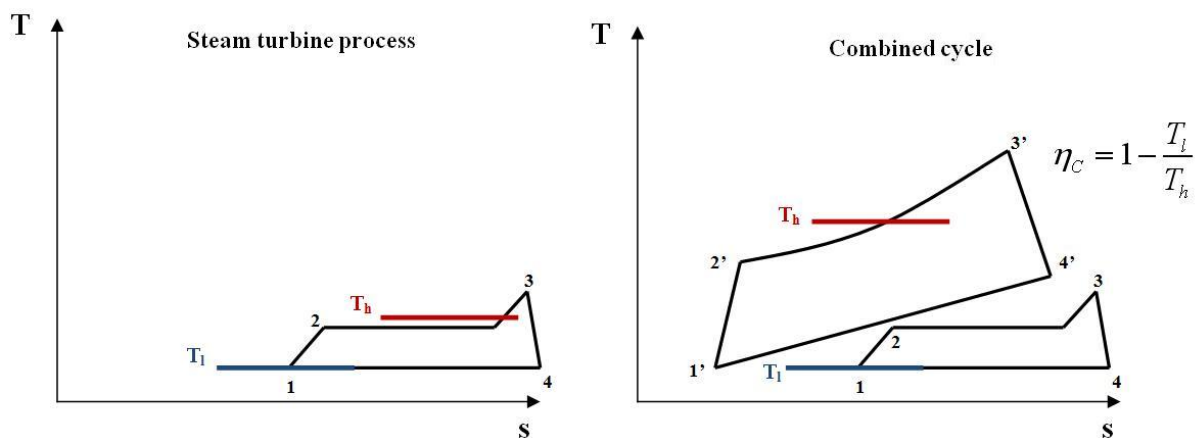
Her er W_{ut} levert elektrisk energi, $Q_{tilført}$ energimengden tilført fra brenselet og η virkningsgraden til kraftverket.

I en ideell reversibel syklus vil varmetilførselen skje ved en maksimum temperatur, T_{maks} , og utslipp av spillvarme vil skje ved minimum omgivelsestemperatur, T_{min} . Alle prosessene er reversible og derfor isentropiske. En slik ideell syklus kalles en Carnotsyklus. Virkningsgraden til en Carnotsyklus er gitt fra likningen under:

$$\eta_c = \frac{W_{ut}}{Q_{tilført}} = \frac{Q_{tilført} - Q_{ut}}{Q_{tilført}} = \frac{T_{maks} \Delta S - T_{min} \Delta S}{T_{maks} \Delta S} = 1 - \frac{T_{min}}{T_{maks}}$$

Carnotvirkningsgraden er maksimal virkningsgrad for en ideell termisk prosess. For en reell prosess vil virkningsgraden være lavere som følge av irreversibiliteter i syklusen, varmetilførselen vil skje ved en lavere temperatur en T_{maks} og utstrømmen vil ha en høyere temperatur en T_{min} . For å forbedre virkningsgraden til en termisk prosess må temperaturen i syklusen økes eller spillvarmen må avgis ved en så lav temperatur som mulig. Det lar seg ikke gjøre å forbedre begge disse faktorene i like stor grad for en enslig syklus [10]. Det er derfor lønnsomt å kombinere to sykluser for å få best mulig virkningsgrad. En syklus med høy prosesstemperatur og en med en lav spillvarmetemperatur.

I Figur 15 kan man se et temperatur – entropidiagram for en enslig dampturbinprosess og en kombinert gass- og dampturbinprosess. Her kan en se at forskjellen på T_{maks} og T_{min} kan økes betraktelig ved å benytte seg av en kombinert syklus. Combined cycle kraftverk kan oppnå en vkningsgrad opp mot 60 %, hvor gassturbinen produserer 60 % og dampturbinene 40 % av den totale leverte kraften [8]. Hver for seg vil disse syklusene ha en virkningsgad på mellom 30 og 40 %.



Figur 15 - T-S diagram for en dampturbinprosess (venstre) og for en kombinert gass- og dampturbinprosess (høyre) [7]

Den leverte kraften fra et combined cycle kraftverk vil være summen av netto levert arbeid fra gassturbinen og dampturbinene minus arbeidet som kreves av kompressoren og pumpene.

$$W_{NGCC} = W_{GT} + W_{Damp} - W_{komp} - W_{pumpe}$$

Hvor de forskjellige leddene er beskrevet ved likningene under. Det er benyttet notasjonen fra Figur 9.

$$W_{GT} = (\dot{m}_{1g} + \dot{m}_{brensel})(h_{3g} - h_{4g})\eta_{GT}$$

$$W_{Damp} = \dot{m}_{damp} (h_{1s} - h_{2s})$$

$$W_{komp} = \frac{\dot{m}_{1g} (h_{2g} - h_{1g})}{\eta_{komp}}$$

$$W_{pumpe} = \frac{\dot{m}_{damp} (h_{4s} - h_{3s})}{\eta_{pumpe}}$$

Den termiske virkningsgraden til combined cycle kraftverket er gitt ved:

$$\eta_t = \frac{W_{NGCC}}{\dot{m}_{brensel} LHV_{brensel}}$$

Virkningsgraden og designet av gassturbinen er påvirket av temperatur, trykk og relativ fuktighet til omgivelsesluften. Disse faktorene er med på å bestemme trykkforholdet i kompressoren og dermed også kompressorarbeidet [8].

3.3.1 Rankine syklusen

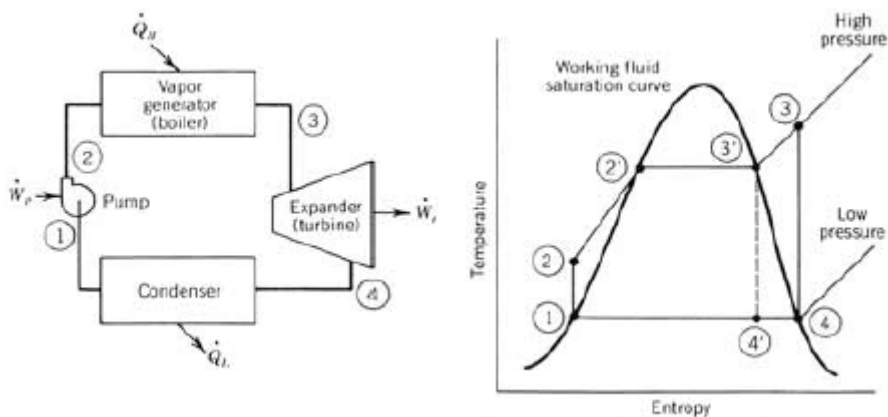
Rankinesyklusen regnes som den enkleste termiske syklusen og Rankinesyklusen genererer 80 % av verdens elektrisitet [8]. Den består av fire grunnleggende elementer: en pumpe, en fordampner, en turbin til å generere kraft og en kondensator. Dette er vist i Figur 16. I prosess 1 – 2 blir vannet pumpet fra lavt til høyt trykk. I prosessen 2 – 3 blir vannet varmet opp ved konstant trykk og fordampet. I prosessen 3 – 4 ekspanderer den mettede dampen i en turbin og genererer kraft. I prosess 4 – 1 blir dampen kondensert ved konstant trykk til en mettet væske.

Arbeidet generert av turbinen er gitt av følgende likning:

$$W_{ST} = \dot{m}_{ST} (h_3 - h_4)$$

Netto virkningsgrad finnes med likningen under:

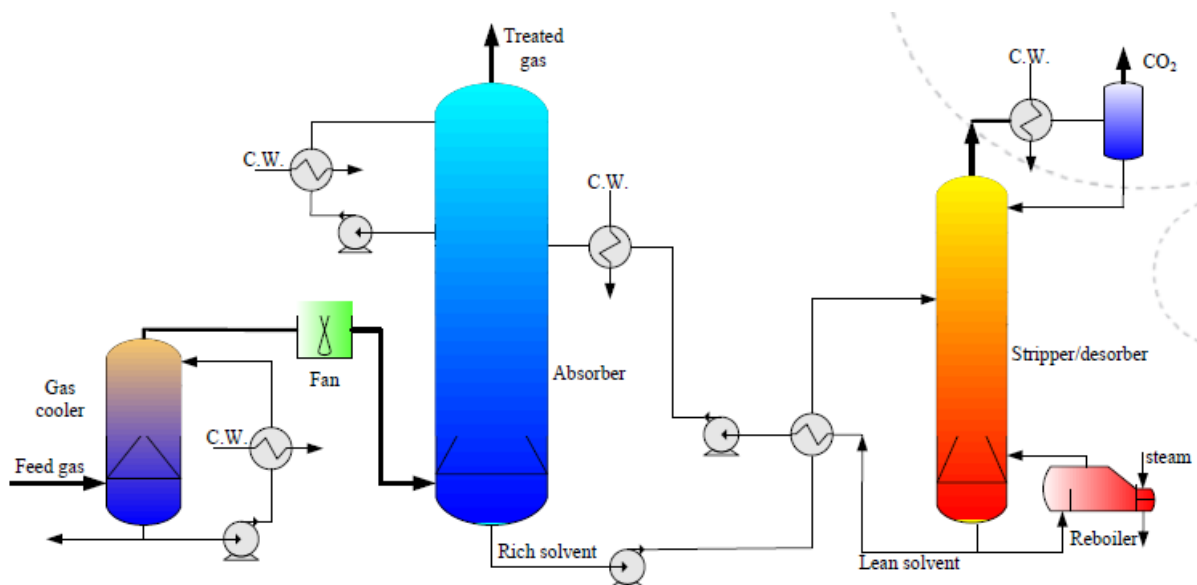
$$\eta = \frac{\dot{W}_{ST} - \dot{W}_P}{\dot{Q}_{in}} = \frac{\dot{m}_{ST} (h_3 - h_4) - \dot{W}_P}{\dot{m}_{ST} (h_3 - h_2)}$$



Figur 16 - Rankinesyklus med tilhørende T_S diagram [7]

4. CO₂ fangst med absorpsjon

Fangst med absorpsjon er en av flere metoder for å fange inn CO₂ i etterkant av forbrenningen. Ved etterfangst har man en vanlig forbrennings og kraftprosess, hvor røykgassen så sendes inn i et fangstanlegg hvor CO₂ blir hentet ut før resten av røykgassen slippes ut. Aminfangst er den av metodene for etterfangst som har kommet lengst i utviklingen. Absorpsjon er en prosess hvor atomer eller molekyler blir overført fra gass til væskefase. Dette gjøres ved at atomene eller molekylene tas opp av en væske (absorbent, solvent). Dette kan gjøres på to forskjellige måter. Ved kjemisk absorpsjon eller ved fysisk absorpsjon. I denne rapporten er det sett på kjemisk absorpsjon med aminer. Fangst av CO₂ med absorpsjon er en to-steps-prosess. Først absorberer CO₂ inn i en solvent. Deretter går mettet solvent gjennom en desorpsjonsprosess i en stripperkolonne, hvor den kjemiske prosessen reverseres. Desorpsjonen skjer ved temperatursvingning (se avsnitt 4.3) og alle prosessene opererer ved atmosfærisk trykk (1.013bar).



Figur 17 – Absorpsjonsprosessen [5]

4.1 Definisjon av State-of-the-Art

Det gjøres mye forskning på absorpsjonsfangst og det er derfor smart å definere et toppmoderne anlegg som et referansekraftverk. I denne rapporten defineres et toppmoderne CO₂ fangstanlegg som et anlegg hvor fangstmetodene er teknisk og kommersielt tilgjengelig, og som kan drives som en langsiktig stabil prosess. Denne prosessen bør også være designet på en måte som tillater utbedring og forbedring. Det kan her dreie seg om integrasjon internt i fangstprosessen, mellom kraftverk og fangstenhet eller utskiftning av solvent hvis bedre solventer blir tilgjengelig. Ved et topp moderne anlegg med temperatursvingemetoden (se avsnitt 4.3) og med varmevekslende solventstrømmer, kan det regnes med en fangsteffektivitet på 90 %. [7]

4.2 Absorpsjonsprosessen

Røykgassen fra kraftveket vil inneholde flere andre komponenter en CO₂, som N₂, H₂O, O₂, osv. Dette vil si at CO₂ kun utgjør noen prosent av gasmengden. CO₂-konsentrasjonen i røykgassen fra et kullkraftverk vil typisk ligge rundt 15 %. Ved atmosfærisk trykk gir det et partielltrykk for CO₂ på rundt 15kPa.

Før innløpet til absorpsjonskolonnen har røykgassen vært gjennom en renseprosess hvor NO_x , SO_2 og aske blir fjernet fra gasstrømmen (se avsnitt 2.2). Dette er meget viktig siden disse stoffene fører til nedbrytning av solventen, som igjen reduserer effektiviteten til prosessutstyret. Optimal temperatur for absorpsjonsprosessen er mellom 40 og 60 °C. Røykgassen har en temperatur i regionen 60 – 100 °C ut fra kraftverket og må derfor kjøles ned før den når fangstanlegget. Væske som kondenseres ut i denne kjøleprosessen blir skilt ut. Dette dreier seg hovedsakelig om vann. Etter kjøleprosessen er det plassert en vifte som skal motvirke trykktap i absorpsjonskolonnen. Røykgass blir etter viften ført inn i absorpsjonskolonnens nedre del for så å stige opp. Solventen blir sprayet inn i øvre del av kolonnen slik at man får motstrømsbevegelse mellom røykgassen og solventen. Det blir her benyttet monoetanolaminløsning (MEA) som solvent (se avsnitt 4.4).

Det er viktig å ha størst mulig kontaktoverflate mellom aminet og røykgassen, for å få størst mulig reaksjonsflate. For å oppnå dette benytter man et fyllmateriale med stor kontaktflate som blir dekket av en tynn film med aminløsning. Fyllmaterialet kan være enten tilfeldig pakket eller laget som en struktur. Strukturert fyllmateriale gir lavere trykktap, bedre væske- og gassfordeling og større kontaktflate pr volum, men er samtidig dyrere.

I toppen av absorpsjonskolonnen er det en vaskeseksjon hvor det blir sprayet inn vann for å kjøle ned prosessen. Dette er viktig for å holde temperaturen i absorpsjonskolonnen på 40 °C, som er det optimale temperaturforholdet for absorpsjon. I tillegg sørger denne vanntilførselen for å holde forholdet mellom amin og vann i solventen på den ønskelige 30/70 fordelingen. Over absorpsjonskolonnen er det plassert en kondensator som sørger for å kondensere ut vann og flyktige aminkomponenter fra den resterende røykgassen. Dette er viktig siden amin kan danne flere helsefarlige stoffer i friluft.

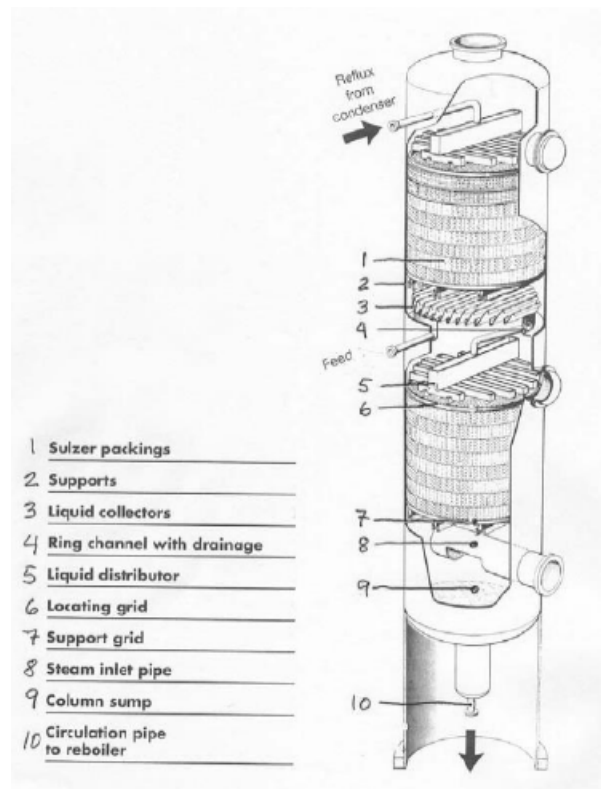
4.3 Desorpsjonskolonne

I desorpsjonskolonnen, eller stripperkolonnen, blir den innfangete CO_2 -gassen frigitt. Dette gjøres ved å tilføre varme, som fører til at man reverserer den kjemiske prosessen i forhold til absorpsjonen. Stripperkolonnen blir operert som en destillasjonskolonne, men i tillegg til gass - væske likevektsforandringer, skjer det også kjemiske reaksjoner som frigjør CO_2 fra aminet.

Den mettede aminløsningen varmeveksler med den varme ikkemettede aminløsningen fra stripperkolonnen, før det kommer inn i stripperkolonnen. Den forvarmede mettede aminløsningen kommer inn i midten av kolonnen og blir videre varmet opp i reboileren. Man får da en dampdannelse som sørger for en oppoverrettet gasstrøm. Reboileren bruker store mengder energi og er en viktig del av fangstprosessen, da det er her solventen blir regenerert. Damp til reboileren blir hentet fra dampsyklusen i kraftverket. Dampen i reboileren holder rundt 120 °C og 2 bar.

Som i absorpsjonskolonnen er det viktig å ha stor kontaktflate mellom gass og væske i stripperkolonnen, det benyttes derfor også her fyllmateriale. Den ikkemettede aminløsningen hentes ut fra bunnen av stripperkolonnen og ledes tilbake til absorpsjonskolonnen. Før den når absorpsjonskolonnen varmeveksler den med den mettede aminløsningen, og blir ytterligere nedkjølt til 40 °C. I toppen av stripperkolonnen er det en varmeveksler og en kondensator. Her forblir CO_2 i gassfase sammen med noe damp, mens mesteparten av vannet og rester av solvent blir kondensert ut av gasstrømmen og ført tilbake til stripperkolonnen. På grunn av den høye selektiviteten til aminet vil CO_2 -strømmen være relativt ren, med hovedsakelig damp som andre komponenter. Strømmen ut av toppen på stripperen vil holde en temperatur på rundt 105 °C. Den vil så bli kjølt ned ved hjelp av

eksternt kjølevann slik at vann og rester av aminet blir kondensert ut og man får en ren CO₂-strøm. CO₂-gassen blir så sendt til etterbehandling og komprimering slik at den kan lagres.



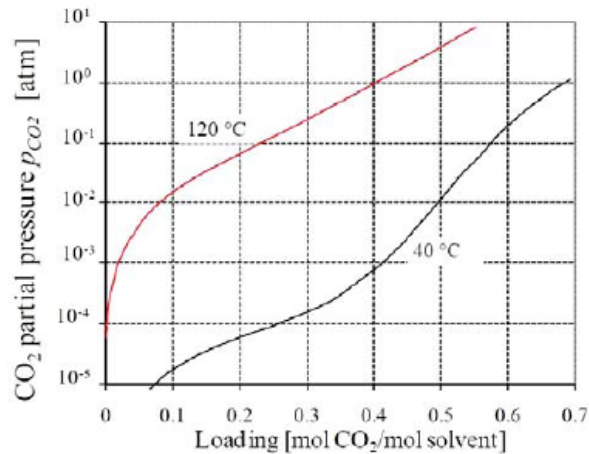
Figur 18 – Stripperkolonnen [7]

4.4 MonoEtanolAmin (MEA)

Forskjellige aminer har forskjellige egenskaper. Det er viktig å velge et amin som passer til fangstanlegget det skal brukes ved som solvent. De bestemmende parameterne for aminet er partielltrykk til CO₂, røygasskomposisjon og trykket til røygassen ved innløp til fangstanlegget.

I denne oppgaven er det tatt for seg monoetanolamin (MEA) som aminet i solventen. Solventen består av en blanding av amin og vann. MEA regnes ofte som den første kjemiske solventen som har blitt brukt i storskala fangstanlegg. Det som favoriserer MEA framfor andre aminer er egenskapen til å fange CO₂ ved lavt trykk og den lave absorpsjonsvarmen som kreves. Absorpsjonsvarmen er den varmemengden som kreves for å bryte bindingene til CO₂ og solventen.

Figur 19 viser typiske metningskurver for MEA ved to forskjellige temperaturer. Det er her valgt temperaturene 40°C og 120°C. Dette fordi metningskapasiteten til MEA er størst ved 40°C og lavest ved 120°C. MEA er billigere en mange andre amin typer og er tilgjengelig i kommersiell skala. Dette gjør MEA til et attraktivt amin til bruk i CO₂-fangst.



Figur 19 - Metningskurve for MEA [7]

Svakheten til MEA er behovet for mye desorpsjonsvarme til frigjøring av CO₂. Denne varmen blir gjerne hentet fra dampsyklusen i kraftverket, noe som fører til redusert kraftproduksjon. (Se avsnitt 4.5 og 6.3).

Andre forhold som påvirker solventen er degradering, dette skjer ved reaksjon med svoveldioksid (SO₂) og nitrogendioksid (NO₂). Dette fører til at lastkapasiteten til solventen blir redusert. SO₂ er et problem ved forbrenning med kull, siden kull ofte inneholder en del svovelkomponenter. NO₂ vil forekomme i røykgassen både ved forbrenning med kull og med naturgass. I tillegg kommer mulige korrosjonsproblemer hvis oksygen er tilstede. Dette kan føre til skader på utstyr som gir reduserte effekter, stans i anlegget og dyre utskiftninger. Degradering og korrosjon kan også forekomme hvis temperaturen overstiger 122°C. Det anbefales derfor å sette temperaturen i reboileren til 120°C [7].

4.5 Energiforbruk

Det er en rekke forskjellige områder i et fangstanlegg som er energikrevende. Den mest energikrevende prosessen i fangstanlegget er reboileren. Dette på grunn av den høye temperaturen som kreves (120°C). Det vanligste er å hente energien til oppvarming i form av damp fra kraftsyklusen. Får å oppnå de ønskede spesifikasjonene på 90 % rensing vil det kreve store mengder damp. Varmebehovet til reboileren kan deles opp i tre deler; desorpsjonsvarmen (Q_{des}), energien for å nå kokepunktet til solventen (Q_{solv}) og energimengden som kreves for å omgjøre det flytende vannet til damp i stripperkolonnen (Q_{vap,H_2O}). Det gir følgende ligning for varmebehovet i reboileren:

$$Q_{reb} = Q_{des} + Q_{solv} + Q_{vap,H_2O}$$

I tillegg til energibehovet i reboileren er det et mekanisk energibehov for å drive pumpene og viften som bringer røykgass og solventløsning rundt i fangstanlegget. Det er også behov for mekanisk arbeid for å komprimere innfanget CO₂ til transportkrav.

Energimengden som kreves i reboileren er knyttet til eksergitap i separasjonsprosessen. Eksergitap i fangstenheten er tapt arbeid som kunne vært brukt til kraftproduksjon, men som må erstattes med energi utenfra. Uttak av damp fra kraftsyklusen og energi til viften er eksempler på dette. For å få en mer nøyaktig oversikt over hvor i prosessen eksergitapene forekommer, kan det gjennomføres en eksergianalyse for å finne mulige forbedringsområder. Geuzebroek, 2004 [25] har gjennomført en slik

analyse. I følge denne analysen er det komponentene røykgassviften, absorpsjonskolonnen og kondensatoren på toppen av stripperkolonnen som gir de største eksperimentene.

4.6 Modellering og design av et absorpsjonsanlegg

Prinsippene for absorpsjon og gasseparasjon er presentert av Khol, 1997 [23] og Rousseau, 1987 [24]. For å designe en absorber er det vanlig å benytte simuleringsverktøy for å gjøre utregninger på varme- og massebalanser og beregninger på utstyrsparemetere.

4.6.1 Grunnleggende design

Ifølge Khol, 1997 [23] er den viktigste funksjonen i absorpsjonskolonnen å ha en stor kontaktoverflate mellom gass- og væskefase. Dette er viktig for å klare å få stor nok massetransport mellom fasene. Siden forholdet mellom gass og væske i kolonnen er den begrensende faktoren på massetransporten.

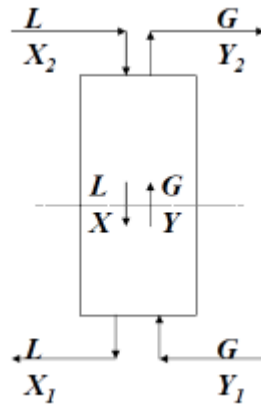
Litteratur om absorpsjonsprosessen beskriver vertikale kolonner med pakningsmateriale som det mest vanlige. Dette fordi en slik oppbygning av pakningsmateriale sørger for stor kontaktflate mellom gass og væske, i tillegg til å sørge for lavt trykktap gjennom kolonnen.

Kohl, 1997 [23] og Rousseau, 1987[24] har listet opp noen viktige designaspekter for motstrøms absorpsjonskolonner.

- Valg av solvent.
- Valg av absorpsjonskolonne og desorpsjonskolonne, med oppbygning av pakningsmateriale og nivådesign i forhold til prosesskravene og operasjonsforhold.
- Varme- og massebalanseberegninger.
- Beregning av høyden på kolonnen i forhold til massestrømsanalyse. Dette inkluderer antall nivåer som trengs og høyde på pakningsseksjonene.
- Beregning av diameteren til kolonnen i forhold til gass- og væskestrømmene og hydrauliske forhold.
- Mekanisk design av komponentene.

4.6.2 Massebalanse

Når man arbeider med væske og gass med konstante strømningsrater gjennom en kolonne må man ta i betraktning massestrømmene og mol forholdene. Massebalansen i toppen av en absorpsjonskolonne kan beskrives med likning 2. Figur 20 viser de forskjellige strømningsretningene og molratene.



Figur 20 - Massebalanse for absorpsjonskolonne/stripper [7]

$$G_M(Y - Y_2) = L_M(X - X_2)$$

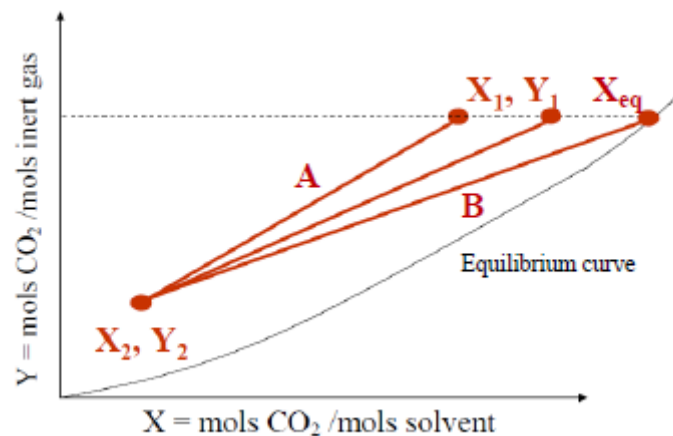
$G_M = G$ = strømningsraten med gass

$L_M = L$ = strømningsrate med væske

Y molfraksjon CO₂ i væskefasen

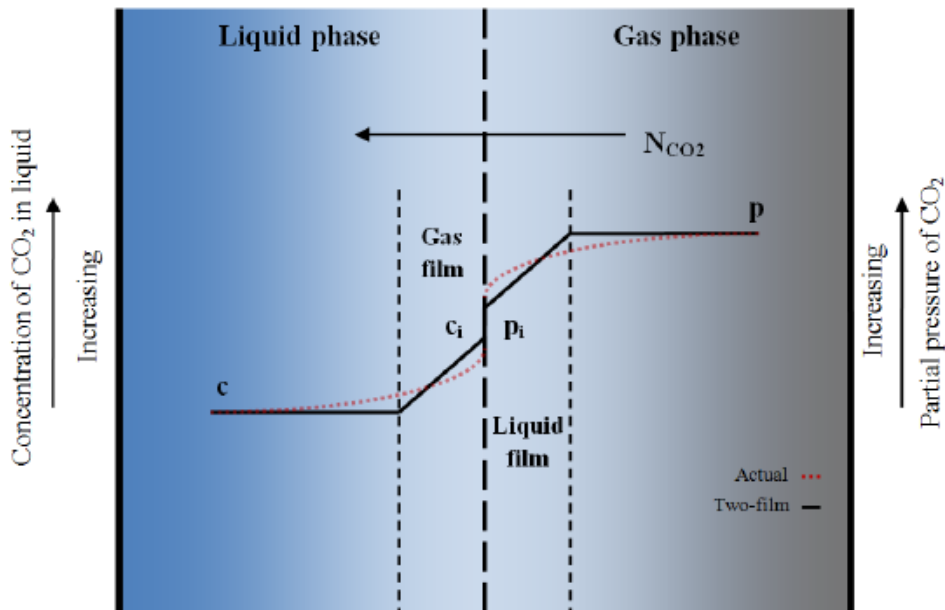
X molfraksjon CO₂ i gassfasen

I Figur 21 er det vist operasjonslinjer for absorpsjonsprosessen, hvor linje A er designforholdene mens linje B er ved minste massestrøm med væske.



Figur 21 - Operasjonslinjer - likevektslinje diagram [7]

Men for å kunne dimensjonere størrelsen på kolonnene trenger man også å se på overføringen av CO₂ fra gass til væske og motsatt. Man ser her for seg en film som skiller væske fra gass som vist i Figur 22. Dette omtales som to-films tilnærming.



Figur 22 - Illustrasjon av to-filmteori for gassabsorpsjon in i væske

Ved å benytte to-fasekonseptet kan overføringen av CO_2 beskrives med likningen under.

$$N_{\text{CO}_2} = k_G(p - p_i) = k_L(c_i - c)$$

Hvor k_L og k_G er absorpsjonsfaktorer.

k_G = mengden stoff overført gjennom en væskefilm per enhet tid, per enhet areal, per enhet drivkrefter i form av væskekonsentrasjon.

k_L = mengden stoff overført gjennom en gassfilm per enhet tid, per enhet areal, per enhet drivkrefter i form av trykk.

N_{CO_2} = mengden CO_2 overført per enhet tid, per enhet areal [$\text{kmol}/\text{m}^2\text{s}$]

p = partielltrykket til CO_2 i gassfase [Pa]

p_i = partielltrykket til CO_2 ved grenseflaten [Pa]

c_i = konsentrasjonen av CO_2 i væskefase [kmol/m^3]

c = konsentrasjonen av CO_2 ved grenseflaten [kmol/m^3]

Det vises her at partielltrykket til CO_2 og konsentrasjonen av CO_2 har stor påvirkning på drivkreftene i absorpsjonsprosessen.

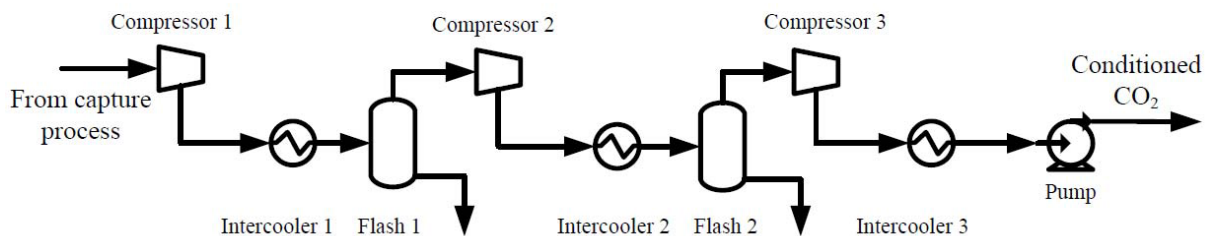
5. Kompresjon av CO₂

Etter at CO₂en er frigjort i stripperkolonnen må CO₂strømmen komprimeres og behandles for å oppnå riktig transporttrykk og temperatur. Når CO₂en forlater stripperkolonnen har den et trykk nært atmosfærisk trykk. Gasstrømmen inneholder også vann som må kondenseres bort før transport. Kompresjonsprosessen gjøres vanligvis i trinn med mellomkjøling mellom hvert trinn. Antall trinn påvirkes av ønsket sluttrykk, komposisjonen av gassen, massestrøm og kostnader.

Kompresjon av CO₂ skiller seg fra kompresjon av andre fluider på grunn av den høye molekylvekten, stor kompressibel oppførsel og det kritiske punktet som finnes for CO₂ [5]. Når CO₂ når det kritiske punktet vil man ikke lenger kunne skjelne overgangen mellom gassfase og væskefase. Et annet fenomen er den store reduksjonen i volum ved komprimering av CO₂. Denne reduksjonen er gradvis og fører til at man har store volum i første kompressortrinn og det minste volumet etter det siste kompressortrinnet.

Kompresjonsmengden avhenger av hvor langt CO₂en skal transporteres i rørledningen. Det er viktig å transportere CO₂ ved superkritisk trykk og det er derfor viktig å iberegne trykktap gjennom rørledningen. Basert på dette kan ønskelig trykknivå beregnes. Typisk verdi for ønsket transporttrykk og temperatur vil være i området 100 – 150 bar ved 30 °C [7].

Kompressorarbeidet som trengs for å møte transportkrav er typisk mellom 0,3 – 0,5 MJ/kg CO₂ [9]. Figur 23 viser et eksempel på hvordan en kompresjonsprosess kan se ut.



Figur 23 - Trestegs CO₂ kompresjonsprosess [7]

6. Integrasjon mellom kraftverk og fangstenhet

Den mest markante effekten av å tilknytte et fangstanlegg til et kraftverk, er tapet i effektivitet som skyldes det store energibehovet i reboileren, samt et tillegg i ekstra driftskostnader. Fangst av CO₂ med kjemiske solventer i etterkant av forbrenningen er teknisk mulig å gjøre. Fangstmetoden er allerede utprøvd i industrien i forbindelse med gassprosessering, hydrogen- og ammoniakkproduksjon. Det viktige for å redusere tapene blir da å optimalisere integrasjonen mellom kraftverk og fangstanlegg, ved å finne optimalt punkt for damputtak som bestemmes av energimengden som kreves i reboileren.

6.1 Damputtak

Når man ser på energiregnskapet for et kraftverk med fangst viser det seg at det er mer effektivt å hente ut damp fra dampsyklusen til reboileren, enn å bruke denne dampen til å produsere kraft for så å bruke den kraften i reboileren. En av de beste måtene å evaluere damputtaket er å se på eksergiregnskapet for uttaksprosessen. Eksergien som blir hentet ut med dampen kan regnes som teoretisk tapt arbeid, siden denne dampen ellers ville blitt brukt til å produsere arbeid. Eksergilikningen for prosessen vil bli:

$$e = (E - U_{ref}) + p_{ref}(V - V_{ref}) - T_{ref}(S - S_{ref})$$

Hvor U_{ref} , V_{ref} , T_{ref} og S_{ref} er for referanseforhold ($P = 1,013\text{bar}$, $T = 15\text{ }^\circ\text{C}$).

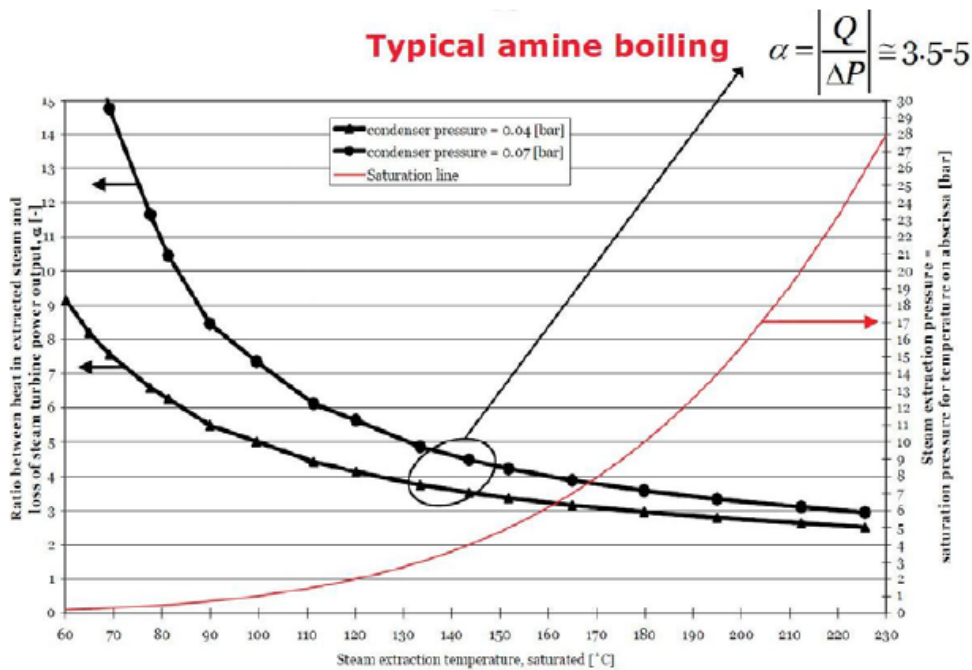
For å kunne evaluere krafttap ved damputtak har man definert en α -verdi. α -verdien er forholdet mellom varmemengden som blir tatt ut med dampen og tap i kraftproduksjon. Dette refereres ofte til som faktoren for verdien av damp.

$$\alpha = \left| \frac{Q_{uttak}}{\Delta P} \right|$$

$$Q_{uttak} = m_{uttak}(h_1 - h_2)$$

$$\Delta P = P_{uten\ uttak} - P_{med\ uttak}$$

Det vil si at en høy α -verdi tilsier et lavt krafttap, siden det betyr stort uttak av varme sammenlignet med tapet i kraftproduksjon. Det som gir den beste α -verdien er uttak av damp ved lavest mulig temperatur og trykk for å kunne dekke varmebehovet. Ved å hente ut dampen ved et lavere trykk kan en større andel av den potensielle trykkenergien i dampen utnyttes til energiproduksjon. Figur 24 viser et plott av α -verdien hvor trykk og temperatur er variert ved uttaket i et gasskraftverk. Levert damp har blitt plottet med trykk mellom 3.5 – 4 bar og temperatur mellom 130 - 140°C.



Figur 24 - Diagram for uttak av damp [26]

Damputtaketets effekt på virkningsgraden kan beregnes med likningen nedenfor.

$$\eta_{med_uttak} = \frac{P_{uten_uttak} - \frac{Q_{uttak}}{\alpha}}{LHV}$$

Optimale forhold for damputtaket avhenger av trykk- og temperaturkravene i reboileren. I tillegg er det ønskelig at dampen til reboileren er i mettet form da dette gir de laveste entalpiverdiene, som videre minimerer eksergitapene. Ved uttak av overopphetet damp er det vanlig å tilføre vann for å omgjøre dampen fra overopphetet damp til mettet damp.

Temperaturen i reboileren må være på 120°C som nevnt i avsnitt 4.3 og 4.4. En antar en temperaturforskjell på 10°C mellom dampen og ønsket temperatur i reboileren. Uttaksdampen trenger derfor å holde en temperatur på minst 130°C. Siden det er behov for at dampen er i mettet tilstand gir det en nedre trykkverdi på 2,7bar. I tillegg til dette må det tas hensyn til at det er trykktap i rørsystemet. Varmemengden som kreves i reboileren er gitt av likning 7.

$$Q_{reb} = \dot{m}_{uttak} (h_{uttak} - h_{kond})$$

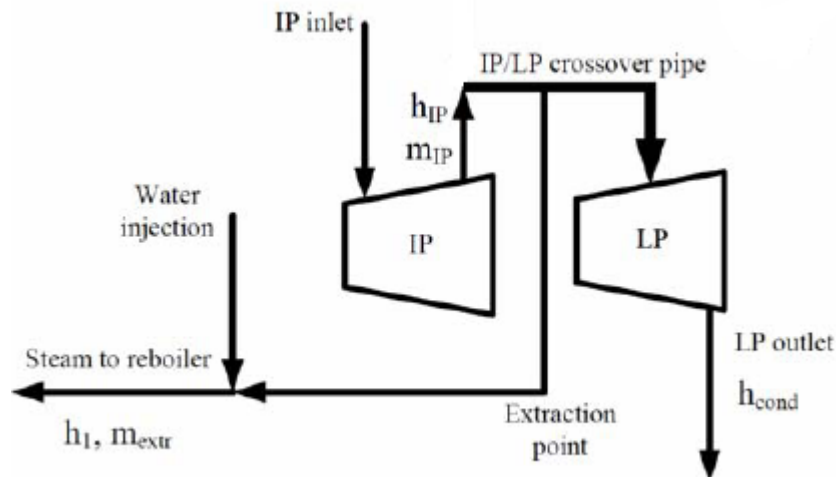
Hvor h_{uttak} er entalpien i uttakspunktet. Ved å kjenne temperatur og trykk kan likning 7 benyttes til å beregne mengden damp som reboileren trenger.

$$\dot{m} = \frac{Q_{uttak}}{(h_{uttak} - h_{kond})}$$

6.2 Uttakspunkt for damp

Det er flere punkter i dampsyklusen hvor det er mulig å hente ut damp. Man kan hente damp direkte fra innløp eller utløp av en turbinseksjon, direkte uttak fra turbinskallet eller fra overgangen mellom

MT-turbinen og LT-turbinen. Ved damputtak fra turbinskallet har man mulighet til å hente ut dampen ved akkurat det trykket og den temperaturen som er ønskelig. På grunn av mengden damp sees det på som vanskelig å benytte uttakslinjer i turbinskallet [4]. For å minimere eksergitapet benytter man ofte overgangen mellom MT-turbinen og LT-turbinen som uttakspunkt [4,11]. Uttak fra overgangspunktet gir også fordelen at dampen her alltid vil være mettet eller overopphetet damp, også ved dellast. Dette gir de stabile forholdene i reboileren som er nødvendige for renseprosessen. Ved uttak av overopphetet damp er det vanlig å injisere vann inn i dampstrømmen for å redusere uttaksmengden og eksergitapet.



Figur 25 - Damputtak fra overgang mellom MT- og LT- turbin

6.3 Tap i virkningsgrad

Ved tilknytning av en fangstenhet til et kraftverk vil det være en reduksjon i kraftutbyttet til kraftverket. Det er flere områder av fangstprosessen som krever energi. I tillegg til varmen som kreves i reboileren, er det også behov for mekanisk energi til å drive pumper og vifter, det er også et behov for energi til komprimering av rensed CO₂ i forbindelse med transport og lagring. Det blir i dette tilfelle naturlig å sette opp en ny virkningsgrad for kraftproduksjon med CO₂-fangst. Bolland, 2003 [9] presenterer følgende likning.

$$\eta_{med_CO_2fangst} = \eta_{kullkraft_uten_co_2fangst} \frac{E_{mekanisk}^{CO_2} C}{LHV} \frac{E_{varme}^{CO_2} Cf}{\alpha LHV} \frac{E_{kompresjon}^{CO_2} Cf}{LHV}$$

Første ledd ($\eta_{kullkraft_uten_co_2fangst}$) er virkningsgraden til kraftverket uten CO₂ fangst. Dette kan sees på som utgangspunktet for regnestykket.

Andre ledd ($\frac{E_{mekanisk}^{CO_2} C}{LHV}$) er tapet relatert til mekanisk arbeid. Hvor $E_{mekanisk}^{CO_2}$ er energiforbruket til mekanisk arbeid (MJ/kg CO₂). C er forholdet mellom CO₂ dannet pr enhet brensel (kg CO₂/kg brensel). LHV er nedre brennverdi på brenselet (MJ/kg brensel).

Tredje ledd ($\frac{E_{varme}^{CO_2} Cf}{\alpha LHV}$) er tapet relatert til varmebehovet i reboileren som følge av damputtak fra dampsyklusen. $E_{varme}^{CO_2}$ er energimengden som blir tatt ut i form av damp (MJ/kg CO₂). f representerer fangstraten av CO₂ og α er krafttapsfaktoren presentert i avsnitt 6.1.

Det fjerde leddet i likningen ($\frac{E_{kompresjon}^{CO_2} Cf}{LHV}$) er relatert til kraftbehovet for å komprimere CO₂ til transportkrav. $E_{kompresjon}^{CO_2}$ er energiforbruket til kompressorene (MJ/kg CO₂).

7. Litteraturstudie

Det gjøres for tiden mye forskning på integrasjon mellom kraftverk og fangstenhet for CO₂. Hovedmålet med disse studiene er å utvikle teknologi for å redusere krafttapse i anlegget som helhet. I studier som blir gjort sees det både på integrasjon mellom kraftverk og fangstenheten og integrasjon internt i fangstanlegget. I denne rapporten blir det sett på integrasjon mellom kraftverket og fangsenheten.

7.1 Fangstklart kraftverk

Det er stort fokus på fangstklare kraftverk (FKK) når det skal planlegges nye kraftverk. Et FKK er et kraftverk hvor det er lagt til rette for tilkobling av et fangstanlegg. Dette kan være et nytt kraftverk hvor det er planlagt tilkobling av CO₂fangst i senere tid eller et eksisterende kraftverk hvor man har gjort modifikasjoner slik at kraftverket er klart for tilkobling av et fangstanlegg. Noen eksisterende kraftverk regnes som ikke mulige å tilpasse til karbonfangst. Dette kan skyldes for liten plass i området rundt kraftverket til å koble på et fangstanlegg. Hvis det eksisterende kraftverket er et eldre kraftverk med lavere virkningsgrad kan dette by på problemer, da disse produserer større mengder med CO₂ og fangstanlegget da vil kreve for mye energi til at det er mulig å gjøre dette lønnsomt. Det er derfor viktig å bedømme beliggenheten til nye kraftverk. Flere eksisterende kraftverk er mulige å gjøre fangstklare men dette vil ha en høyere kostnad [12].

Det er noen generelle kriterier som bør overholdes ved planlegging av et FKK [12]:

- Virkningsgraden til et FKK bør være det samme som et standard kraftverk.
- Et eksisterende FKK bør ha samme virkningsgrad som et nytt kraftverk med CO₂ fangst ved samme dampforhold.
- Et FKK bør ikke ha ekstra forskuddskostnader.
- Det modifiserte kraftverket må kunne operere uten fangstenheten.
- Det bør være mulig å implementere ny teknologi i et FKK.

7.1.1 Tilkobling av et fangstannlegg til et fangstklart kullkraftverk

Når man ser på et aminbasert fangstanlegg for kullkraft må det også ta hensyn til SO_x holdighet i røykgassen, og tilpasse dampsyklusen slik at det er mulig å levere den termiske energien som det er behov for i stripperen. I en studie [12] settes det opp følgende to punkter som krav for FKK basert på kull.

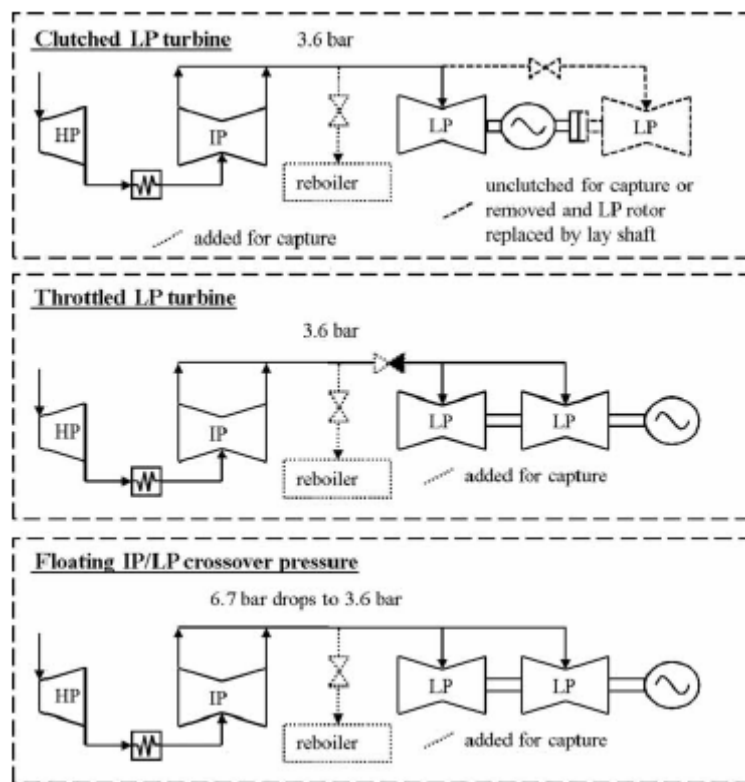
- Det bør tas hensyn til potensielle forandringer ved design av svovelrensingsenheten slik at den kan oppnå høy grad av svovelrensing.
- Dampsyklusen bør gjøres fangstvennlig slik at det blir mulig og levere nødvendig damp til fangstanlegget for regenerering av solventen. Dette bør gjøres med tanke på å minimere påvirkningen på kraftverkets ytelse.

Ved det siste punktet ansees det som lønnsomt å hente dampen fra overgangen mellom mellomtrykksturbinen og lavtrykksturbinen. Det sees da på flere mulige løsninger for hvordan dette bør settes opp [12]. Figur 26 viser tre forskjellige oppsett for hvordan dette kan gjøres.

Oppsett 1 er med clutchkoblet lavtrykksturbin. For delen med dette oppsettet er at turbinen er koblet til hovedakslingen med en clutch før fangstanlegget er koblet til. Når det så skal leveres damp til fangstanlegget kan turbinen kobles ut uten å påvirke dampsyklusen og trykknivåene.

Oppsett 2 er en lavtrykksturbin med struping. Her blir det satt inn en strupeventil for å sikre at utgangstrykket fra mellomtrykksturbinen er stabilt.

Oppsett 3 er satt opp med et flytende trykk i overgangen mellom mellomtrykksturbinen og lavtrykksturbinen. Målet med dette er å gjøre systemet mer fleksibelt ved varierende forhold og på den måten kunne levere damp ved forskjellig trykk og temperatur.



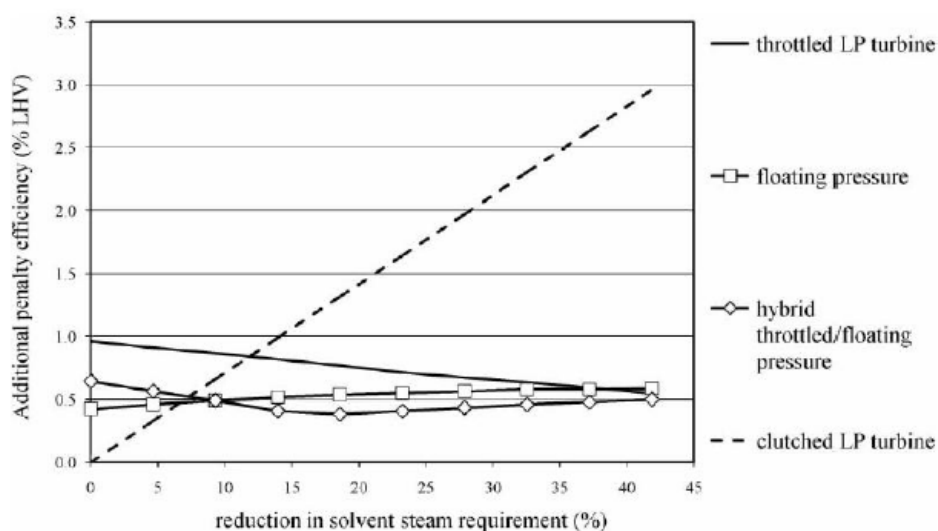
Figur 26 - Fangstklare dampsyklusmuligheter [12]

Simulering av de tre forskjellige oppsettene viser at det ikke er noen påvirkning på kraftverket hvis fangstenheten ikke er koblet til. Virkningsgraden blir derimot redusert med mellom 9 og 10 % når fangstenheten kobles til. Resultatene fra artikkelen [12] er gitt i Tabell 1.

Tabell 1 - Sammenlikning av ytelse [12]

	New plant without CCS	New plant with CCS	Throttled LP turbine	Floating pressure	Clutched LP turbine
Fuel input (MW)	1913	1913	1913	1913	1913
Gross power output (MW)	947.4	843	826	837	843
Ancillary power for boiler/turbine island (MW)	77.3	77.3	77.3	77.3	77.4
Ancillary power for capture and compression to 110 bar (MW)		77	77	77	77
Heat requirement for solvent (MW)		490.4	490.4	490.4	490.4
Heat recovery from integration with capture process (MW)		96	96	94.3	96
Net power output (MW)	870.1	688.7	671.7	682.7	688.6
Efficiency w/o CCS (LHV)	45.5%		45.5%	45.5%	45.5%
Efficiency w. CCS (LHV)		36%	35.1%	35.7%	36%
IP turbine outlet pressure before retrofit (bar)	6.7 or 3.6		3.6	6.7	3.6
IP turbine outlet pressure with capture (bar)		3.6	3.6	3.6	3.6

En kan se at oppsett 1 er det oppsett som gir den beste løsningen for damputtak til CO₂ fangst utifra tabellen. Figur 27 viser redusert virkningsgrad i forhold til reduksjon i damputtaket for de forskjellige oppsettene. Fra denne figuren kan man tydelig se at reduksjon i virkningsgraden øker lineært med reduksjon i damputtaket. Dette betyr at med oppsett 1 vil man ikke kunne tjene på å finne solventer med lavere energikrav. Oppsett 2 har en synkende reduksjon i virkningsgrad, mens oppsett 3 forholder seg noenlunde konstant. Dette viser at oppsett 2 og 3 er å foretrekke framfor oppsett 1.



Figur 27 - Reduksjon i virkningsgrad ved redusert damputtaksrate [12]

7.1.2 Tilkobling av et fangstanlegg til et fangstklart NGCC kraftverk

Ved å koble et fangstanlegg til et NGCC kraftverk vil den største utfordringen ligge i å få levert damp til stripperkolonnen ved riktig trykk og temperatur. Gassturbinen vil ikke bli påvirket av fangstanlegget da det ikke er noen direkte kobling mellom gassturbinen og fangstanlegget. Den delen av kraftverket som vil bli påvirket er dampurbinsyklusen og HRSG-enheten. Hovedvilkårene for et fangstklart NGCC kraftverk er presentert av Lucquiaud, 2009 [13].

- Dampurbinsyklusen og HRSG-enheten bør designes slik at det har samme ytelse som et standard kraftverk uten CO₂fangst når det ikke leveres damp til fangstanlegget.
- Dampsyklusen bør designes på en fangstvennlig måte slik at den kan levere forskjellige dampmengder til stripperkolonnen med minst mulig reduksjon i virkningsgrad.
- Design HRSG-enheten fangstvennlig slik at den er tilpasset endrede forhold på returstrømmen med kondensert damp.

For å tilfredsstille forholdsreglene over har Lucquiaud presentert to oppsett for hvordan damputtaket kan gjennomføres. I modellen har han benyttet to gassturbiner på 260MW_e to HRSG-enheter og en dampturbin. Punktet for damputtaket er satt til overgangen mellom mellomtrykksturbinen og lavtrykksturbinen.

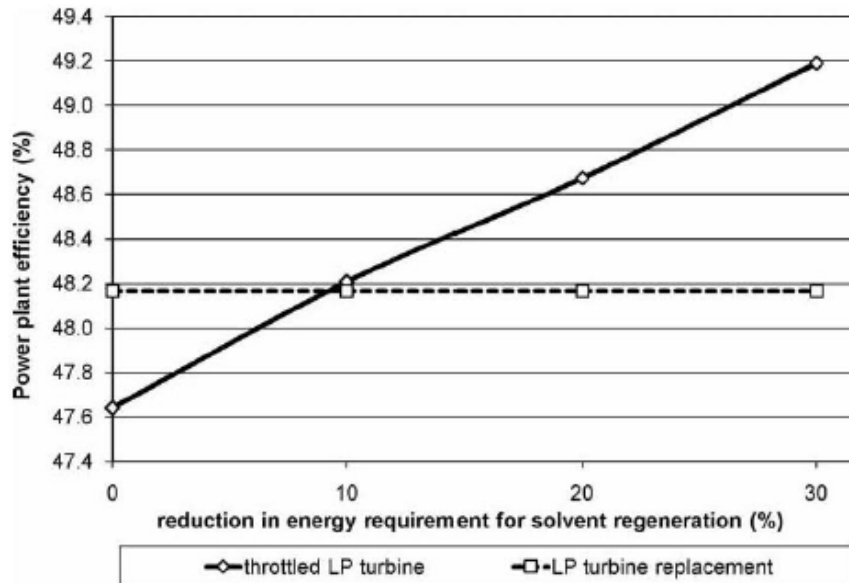
Oppsett 1 er å benytte en lavtrykksturbin som er designet for dampstrømmen etter at damp til fangstanlegget er hentet ut.

Oppsett 2 er basert på struping av lavtrykksturbinen som for kullkraftverket. Her blir det satt inn en strupeventil for å sikre at utgangstrykket fra mellomtrykksturbinen er stabilt.

Resultatene viser at virkningsgraden går fra 56,7 % uten fangst til 48,2 % for oppsett 1 og 47,6 % for oppsett 2. Resultatene er gitt i Tabell 2. I Figur 28 ser vi et plott at de to forskjellige oppsettene. Her kan man se at oppsett 2 har en mye større fleksibilitet og vil derfor være å foretrekke da det forventes at fremtidens solventer vil være mindre energikrevende. Oppsett 1 gir best vkningsgrad ved dagens energibehov. I følge Lucquiaud skyldes mangelen på fleksibilitet i oppsett 1 at lavtrykksturbinen ikke klarer å utnytte seg av den ekstra dampen som blir tilgjengelig når fangstanlegget krever mindre damp. Denne ekstra dampen vil derfor gå rett til kondensatoren istedenfor å benyttes til kraftproduksjon.

Tabell 2 - Sammenligning av oppsett for damputtak [13]

	Plant performance of natural gas combined cycle		
	Capture ready without capture	Capture ready with capture: throttled LP turbine	Capture ready with capture: replaced LP turbine – ideal case
Fuel input (MW LHV)	1913	1913	1913
Gas turbine gross power output (x2) (MWe)	520	520	520
Steam cycle gross power output (MWe)	296.1	223.1	230.4
LP steam turbine inlet pressure (bar)	3.6	1.95	3.6
Ancillary power (MWe)	24	78	78
Net power output (MWe)	792.1	665.1	672.4
Power plant efficiency (%LHV)	56.7	47.6	48.2
Drop in efficiency (% points)		9.1	8.5
CO ₂ emissions (kgCO ₂ /MWh)	379	66	66

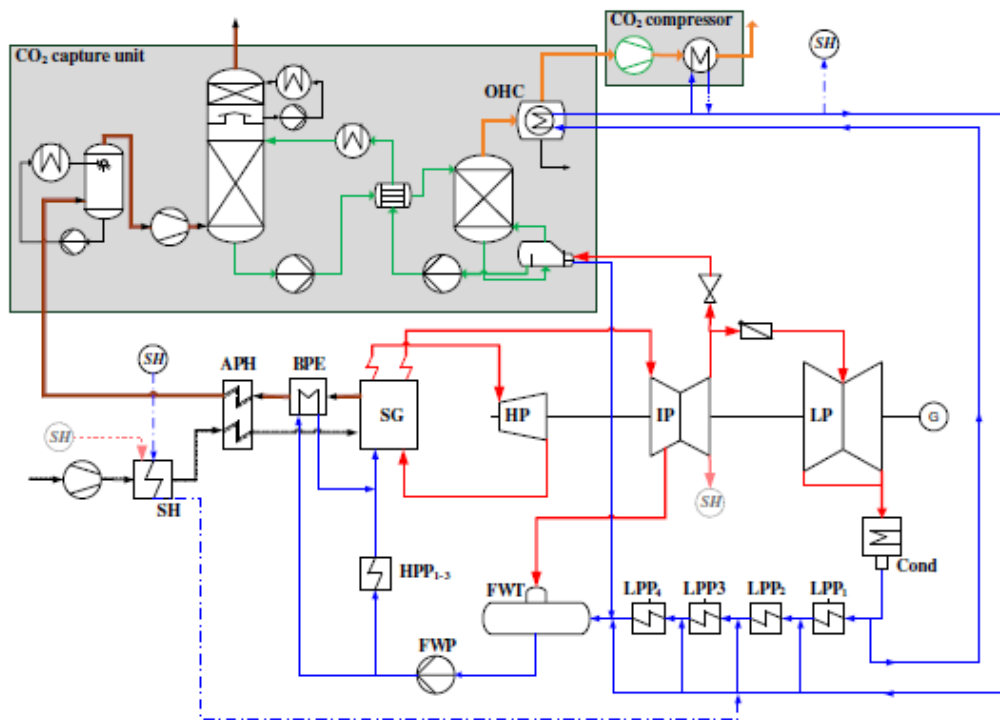


Figur 28 - Sammenligning av alternativene for uttak av damp [13]

7.2 Integrasjonsmuligheter mellom kullkraftverk og fangstenhet

Et annet område med mye fokus er utnyttelse av overskuddsvarme i fangstenheten. Siden det er et stort termisk energibehov i stripperen, vil CO₂- og dampblandingen som kommer ut av toppen på stripperen holde en temperatur på rundt 105 – 106 °C. Det er blitt sett på muligheten til å nyttegjøre seg av denne energien, Pfaff 2010 [14]. Her ser Pfaff på oppbygningen av dampsyklusen til et kullkraftverk med CO₂-fangst. For å øke virkningsgraden til et kraftverk hentes det ut damp ved forskjellige temperaturer for å forvarme matevannet til kjelen som vist i Figur 39. Forvarming av matevannet fører til at brenselforbruket går ned siden temperaturen på vannet ikke skal løftes like mye.

De to første stegene av matevannsforvarmingen opererer på temperaturer i området 30 – 96 °C. Ved å ta noe av vannet i dampsyklusen etter kondensatoren og føre den til fangstanlegget for oppvarming, kan mengden damp som trengs til matevannsforvarming reduseres. Figur 29 viser et mulig oppsett for hvordan dette kan gjøres.



Figur 29 - Oppsett for utnyttelse av overskuddsvarme i stripperkondensatoren [14]

Vi ser her at strømmen fra kondensatoren deles og at den ene delstrømmen varmes opp i kondensatoren tilknyttet stripperen. Det oppvarmede vannet blir tilbakeført i de forskjellige forvarmingsstegene til matevannet. Resultatene gitt i artikkelen til Pfaff 2010 [14] viser en forbedret virkningsgrad på 0,31 prosentpoeng.

8. Modellering og simulering

I dette kapittelet vil det bli gitt en kort beskrivelse av modellene som er benyttet til å simulere kraftverkene og fangstanlegget.

For simulering av kraftverk med fangstenhet er det blitt benyttet programmene Steam Pro [15], GT Pro [16] og UniSim Design Suite [17]. Begge programmene blir forklart senere i kapittelet. Det vil også bli gitt oppgitt designparametere for de forskjellige prosessene.

8.1 Simuleringsprogrammer

8.1.1 Steam Pro

For modellering av kullkraftverket ble programmet Steam Pro benyttet, som blir levert av Thermoflow. Dette er et designprogram for konvensjonelle kullkraftverk. Programmet er lagt opp med et grafisk brukergrensesnitt hvor man blir bedt om å fylle inn parametere, betingelser og antagelser for anlegget. Programmet vil så estimere utstyrsstørrelser, varme- og massestrømmer og ytelse fra anlegget. På grunn av det grafiske brukergrensesnittet gir Steam Pro god oversikt over systemets prosesser. Steam Pro gir også ut alle tallverdiene i oversiktelige tabeller.

8.1.2 GT Pro

Modelleringen av gasskraftverket ble gjort ved hjelp av programmet GT Pro. GT Pro er et simuleringsverktøy som både kan brukes til å simulere combined cycle kraftverk og CHP kraftverk. GT Pro er bygd opp med et grafisk grensesnitt. Programmet tilbyr da en systematisk arbeidsplattform hvor de forskjellige parametrene kan settes inn. Programmet vil beregne alle varme- og massebalansene i tillegg til å dimensjonere utstyret i kraftverket. Resultatene blir presentert både grafisk og i form av tabeller og gir god oversikt over alle delprosessene.

8.1.3 UniSim

UniSim er også et simuleringsprogram med grafisk oppbygning. Man velger her komponenter fra en meny og plasserer de ut i et simuleringsmiljø, hvor alle komponentene så kobles sammen med strømningslinjer. Parametere for komponentene og strømningslinjene kan spesifiseres ved å åpne en meny for hver komponent. For å indikere om komponenten og strømningslinjene er godt nok definert brukes fargekoder.

For modellering av kjemiske prosesser, som MEA reaksjoner, kreves det ekstra programpakker. I simuleringene til denne rapporten ble det brukt en egen aminprogrampakke som er innebygd i UniSim.

8.2 Kraftverket

8.2.1 Kullkraftverk

Kraftverket er designet som et ultrakritisk pulverisert kullkraftverk, med en produksjon på 500MW med konvensjonelle kjeler. Modelleringsdata er hentet fra tre publikasjoner om kullkraftverk med CO₂-fangst [12, 18, 19], i tillegg til informasjon fra medveileder Ystad [20]. Kraftverket er simulert i Steam Pro.

Turbinene i kraftverket er satt opp med tre trykksteg, med ettervarming mellom høytrykksturbinen og mellomtrykksturbinen, som vist i Figur 38. Trykket ved overgangen mellom mellomtrykksturbinen

og lavtrykksturbinen er satt til 4 bar. Det er benyttet bituminøst kull som brensel i kraftverket. I Tabell 3 er det oppgitt designdata for kullkraftverket.

Tabell 3 - Data for kullkraftverket

Parametere	Enhet	Verdi
Brenselssammensetning		
Fuktighet	wt.%	6
Aske	wt.%	9,94
Karbon	wt.%	69,36
Hydrogen	wt.%	5,18
Nitrogen	wt.%	1,22
Svovel	wt.%	2,89
Oksygen	wt.%	5,41
Total	wt.%	100
Dampsyklusen		
HT trykk og temperatur	bar/°C	280/600
MT trykk og temperatur	bar/°C	64/600
LT trykk og temperatur	bar/°C	4/216
Dearator trykk og temperatur	bar/°C	13,79/212,1
Trykk i overgangen mellom MT og LT	bar	4
Trykk og temperatur i kondensatoren	mbar/°C	40/29,17
Kjølevannstemperatur	°C	15

HT = høyt trykk, MT = mellomtrykk og LT = lavt trykk.

8.2.2 NGCC kraftverk

NGCC kraftverket er satt opp som et 420MW combined cycle kraftverk. Det er satt opp med et tre trykks HRSG konfigurasjon med gjenoppvarming mellom høytrykk- og mellomtrykksturbinen. Dette er gjort da det regnes som det oppsettet som gir best varmegjenvinning [2]. Oppsettet av kraftverket er også blitt gjort etter muntlig veiledning av medveileder Ystad [20]. De viktigste designdataene er gitt i Tabell 4

Tabell 4 - Data for kullkraftverket

Parameter	Enhet	Verdi
Brenselkomposisjon		
Metan	mol%	87
Etan	mol%	8,46
Nitrogen	mol%	3,65
Karbondioksid	mol%	0,34
Hydrogen	mol%	0,36
Damp turbin syklus		
Trykk og temperatur for høytrykksturbinen	bar/°C	124/566
Trykk og temperatur for mellomtrykksturbinen	bar/°C	27,6/566
Trykk og temperatur for lavtrykksturbinen	bar/°C	4/288
Dearator trykk og temp	bar/°C	4,15/145
Trykk i overgangen mellom MT og LT	bar	3,6
Trykk og temperatur i kondensatoren	mbar/°C	48/32

8.3 Fangstenhet

For simulering av fangstenheten ble UniSim benyttet. Når man designer en modell for et fangstanlegg må det settes opp noen spesifikasjoner. De viktigste designdataene er gitt i Tabell 5. Absorpsjonsprosessen ble fastsatt ved å regulere strømningsraten til solventet slik at en fangstprosent på 90 % ble oppnådd. Ytelsen til stripperen ble fastsatt ved å spesifisere temperaturen i den overliggende kondensatoren og CO₂ konsentrasjonen i den ikke-mettede solventstrømmen. CO₂ konsentrasjonen i den ikke-mettede solventstrømmen er viktig i forhold til energikravet til fangstanlegget. Temperaturen til kjølevannet som er tilgjengelig er antatt å være på 15 °C. Vannvaskingstemperaturen er satt til 25 °C, mens temperaturen i den overliggende kondensatoren er satt til 30 °C. For dimensjonering av diameter og høyde på kolonnene er det brukt data fra [2, 21]. Fangstanlegget vil være likt for fangst fra kullkraft og NGCC, men med enkelte forskjeller på grunn av ulike forhold i eksosgassen

Tabell 5 - Data for fangstenheten

Parameter	Enhet	Verdi
MEA konsentrasjon	wt%	30
Virkningsgrad for CO ₂ fangst	%	90
Temperaturtilnærming i kryssvarmeveksleren	°C	5
Absorber data		
Trykktap i kolonnen	mbar	40
Temperatur på ikkemettet solvent	°C	40
Vannvaskingstemperatur	°C	25
Antall nivåer	-	15
Diameter	m	8
Pakningshøyde	m	8
Desorber data		
Desorber inntakstrykk	bar	1,98
Overliggende kondensator temperatur	°C	30
Reboiler trykk	bar	2
Antall nivåer	-	30
Mettet solvent innførings nivå	-	1
Diameter	m	6
Pakningshøyde	m	7,3

9. Resultater

I dette kapittelet vil resultatene av simuleringene bli presentert og diskutert. Det vil bli vist hvordan trykk- og temperaturforandringer i uttakspunktet for reboilerdampen vil påvirke α -verdien og virkningsgraden til kraftverket.

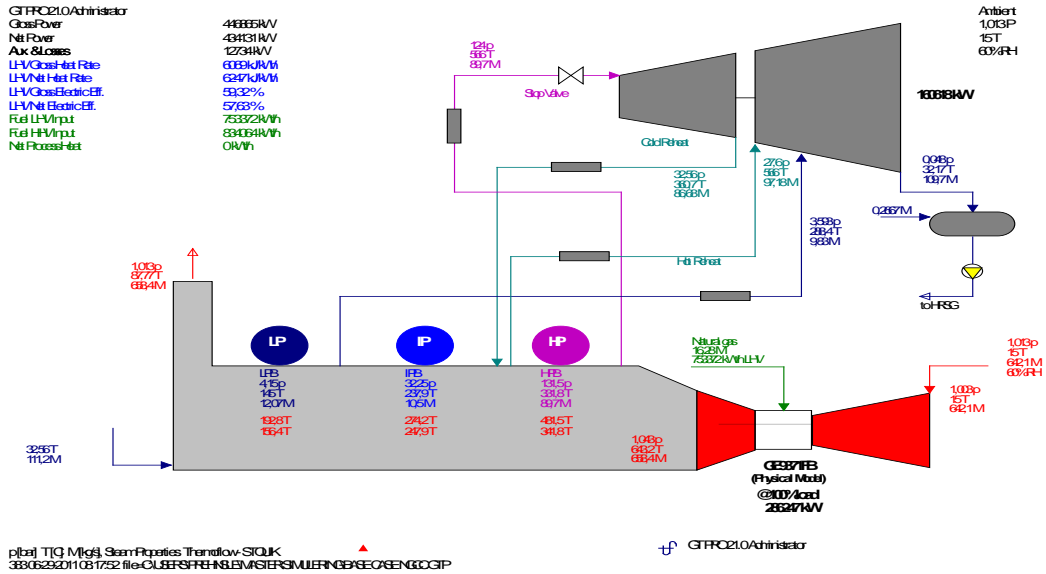
9.1 NGCC kraftverk uten CO₂ fangst

Resultatene fra simuleringen av kraftverket uten CO₂ fangst er gitt i Tabell 6. Kraftverket opererer med ettervarming mellom høytrykksturbinen og mellomtrykksturbinen som vist i Figur 30. NGCC kraftverket uten CO₂ fangst ga forventede resultater for denne typen kraftverk, med en virkningsgrad på 57,62 %. CO₂ konsentrasjonen i røykgassen er også i det forventede området med 4,158 mol.%. Dette gir et forholdsvis lavt partielltrykk for CO₂, som igjen gir mindre drivende krefter i absorpsjonskolonnen. Dette vil videre gi lavere metning på den mettede aminstrømmen.

Den forholdsvis høye konsentrasjonen av oksygen i eksosgassen er noe en bør være oppmerksom på ved design av et fangstanlegg, da oksygen kan føre til både nedbrytning av aminet og korrosjonsskader på utstyr.

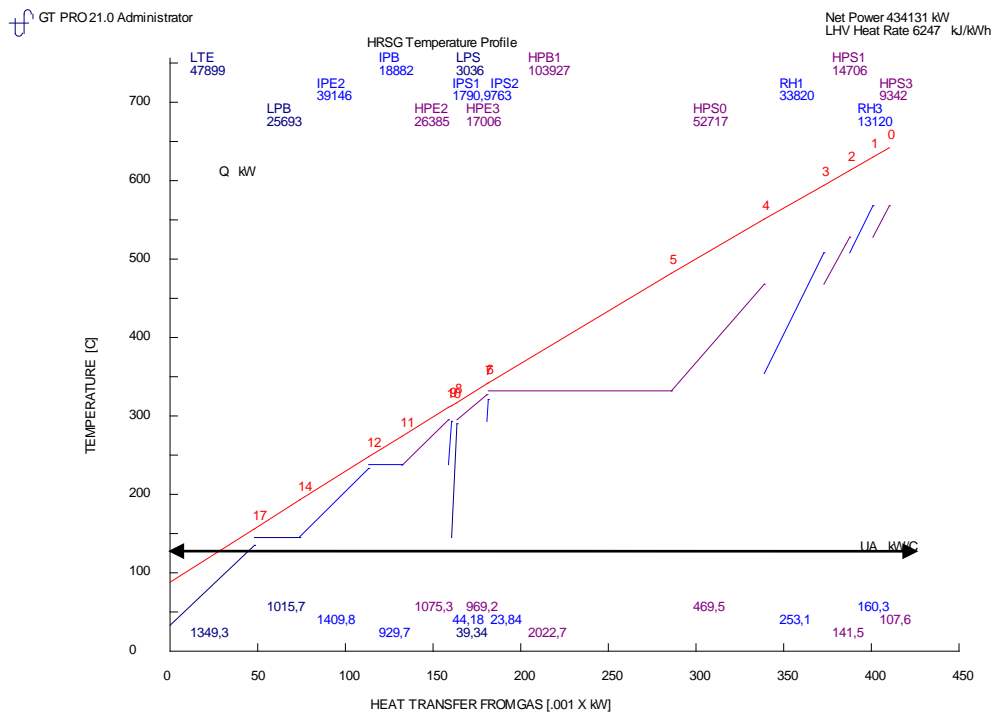
Tabell 6 – Resultater for NGCC kraftverket

Parameter	Enhet	Verdi
Eksosgassforhold		
Strømningsrate	kg/s	658,4
Temperatur	°C	643,2
Trykk	bar	1,043
Eksosgasskomposisjon		
N ₂	mol.%	74,26
O ₂	mol.%	11,82
CO ₂	mol.%	4,158
H ₂ O	mol.%	8,871
Ar	mol.%	0,8925
Strømningsrater		
Høytrykksdamp	kg/s	89,7
Mellomtrykksdamp	kg/s	10,47
Lavtrykksdamp	kg/s	12,45
Kraftverksytelse		
Gross levert kraft fra gassturbinen	MWel	286,25
Gross levert kraft fra dampturbinen	MWel	160,6
Netto lavert elektrisk kraft	MWel	434
Netto elektrisk virkningsgrad	%LHV	57,62



Figur 30 - NGCC kraftverket uten CO₂ fangst

Figur 31 viser T-Q diagrammet for dampproduksjonen i HRSGen. Det er også lagt inn en linje som viser temperaturnivået til returstrømmen fra fangstanlegget. Denne returstrømmen er på 130 °C. Det som vises i Figur 31 er at returstrømmen ligger under laveste pinch og kan derfor ikke brukes til integrasjon for å gjenvinne den termiske energien i returstrømmen.



383 06-29-2011 08:17:52 file=C:\USERS\PREHNSLE\MASTER\SIMULERING\BASE CASE NGCC.GTP

Figur 31 - T-Q diagram for HRSG

9.2 Kullkraftverk uten CO₂ fangst

Kullkraftverket uten CO₂ fangst gir forventede driftsverdier. Dampsyklusen opererer med gjenoppvarming av dampen mellom høytrykksturbinen og mellomtrykksturbinen, som vist i Figur 32. De viktigste driftstallene er presentert i Tabell 7. Eksosgassen fra kullkraftverket har en betraktelig høyere CO₂ konsentrasjon enn for NGCC kraftverket. En CO₂ konsentrasjon på 11,89 mol.% er som forventet.

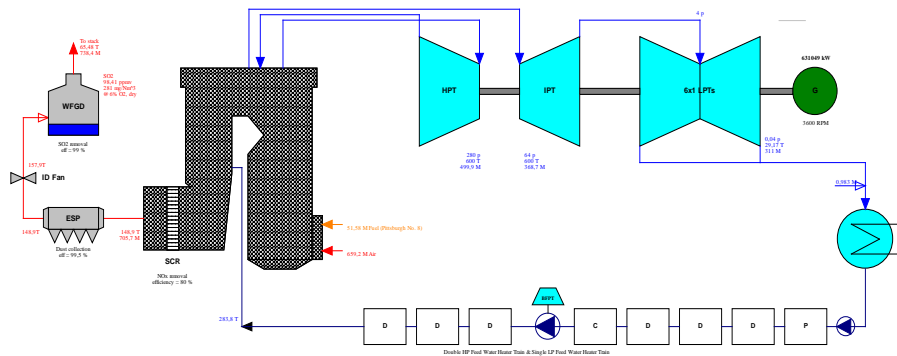
Kullkraftverket har en forventet virkningsgrad på 41,31 %. Ved en sammenligning av denne virkningsgraden og vkningsgraden for NGCC kraftverket kan en tydelig se effekten av at NGCC kraftverket opererer med en høytemperaturprosess og en prosess med lav utløpstemperatur. På denne måten ligger NGCC kraftverket mye nærmere en Carnot prosess enn kullkraftverket.

Tabell 7 – Resultater for kullkraftverket

Parameter	Enhet	Verdi
Eksosgassforhold		
Strømningsrate	kg/s	588,8
Temperatur	°C	65,5
Trykk	bar	1,013
Eksosgasskomposisjon		
N ₂	mol.%	70,34
O ₂	mol.%	4,63
CO ₂	mol.%	11,89
H ₂ O	mol.%	12,28
Ar	mol.%	0,85
SO _x	mol.%	0,2135
Strømningsrater		
Strømningsrate inn i kjelen	kg/s	399,8
Strømningsrate i overgangen mellom MT og LT	kg/s	296,8
Kraftverksytelse		
Netto elektrisk levert kraft	MWel	470
Gross levert kraft fra dampturbinene	MWel	500
Netto elektrisk virkningsgrad	%LHV	41,31

Plant net power	593880	kW
Number of units	1	
Plant net (HHV)	9024	kWh
Plant net (LHV)	8653	kWh
Plant net (HHV)	39.76	%
Plant net (LHV)	41.2	%
Aux. & losses	374.69	kW
Fuel heat input (HHV)	1493633	kWh
Fuel heat input (LHV)	1427754	kWh
Fuel flow	4427	kg/day

Ambient
1.013 p
15.7
60% RH

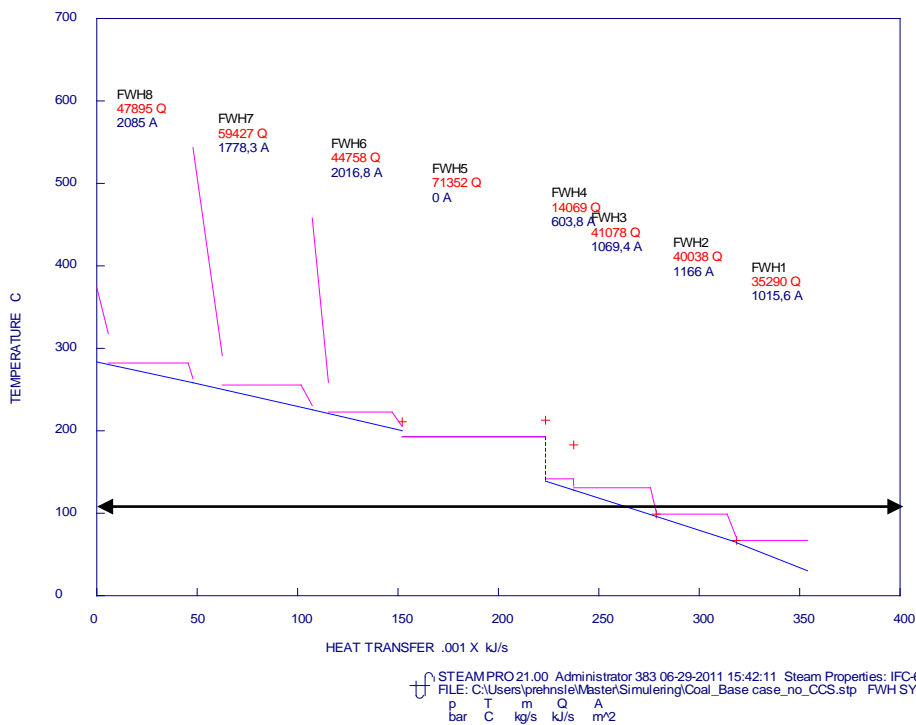


STEAMPRO 2011 Administrator Norwegian University of Science and Technology
38510149-201112322:16 M (Scale) Masteroppgave Simulering Coal Base Case throttled.stp

p [bar] T [C] M [kg/s]

Figur 32 - Kullkraftverket uten CO₂ fangst

Figur 33 viser T-Q diagrammet for matevannsforvarmingsprosessen i kullkraftverket. Det er også her lagt inn en linje for å markere returstrømmen fra fangstanlegget. Returstrømmen holder 130 °C. Temperaturene i forvarmersteg 2 og 3 av matevannsforvarmingen er oppgitt til 64,26 og 96,24 °C. Dette gir mulighet til å benytte den termiske energien i returstrømmen til oppvarming i de første forvarmerstegene. Dette er energi som ellers ville blitt dekket av damp fra turbinene.



STEAMPRO 2011 Administrator 383 06-29-2011 15:42:11 Steam Properties: IFC-67
FILE: C:\Users\prehnslie\Master\Simulering\Coal_Base case_no_CCS.stp FWH SYSTEM-Q-DIAG

Figur 33 - T-Q diagram for matevannsforvarmingsprosessen

9.3 Resultat for CO₂ fangstanlegget

Resultatene fra fangstprosessene er presentert i Tabell 8 og Tabell 9. Forskjellen i ikke-mettet solventstrøm er et resultat av forskjellen i røykgassforholdene og mengden CO₂ som er i eksosgassen. Mengdeforholdet til CO₂ gir utslag i metningsgrad for mettet solventstrøm. Resultatene viser at metningsgraden er høyere for fangstanlegget tilknyttet kullkraftverket. Dette skyldes at partielltrykket til CO₂ er mye høyere i eksosgassen fra kullkraftverket, noe som fører til større drivkrefter både i absorpsjonsprosessen og desorpsjonsprosessen. Resultatet av dette er at det spesifikke varmebehovet i reboileren blir høyere for fangstanlegget tilknyttet NGCC kraftverket.

Andre faktorer som skiller de to fangstanleggene er det mekaniske arbeidet. Det mekaniske arbeidet har nesten dobbelt så høy verdi for NGCC kraftverket som for kullkraftverket. Det mekaniske arbeidet er oppgitt som energi per enhet CO₂ innfanget. Fangstanlegget tilknyttet kullkraftverket fanger inn over dobbelt så mye CO₂ som fangstanlegget tilknyttet NGCC kraftverket. Energimengden som går til å drive de mekaniske delene i anlegget vil ikke være så forskjellig. Derfor vil energi delt på mengde innfanget CO₂ gi en markant forskjell i verdi.

Tabell 8 – Resultater for fangstanlegget ved tilknytning til NGCC kraftverket

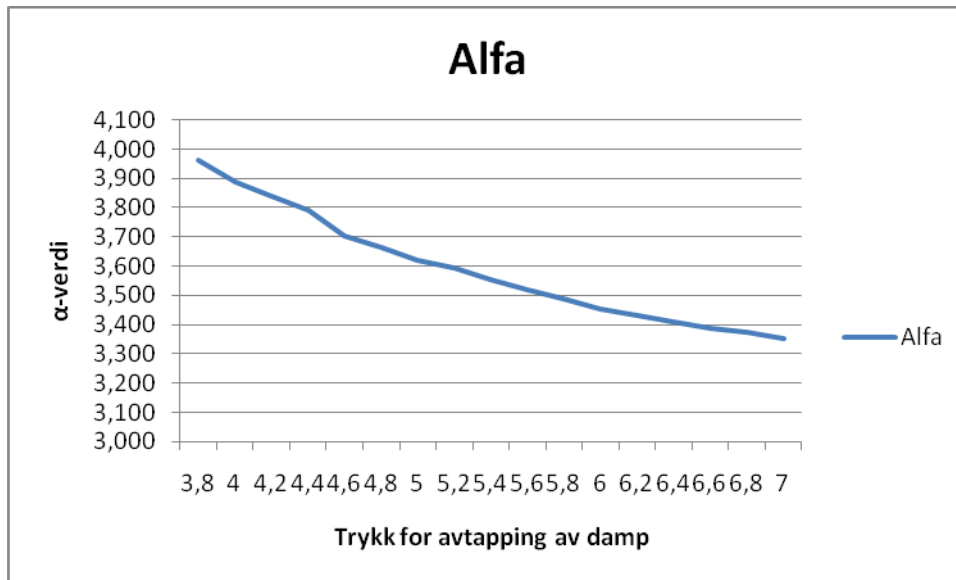
Parameter	Enhet	Verdi
Strømningsrater		
CO ₂ innfanget	kg/s	38,36
Ikke-mettet solvent strøm	kg/s	742
Massestrøm røykgass	kg/s	658,4
L/G forhold	-	1,127
Kjølevannsbehov	m ³ /tonne CO ₂	89,5
Metning		
Metningsgrad for mettet solventstrøm	mol CO ₂ / mol MEA	0,4743
Metningsgrad for ikkemettet solventstrøm	mol CO ₂ / mol MEA	0,2326
Energibehov		
Mekanisk arbeid	MJ/kg CO ₂	0,1206
Kompresjonsarbeid	MJ/kg CO ₂	0,3083
Spesifikt varmebehov i reboiler	MJ/kg CO ₂	3,553

Tabell 9 – Resultater for fangstanlegget ved tilknytning til Kullkraftverket.

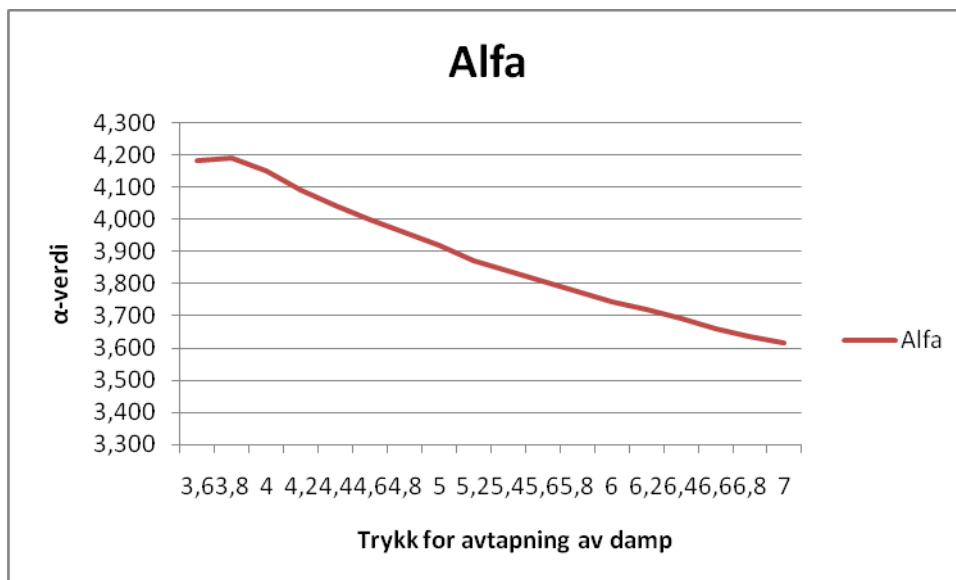
Parameter	Enhet	Verdi
Strømningsrater		
CO ₂ innfanget	kg/s	96,1
Ikke-mettet solvent strøm	kg/s	1640
Massestrøm røykgass	kg/s	588,8
L/G forhold	-	2,79
Kjølevannsbehov	m ³ /tonne CO ₂	70,9
Metning		
Metningsgrad for mettet solventstrøm	mol CO ₂ / mol MEA	0,4907
Metningsgrad for ikkemettet solventstrøm	mol CO ₂ / mol MEA	0,2251
Energibehov		
Mekanisk arbeid	MJ/kg CO ₂	0,06325
Kompresjonsarbeid	MJ/kg CO ₂	0,3083
Spesifikt varmebehov i reboiler	MJ/kg CO ₂	3,372

9.4 α -verdi

Her ser man en klar trend til at verdien til α avtar når trykket i avtapningspunktet øker. Dette skyldes at damp ved høyer trykk har større potensial for kraftproduksjon i en dampturbin enn damp ved lavtrykkdamp. Til sammenligning er høytrykkdamp mindre verdifull en lavtrykkdamp i termisk form, altså til overføring av varme. Grafen i Figur 34 og Figur 35 viser tydelig at det er mest lønnsomt å benytte seg av lavtrykkdamp da det her er snakk om varmeoverføring.



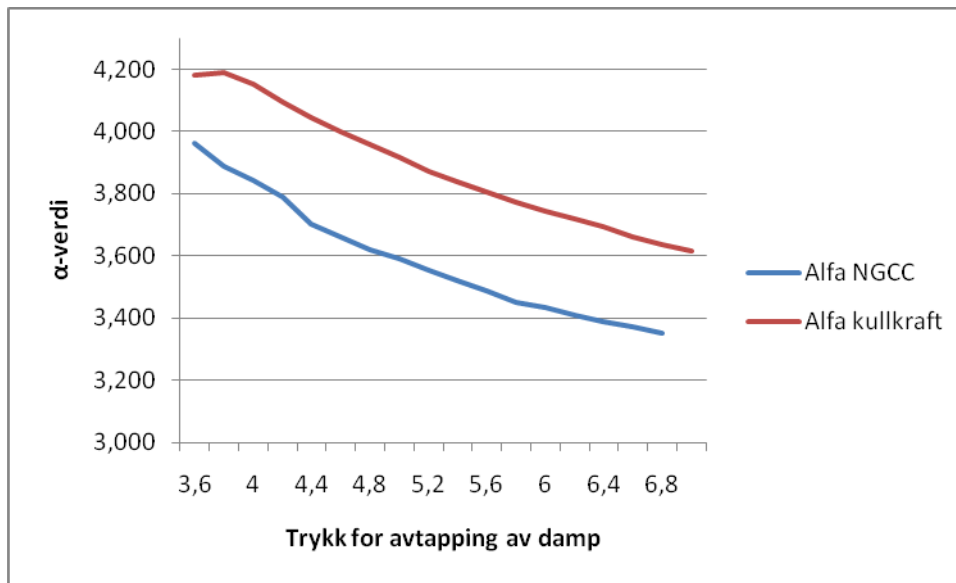
Figur 34 - α -verdi for endret trykk for damputtak fra et NGCC kraftverk



Figur 35 - α -verdi for endret trykk for damputtak fra et kullkraftverk

Alfa er høyere for et kullkraftverk enn for et NGCC kraftverk fordi i et kullkraftverk nyttegjør man seg av returstrømmen fra reboiler. Dette gjøres ved å injisere returstrømmen inn i matevannsforvarmingsystemet. På denne måten gjenvinnes en god del av varmen. I et NGCC kraftverk tjener man ikke på dette da returstrømmen er under laveste pinch-punkt. Eneste effekten

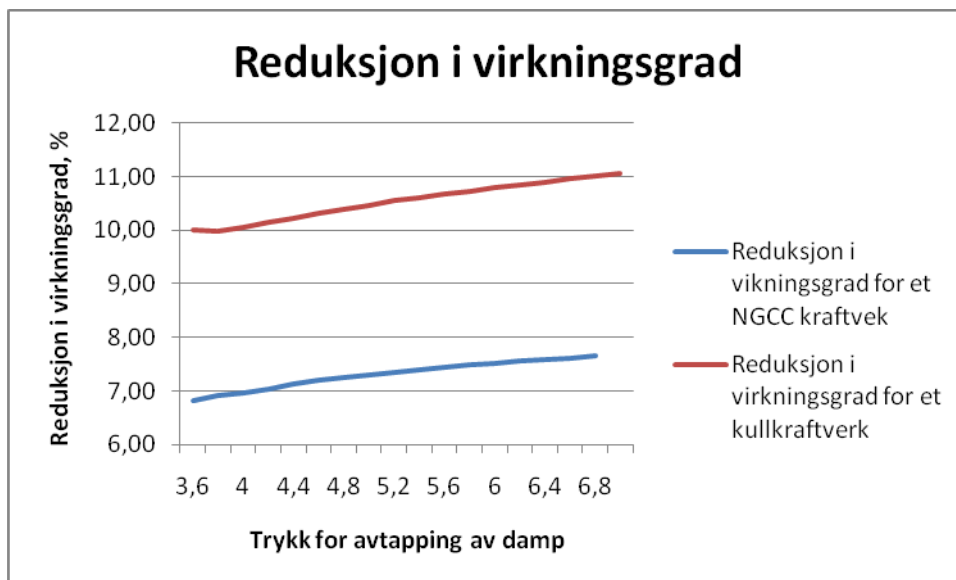
man har er økt røykgasstemperatur, noe som resulterer i økt kjølebehov i røykgasskjøleren før absorpsjonskolonnen.



Figur 36 - Sammenligning av α -verdi for NGCC og kullkraftverk

9.5 Reduksjon i virkningsgrad

Figur 37 viser reduksjon i virkningsgrad ved økt trykk i avtappingspunktet. Dette skyldes at ved høyere trykk har dampen et større potensial i forhold til kraftproduksjon. Grafen i Figur 37 viser at virkningsgraden synker med rundt en prosent når trykket i avtappingspunktet økes fra 3,6 til 6,8 bar. Dette er et betydelig tap og viser viktigheten av å optimalisere trykket ved avtappingspunktet.



Figur 37 - Reduksjon i virkningsgrad i forhold til trykk for avtapping av damp

10. Konklusjon

Det er i denne rapporten er det sett på integrasjonen mellom kraftverk og CO₂ fangstenhet, og hvordan avtapping av damp for å dekke energibehovet i reboileren påvirker ytelsen og virkningsgraden til kraftverkene. Dette er gjort ved å beregne energibehovet til fangstanlegget og deretter se hvordan kraftverkene ble påvirket når den dampmengden som fangstanlegget krevde ble fjernet fra dampturbinprosessene. Ved å se på både NGCC kraftverk og kullkraftverk får man et bredere grunnlag for å evaluere påvirkningen av avtappingen.

Ved å beregne α - verdien for kraftverksprosessen med avtapping av damp får man et godt mål på hvor stor påvirkning avtappingen har på kraftverkets ytelse. α - verdien, som også omtales som faktoren for verdien av damp, er et forhold mellom energimengden som tappes ut og tap i produsert kraft. Simuleringene for å finne α - verdien viser at trykknivået i overgangen mellom MT- og LT-turbinen har en markant påvirkning på yteevnen. Kullkraftverket leverte 421,3MW elektrisitet når trykket på avtappingspunktet var satt til 4 bar. Når avtappingstrykket ble økt til 7 bar ble den leverte elektriske kraften redusert til 409,5MW. Det er en forskjell på 11,8MW, noe som er en betydelig reduksjon i produsert elektrisk kraft. For NGCC kraftverket gikk produksjonen av elektrisk kraft fra 398,9MW ved 4 bar til 392,3MW ved 7 bar på avtappingspunktet. Her er reduksjonen på 6,6MW.

For den samme trykkforandringen i avtappingspunktet ble α - verdien redusert fra 4,15 til 3,616 for kullkraftverket og fra 3,889 til 3,352 for NGCC kraftverket. Dette gir seg til uttrykk når man ser på virkningsgraden til kraftverkene. Ved avtapping av damp ved 4 bar ved kullkraftverket ble reduksjonen i virkningsgrad som følge av fangstanleggets energibehov på 10,05 %. Når trykket i avtappingspunktet ble økt til 7 bar ble virkningsgraden redusert med 11,06 %. En hel prosent forskjell i virkningsgrad viser hvor stor påvirkning trykket i avtappingspunktet har. For NGCC kraftverket gikk reduksjonen i virkningsgrad fra 6,9 % ved 4 bar til 7,65 % ved 7 bar.

Ved ikke å ha optimalisert avtappingstrykket kan man risikere å tape store summer i tapt produksjon.

11. Videre arbeid

For videre arbeid med kraftproduksjon med CO₂ fangst er det store potensialer i det med "riktig" integrasjon mellom kraftverket og fangstenheten. Dette gjelder både det å redusere energiforbruk i enkelte prosesser og å benytte seg av spillvarmemuligheter, enten fra kraftverket eller fra fangstenheten. En måte å undersøke slike muligheter på er å gjennomføre eksergianalyser for å finne de stedene i anlegget hvor det er mulig å utnytte energien på en bedre måte. Dette vil gjerne være mest aktuelt for kullkraft da det her er mulig å utnytte varmeenergien i returstrømmen fra fangstanlegget.

Et annet område med flere utfordringer er å se på modifisering av eksisterende kraftverk og se på mulighetene for å implementere CO₂ fangst. Her ligger noe av utfordringen i at det er ofte begrenset hva som kan gjøres med kraftverket og utfordringen ligger da i hvordan implementere fangstanlegget.

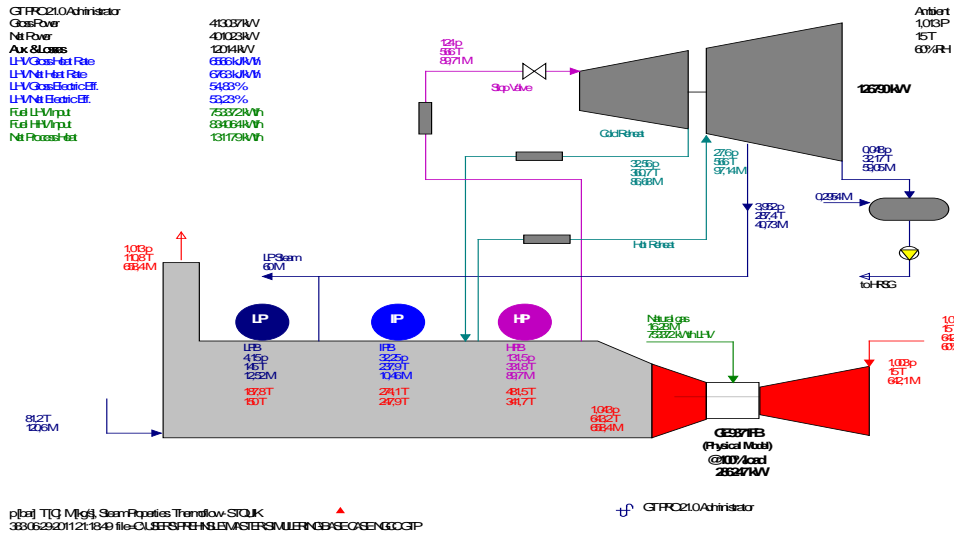
I tillegg til de tekniske utfordringene ved kraftproduksjon med CO₂ fangst vil det også kunne gjøres mye på å kartlegge de økonomiske rammene rundt CO₂ fangst, både for nye kraftverk og for eksisterende kraftverk.

12. Referanser

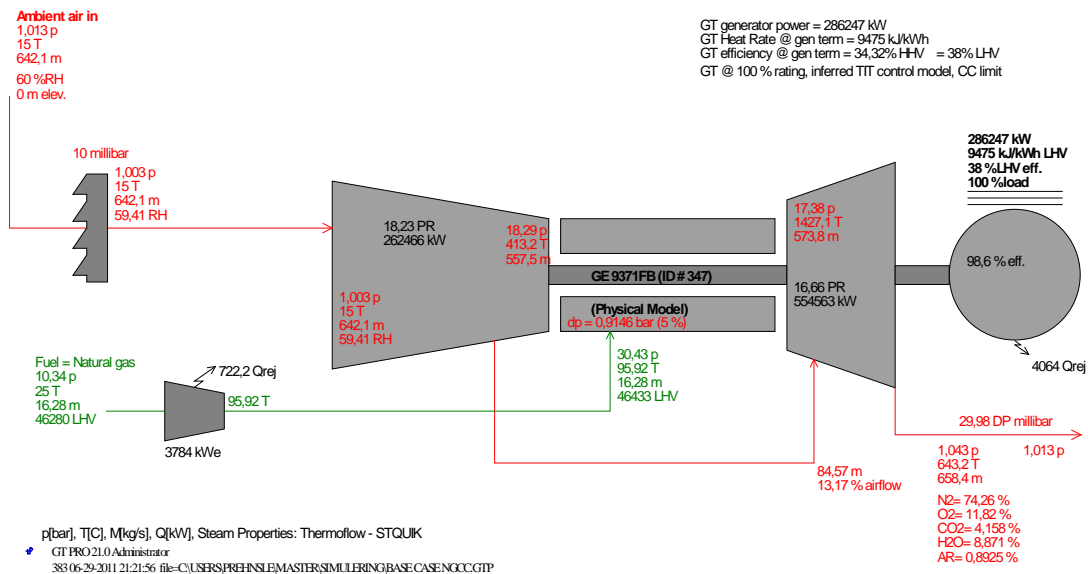
1. IEA, World Energy Outlook from the International Energy Agency. 2009.
2. IPCC-CCS, IPCC Special report on Carbon Dioxide Capture and Storage. 2005.
3. CCS Reg. *CCSReg Project*. 2010; Available from: <http://www.ccsreg.org/>
4. Jockenhövel, T., Schneider, R., Sandell, M. and Schlüter, L., Optimal Power Plant Integration of Post-Combustion CO₂ Capture. Siemens AG, Energy Sector Germany. Power-Gen Europe 2009.
5. Bolland, O., *Power Generation: CO₂ Capture and Storage, Course materiall, Power point presentation*. 2010, Department of Energy and Process Engineering, NTNU.
6. Bolland, O., *Power Generation: CO₂ Capture and Storage, fagmateriell 2010*, Fakultet for energi og prosessteknikk, NTNU.
7. Ystad, P. A. M., Master's thesis: Power Plant with CO₂ Capture based on Absorption, Fakultet for energi og prosessteknikk, 2010, NTNU: Trondheim.
8. Ramm, B., *Integration of steam exchange between a power plant and CO₂ capture plant*, Fakultet for energi og prosessteknikk, 2009, NTNU: Trondheim.
9. Bolland, O. and H. Undrum, *A novel methodology for comparing CO₂ capture options for natural gas-fired combined cycle plants*. Advances in Environmental Research, 2003. **7**(4): p. 901-911.
10. M. P. Boyce. Handbook for Cogeneration and Combined Cycle Power Plants. ASME Press, 2002.
11. R. Kehlofer. Combined Cycle gas & steam turbine power plants. The Fairmont Press, 1991.
12. Lucquiaud, M., Patel, P., Chalmers, H. & Gibbins, J., *Retrofitting CO₂ capture ready fossil plants with post-combustion capture. Part 1: requirements for supercritical pulverized coal plants using solvent-based flue gas scrubbing*. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy, 2009a. **223**(3).
13. Lucquiaud, M., Patel, P., Chalmers, H. & Gibbins, J., *Retrofitting CO₂ capture ready fossil plants with post-combustion capture. Part 2: requirements for natural gas combined cycle plants using solvent-based flue gas scrubbing*. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy, 2009b. **223**(3): p. 227-238.
14. Pfaff, I., Oexmann, J. and Kather, A., *Optimised integration of post-combustion CO₂ capture process in Greenfield power plants*, Energi 2010.
15. Thermoflow, STAM PRO 20.0.1 2010, STEAM PRO er registrert varemerke fra Thermoflow Inc, www.thernoflow.com

16. Thermoflow, GT Pro 20.0.1 2010, GT PRO er registrert varemerke fra Thermoflow Inc, www.thernoflow.com
17. Honeywell Process Solutions, UniSim Design Suite R380. 2010, UniSim er et registrert varemerke fra Honeywell Process Solutions, www.honeywell.com
18. Fisher, K.S., Searcy, K., Rochelle, G. T., Ziaii, T. & Schubert, C., *Advanced Amine Solvent Formulations and Process Integration for Near-Term CO₂ Capture Success*. 2007, U.S. Department of Energy.
19. Franco, F., Anantharaman, R., Bolland, O., Booth, N., Fernandes, E. S., Macchi, E., Manzoloni, G., Nikolic, D., Pfeffer, A. & Rezvani, S., *Enabling advanced pre-combustion capture techniques and plants*, in *Test cases and preliminary benchmarking results from the three projects*. 2010.
20. Paul Andreas Marchioro Ystad, med - veileder, personlig kilde, muntlig veiledning.
21. Kvamsdal, H.M., et al., *Maintaining a neutral water balance in a 450 MWe NGCC-CCS power system with post-combustion carbon dioxide capture aimed at offshore operation*. International Journal of Greenhouse Gas Control. **In Press, Corrected Proof**.
22. Bolland, O., Jonsson, M., Ulfsnes, R., Brandvoll, Ø., Common framework of the modeling basis – update. NTNU, Trondheim, 2004
23. Kohl, A.L.N., Richard B., Gas Purification (5th Edition). 1997, Elsevier.
24. Rousseau, R.W., Handbook of Separation Process Technology. 1987: John Wiley & Sons.
25. Geuzebroek, F. H., et al., Exergy analysis of alkanolamine-based CO₂ removal unit with AspenPlus. Energy, 2004. 29(9-10): p. 1241-1248.
26. Bolland, O., TEP4185 Industrial Process Engineering, Course material. 2008, Department of Energy and Process Engineering.

Vedlegg B – Systemskjemaer NGCC kraftverk

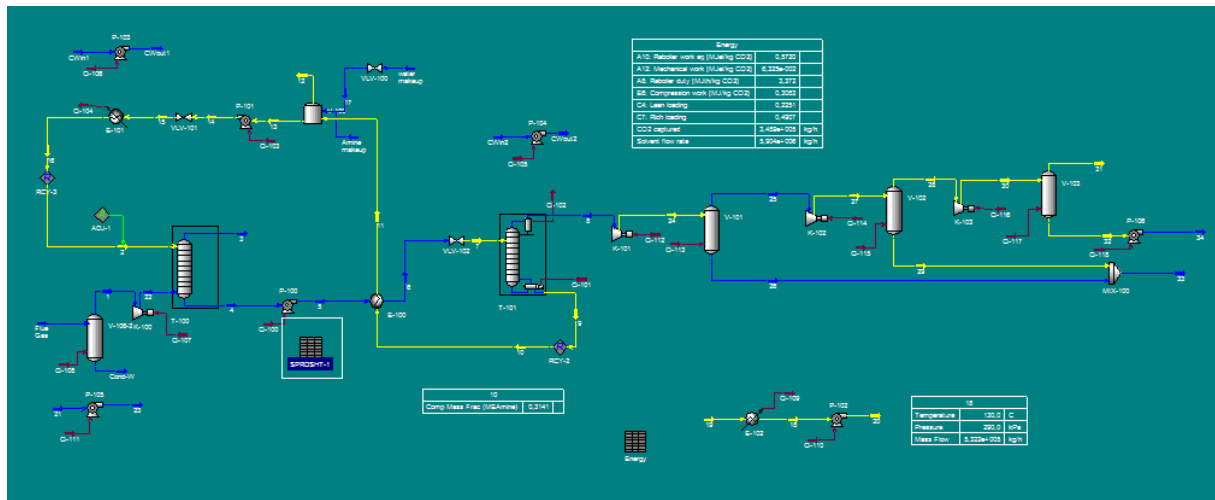


Figur 41 - Forenklet oppsett av NGCC kraftverket fra GT Pro



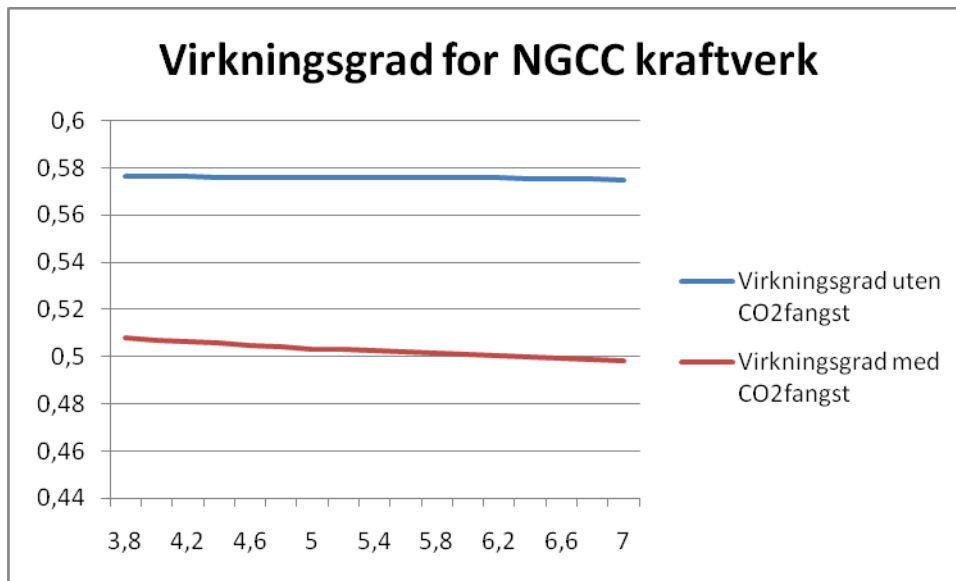
Figur 42 - Systemtegnig av gassturbinen i NGCC kraftverket

Vedlegg C – Fangstanlegget

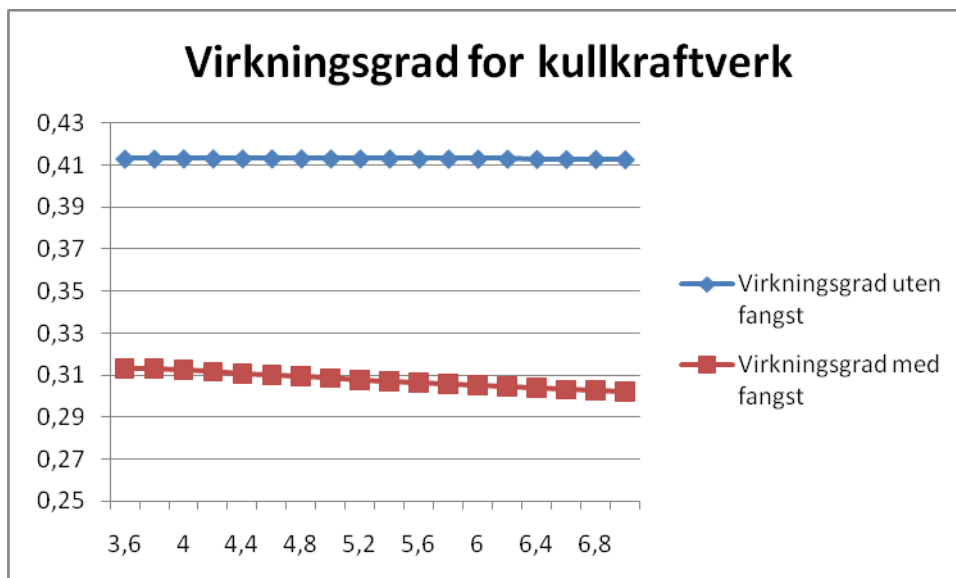


Figur 43 - Systemskjema for fangstanlegget

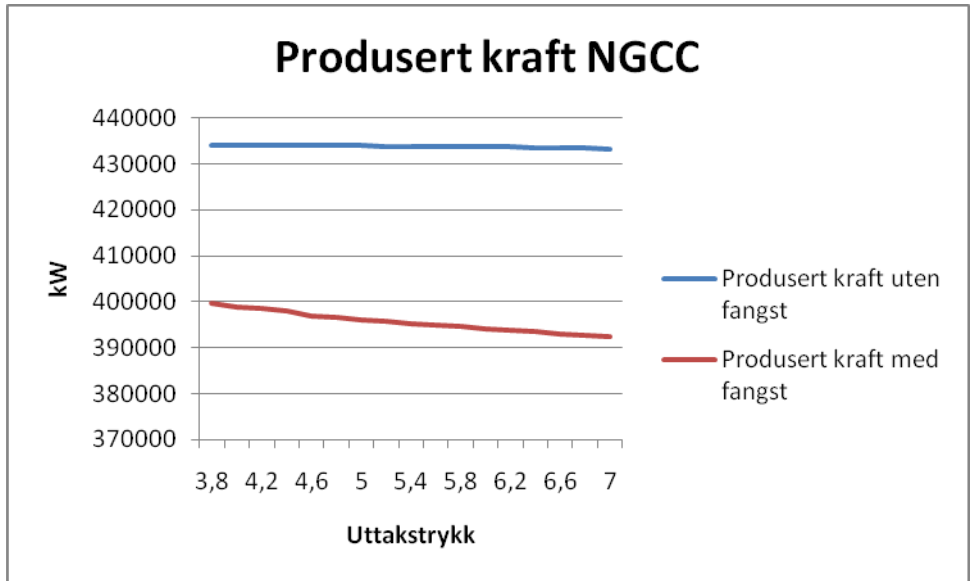
Vedlegg D – Plott



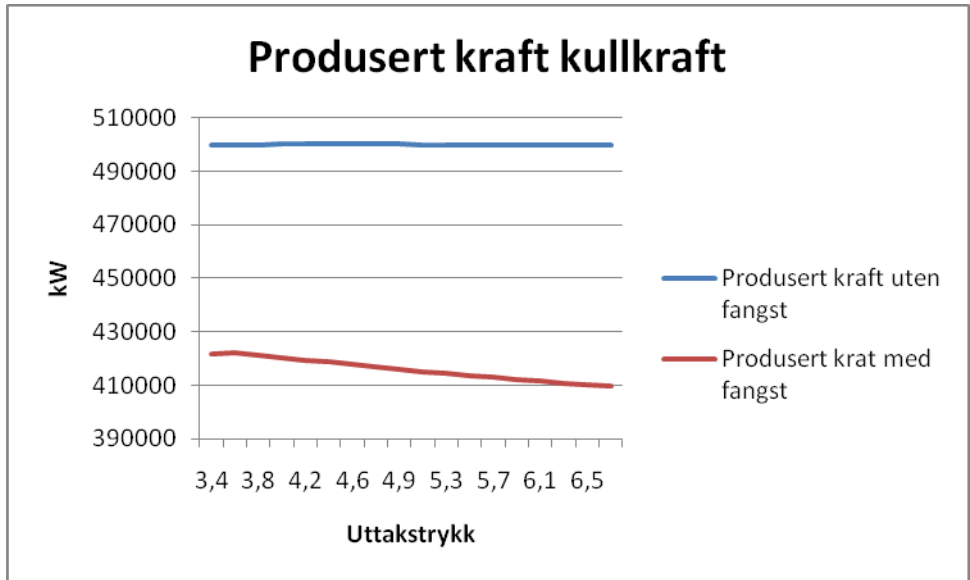
Figur 44 - Sammenligning av virkningsgrader med og uten innfangning av CO₂



Figur 45 - Sammenligning av virkningsgrader med og uten innfangning av CO₂



Figur 46 - Produsert kraft NGCC kraftverket



Figur 47 - Produsert kraft kullkraftverket