

CO₂-rensing av eksosgass fra kullkraftverket i Longyearbyen

Atle Storaker

Master i teknisk kybernetikk
Oppgaven levert: Juni 2008
Hovedveileder: Bjarne Anton Foss, ITK

Oppgavetekst

Bakgrunn: Longyearbyen og omliggende områder forsynes med elektrisk kraft fra et kullkraftverk samt dieselaggregater. Videre forsyner kullkraftverket også området med fjernvarme. Denne oppgaven tar utgangspunkt i visjonen om et CO₂-fritt Svalbard og formålet er å vurdere CO₂-rensing av eksos-gassen fra det eksisterende kullkraftverket i Longyearbyen. Anlegget har noen spesielle egenskaper som kan gjøre en slik løsning interessant. Det genereres rikelig med overskuddsvarme fra kraftverket, og kullforbruket varierer relativt lite med økende dampproduksjon.

Oppgave:

1. Foreta en energi og pinchanalyse-analyse av dagens anlegg.
2. Beskriv metoder for eksosrensing av CO₂. Vurder spesielt operasjonsbetingelser (trykk og temperaturnivå) for løsninger.
3. Benytt analysen i 1. og 2. til å vurdere ulike konsepter. Konseptene skal beskrives og sammenliknes. Vurderingen skal inneholde elementer som virkningsgrad, realisme ift. tilgjengelig teknologi og operasjonelle problemstillinger (som tilgjengelighet). Kandidaten kan inkludere konsepter som vil kreve FoU-innsats for å kunne realiseres. Analysen bør om mulig ende opp med en anbefaling.
4. Utvid analysen for den anbefalte løsningen til å inkludere økonomi og muligheten for å utvide dagens anlegg med den anbefalte løsningen CO₂-rensing.

Oppgaven gitt: 07. januar 2008

Hovedveileder: Bjarne Anton Foss, ITK

Sammendrag

I denne rapporten undersøkes mulighetene for CO₂-rensing av eksosgassen fra det eksisterende kullkraftverket i Longyearbyen. Dette er gjort som en uavhengig studie motivert av prosjektet *CO₂-fritt Svalbard*. Omfanget av rapporten er begrenset til å identifisere den best egnede innfangningsteknologien, for deretter å analysere hvilke konsekvenser implementasjon av denne teknologien får for anlegget.

Basert på studie av aktuell litteratur er kjemisk absorpsjon med en aminløsning som absorpsjonsmedium identifisert som den best egnede teknologien for innfangning av CO₂ fra eksosgass fra kullkraftverk. Videre er det designet to forskjellige konfigurasjoner for integrasjon av et aminabsorpsjonsanlegg med eksisterende anlegg. Matematiske modeller av energiflyten i eksisterende anlegg og begge konfigurasjonene er utledet for å undersøke de energimessige konsekvensene av ettermontering av CO₂-fangstutstyr. For å oppnå god nøyaktighet er modellene så langt det lar seg gjøre tilpasset måledata og spesifikasjoner fra eksisterende anlegg. Det er så gjennomført simuleringer med hver konfigurasjon i aktuelle lastsituasjoner.

Simuleringsresultatene viser at CO₂-innfangning ved Longyear energiverk gir en betydelig mindre økning av energibehovet ved kraftgenerering enn resultatene i tilsvarende studier av andre eksisterende anlegg. Ved gjennomsnittslast reduseres totalvirkningsgraden med 2 %.

Basert på denne analysen samt vurderinger av praktiske konsekvenser for daglig drift og driftssikkerhet konkluderes det med at CO₂-innfangning fra det eksisterende kraftverket i Longyearbyen er en gjennomførbart ut fra praktiske og driftstekniske hensyn. Den lave reduksjonen i termisk virkningsgrad tyder også på at Longyear energiverk er spesielt godt egnet for CO₂-innfangning.

Dersom det er aktuelt å gå videre med prosjektet må det eksisterende anleggets levetid og eventuelt oppgraderingsbehov utredes. Videre må en detaljert spesifikasjon av ombyggingen lages slik at man kan beregne investeringsbehovet for hele prosjektet. Da kan forventet kostnad og levetid vurderes opp mot alternativet som er å bygge et nytt kraftverk med CO₂-innfangning.

Forord

Denne rapporten er utarbeidet som undertegnede master-oppgave ved Norges teknisk-naturvitenskaplige universitet, institutt for teknisk kybernetikk. Arbeidet er gjennomført som en uavhengig studie motivert av prosjektet *CO₂-fritt Svalbard*.

Personlig kjennskap til Longyear energiverk er opparbeidet i løpet av sommeren 2007 da undertegnede hadde sommerjobb som maskinassistent ved kraftverket og utarbeidet rapporten *Analyse av driftsdata fra Longyear energiverk* [10].

For hjelp og veiledning under arbeidet med rapporten vil jeg takke Bjarne Foss, Hallvard Svendsen, begge ved NTNU og Ivar Halvorsen ved SINTEF. Videre ønsker jeg å takke Bernt Jacobsen ved Longyear energiverk for bidrag med informasjon. Til slutt vil jeg også takke Arne Bratseth, Kenneth Juul, Jonas Digernes og Oddmund Lia for korrekturlesing, gode diskusjoner, motivasjon og distraksjoner dette semesteret.

Atle Storaker

Trondheim, 20. juni 2008

Innhold

1	Innledning	1
2	CO₂-innfangning	3
2.1	Strategier for innfangning	4
2.1.1	Pre-combustion	4
2.1.2	Oxyfuel	5
2.1.3	Post-combustion	5
2.2	Kjemisk absorpsjon av CO ₂	5
2.2.1	Kjemi	6
2.2.2	Proessen	6
2.2.3	Energiforbruk	8
2.2.4	Forbehandling av eksosgassen.	8
2.2.4.1	Fjerning av SO ₂	9
2.2.4.2	Fjerning av NO _x	9
2.3	Oppsummering	10
3	Longyear Energiverk	11
3.1	Beskrivelse	12
3.2	Kjelene	13
3.2.1	Virkningsgrad	13
3.2.2	Linearisering av kullforbruk	14
3.2.3	Kullkvalitet	15
3.2.4	Eksosmålinger	16
3.3	Turbiner	17
3.4	Levetid	17
3.5	Oppsummering og diskusjon	18

4	Casebeskrivelser	19
4.1	Lastsituasjoner	20
4.2	Konfigurasjoner for simulering	20
4.2.1	Konfigurasjon 0 - nåværende anlegg	21
4.2.2	Konfigurasjon 1 - minimal løsning	22
4.2.3	Konfigurasjon 2 - utvidet løsning	24
4.2.4	Sammenligningskriterier	26
5	Analysemetode	27
5.1	Eksergianalyse	28
5.2	Modellering	29
5.2.1	Antagelser	29
5.2.2	Komponentene i modellen	29
5.2.2.1	Kjelene	30
5.2.2.2	Mottrykksturbin(MT)	30
5.2.2.3	Fjernvarmevekslerene	32
5.2.2.4	Kondensasjonsturbin(KT)	32
5.2.2.5	Ekstra turbin (T3)	33
5.2.2.6	Koker i CO ₂ -fangstanlegg	33
5.2.2.7	Økt strømforbruk	34
5.2.3	Sammensatt modell	35
5.3	Modellverifisering	36
6	Resultater	39
6.1	Simuleringsresultat	40
6.1.1	Full last	40
6.1.2	Snittlast	42
6.1.3	Sommerlast	43
6.1.4	Forskjellige verdier av n_{amin}	44
6.2	Oppsummering av simuleringsresultater	46
6.2.1	Kapasitet	46
6.2.2	Virkningsgrad	46
6.2.3	Endring av n_{amin}	47

<i>INNHold</i>	v
7 Diskusjon	49
7.1 Investeringsbehov	50
7.2 Ytelse	50
7.3 Driftsøkonomi	51
7.4 Driftsmessige forhold	52
7.5 Oppsummering	53
Konklusjon	55
Videre arbeid	57
A Simuleringsresultater	63
B Figurer	69

Figurer

2.1	Strategier for CO ₂ -innfangning	4
2.2	Prosessutstyr for kjemisk absorpsjon av CO ₂	7
2.3	Skisse av kullkraftverk med aminabsorpsjonsanlegg for CO ₂ -fangst og annet nødvendig rensutstyr[4].	10
3.1	Oversikt over den kullfyrte delen av anlegget.	12
3.2	Kullforbruk og dampproduksjon	14
3.3	Linearisert kullforbruk	15
4.1	Lastcaser	20
4.2	Konfigurasjon 0 - eksisterende anlegg.	21
4.3	Konfigurasjon 1 - minimal løsnig.	23
4.4	Konfigurasjon 2 - utvidet løsning.	25
6.1	Produksjonskapasitet ved full last.	40
6.2	Virkningsgrad, full last.	41
6.3	Virkningsgrad, snittlast.	42
6.4	Virkningsgrad, sommerlast.	43
6.5	Kapasitet ved $n_{amin} = 4MJ/kg CO_2$	44
6.6	Totalvirkningsgrad ved full last, varierende n_{amin}	45
6.7	Elektrisk virkningsgrad ved full last, varierende n_{amin}	45
A.1	Virkningsgrad ved snittlast.	63
A.2	Virkningsgrad ved sommerlast.	64
A.3	Totalvirkningsgrad, endring av n_{amin} ved snittlast.	64
A.4	Elektrisk virkningsgrad, endring av n_{amin} ved snittlast.	65
A.5	Totalvirkningsgrad, endring av n_{amin} ved sommerlast.	65

A.6	Elektrisk virkningsgrad, endring av n_{amin} ved sommerlast.	66
A.7	Modelleksempel. Konfigurasjon 2, snittlast.	67
B.1	Eksisterende anlegg.	70
B.2	Konfigurasjon 0.	71
B.3	Konfigurasjon 1.	72
B.4	Konfigurasjon 2.	73
B.5	Aminabsorpsjonsanlegg.	74

Tabeller

3.1	Kapasitet og forbruk, hovedkomponenter.	13
3.2	Modell av kullforbruk	15
3.3	Kullsammensetning[5].	16
3.4	Eksosmålinger	16
4.1	Lastsituasjoner	20
4.2	Mulige dampkiler i eksisterende anlegg	22
4.3	Modifikasjoner av anlegg ved konfigurasjon 1.	23
5.1	Måledata fra Longyear energiverk.	29
5.2	Betingelser for modell av energiverk.	35
5.3	Nøyaktighet i modellkomponentene.	36
5.4	Totalvirkningsgrad, modell og spesifikasjoner.	36
7.1	Økt energibehov ved CO ₂ -innfangning.	52
7.2	Brenselkostnader pr. kWh.	52
7.3	Fordeler og ulemper med konfigurasjonene.	54

Kapittel 1

Innledning

Motivasjonen bak denne rapporten er prosjektet “CO₂-fritt Svalbard”[8] som er initiert av Gunnar Sand og Alvar Braathen ved UNIS. Her er målsetningen å gjøre Svalbard til en pilot for et CO₂-nøytralt samfunn innen 2025. Dette er mulig å gjennomføre siden Svalbard er et isolert øysamfunn med egen kraftproduksjon. Det vil også bygge opp under Svalbards “image” som uberørt villmark.

Produksjon av elektrisitet og varme er en av de største kildene til CO₂-utslipp på Svalbard. Siden det utvinnes store mengder kull på Svalbard er det naturlig å bruke kull som energibærer for kraftgenerering. CO₂-utslipp fra kraftproduksjon må da innfanges og lagres. CO₂ innfanget fra kraftproduksjon er tenkt deponert i sandsteinsreservoarer nede i grunnfjellet på Svalbard. Prøveboringer og undersøkelser av denne muligheten er allerede igangsatt.

Innfanging av CO₂ fra kraftproduksjon i Longyearbyen kan oppnås på to måter. En mulighet er å bygge et nytt kraftverk med CO₂-innfanging. Den andre er å ettermontere CO₂-innfangingsutstyr på kullkraftverket som i dag forsyner Longyearbyen med varme og elektrisitet.

Målsetningen i denne rapporten er å undersøke er å utrede mulighetene for ettermontering av utstyr for innfanging av CO₂ fra Longyear energiverk.

For å oppnå målsetningen vil ulike teknologier for CO₂-innfanging vurderes for å finne den som er best egnet for dette formålet. Videre vil forslag til hvordan denne teknologien kan integreres i eksisterende anlegg settes opp og konsekvensene av en slik ettermontering analyseres. Her vil hovedfokus ligge på praktiske konsekvenser ved daglig drift og hvordan en slik ettermontering påvirker virkningsgrad og driftsøkonomi. Investeringsbehov ved eventuelle løsninger diskuteres, men ikke i detalj.

Rapportens innhold

I kapittel 2 gis det først en oversikt over forskjellige strategier og teknologier for CO₂-innfanging. Videre forklares i detalj den teknologien som er mest aktuell for ettermontering på kullkraftverk.

I kapittel 3 og 4 beskrives det eksisterende anlegget i Longyear energiverk i detalj før det designes to forskjellige konfigurasjoner hvor utstyr for CO₂-innfangning er ettermontert på eksisterende anlegg. Her identifiseres også et sett med lastsituasjoner som brukes i videre analyser.

Kapittel 5 er det teoretisk tyngste kapittelet. Her gjennomgås eksergianalyse som designmetode for kraftvarmeprosesser. Det utledes også matematiske modeller av energiflyten i det eksisterende anlegget og konfigurasjonene med CO₂-innfangning.

I kapittel 6 presenteres resultater fra simuleringer av dagens anlegg og konfigurasjonene med CO₂-innfangning. Simuleringsresultatene, samt praktiske konsekvenser av ettermontering av utstyr for CO₂-innfangning diskuteres og analyseres i kapittel 7.

Kapittel 2

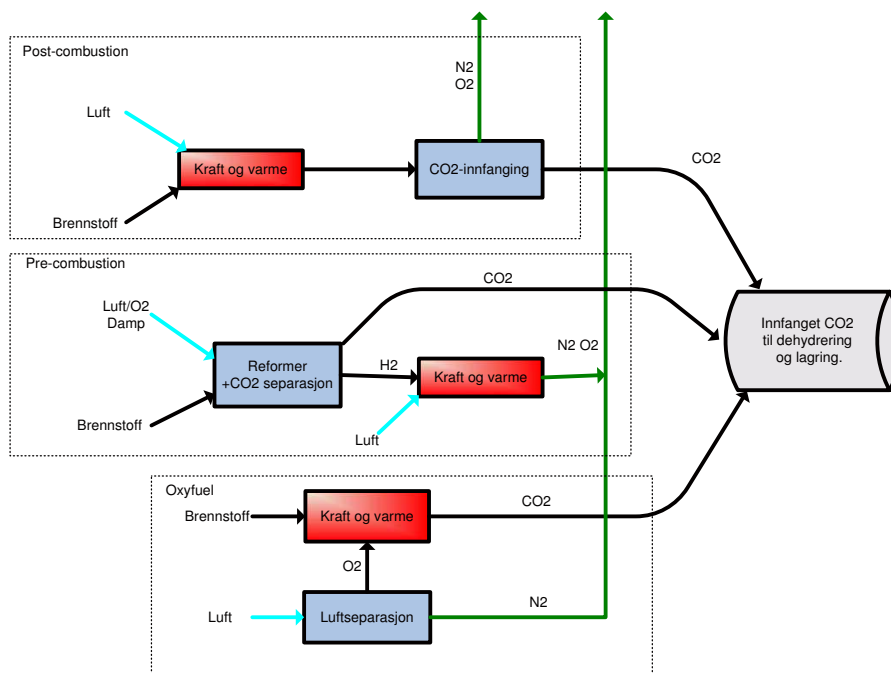
CO₂-innfangning

CO₂-innfangning er første del i en prosess som kan redusere mengden menneskeskapt CO₂-utslipp til atmosfæren. Denne prosessen omtales ofte med CCS som er en forkortelse for “Carbon dioxide Capture and Storage”. Etter innfangning komprimeres og transporteres karbondioksidet til et egnet lagringssted. Mulige lagringssteder er tomme olje- og gassreservoar, sandsteinsformasjoner som ligger under tette skiferlag eller andre steder hvor man er sikre på at det ikke vil lekke ut.

Innfanging av CO₂ er bare praktisk fra store utslippskilder. Dette kan være olje- og gassrafinerier, industriprosesser eller kraftgenerering. I denne rapporten fokuseres det på teknologi som kan brukes i forbindelse med kraftgenerering. Elektrisitets- og varmeproduksjon står for omlag 35 % av menneskeskapt CO₂-utslipp[3] så dette er et felt med potensial for store reduksjoner av utslippene.

2.1 Strategier for innfanging

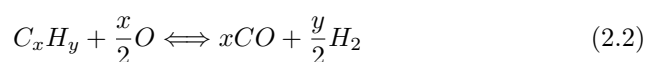
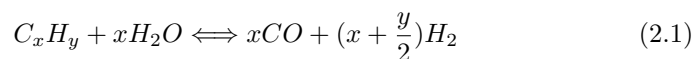
Det finnes forskjellige strategier eller systemer som kan brukes til innfanging av CO₂ fra kraftgenerering. De kan deles inn i tre hovedkategorier: "Pre-combustion", "Oxyfuel combustion" og "Post-combustion" [4][2]. De forskjellige strategiene er illustrert i Figur 2.1.



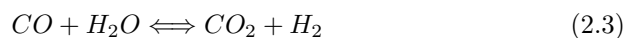
Figur 2.1: Strategier for CO₂-innfanging

2.1.1 Pre-combustion

Pre-combustion innfanging er en teknikk hvor man fjerner karbonkomponentene fra brenselet før det forbrennes. Dette foregår ved at man reagerer brenselet med luft og/eller vanndamp. Da lager man en syntesegass bestående av karbonmonoksid og hydrogen. Likningene for denne prosessen er:



Karbonmonoksidet føres så inn i en katalytisk reaktor (shiftconverter) hvor det reagerer med vanndamp og danner karbondioksid og mer hydrogen. Dette er en shiftreaksjon med likning:



CO₂ separeres ut fra hydrogen/karbondioksidblandingen, vanligvis med fysisk eller kjemisk absorpsjon. Man står da igjen med en hydrogenrik gass som kan forbrennes uten utslipp av CO₂.

2.1.2 Oxyfuel

I oxyfuel-forbrenning brukes rent oksygen istedenfor luft i forbrenningen. Avgassen fra en slik forbrenning består nesten utelukkende av karbondioksid og vanddamp. Denne gassen kjøles ned slik at dampen kondenseres ut og man står da igjen med nesten ren CO₂ som kan komprimeres for lagring. Rent oksygen kan fremstilles ved lav temperaturs luft separering. Nye teknikker som membraner er under utvikling.

En potensielt problem med denne teknikken er at dersom brensel forbrennes sammen med rent oksygen skapes svært høye flammtemperaturer. Gjerne høyere en hva normale kjeler tåler. Dette kan motvirkes ved å resirkulere deler av eksosgassen inn i forbrenningskammeret, eller innsprøyting av vann eller damp.

2.1.3 Post-combustion

Innfanging av CO₂ ved separasjon av røykgass etter forbrenning kalles Post-combustion innfanging. Her slippes ikke eksosgassen direkte ut i atmosfæren, men sendes gjennom prosessutstyr som separerer ut mesteparten av CO₂-innholdet. Det betyr at dette er en teknikk som kan ettermonteres på mange eksisterende anlegg uten behov for store endringer av selve kraftgenereringsprosessen. En ulempe med denne metoden er at eksosgassen normalt holder atmosfærisk trykk og inneholder store mengder nitrogen og oksygen. Dette gir stort gassvolum og dertil store prosessenheter.

Post-combustion innfanging er den teknikken hvor det finnes flest kommersielt tilgjengelige løsninger. Studier viser at kjemisk absorpsjon er den teknikken som per dags dato er best egnet til post-combustion[4]. Denne teknikken beskrives i detalj i kapittel 2.2. Andre teknologier er adsorpsjon av CO₂ til et fast stoff eller separasjon ved bruk av membraner. Disse teknologiene er trenger fremdeles en del FoU-innsats før de kan tas i bruk.

2.2 Kjemisk absorpsjon av CO₂

Studier av eksisterende teknologier viser at absorpsjonsprosesser basert på kjemiske løsemidler per dags dato er den foretrukne metoden for post-combustion innfanging[4]. Kjemisk absorpsjon gir god selektivitet for CO₂ og høy innfangingsgrad. I dette kapittelet vil kjemisk absorpsjon for separasjon av CO₂ gjennomgått i detalj.

2.2.1 Kjemi

Absorpsjonsprosesser i CO₂-fangsanlegg utnytter reversibiliteten i reaksjonen mellom vannløste aminer og CO₂. Hovedligningen for reaksjonen mellom CO₂ og et primært amin RHNH(MEA)[11] er:



Dette er en reversibel prosess hvor likevekten er temperaturavhengig. Lave temperaturer gir en likevekt mot høyre slik at CO₂ absorberes av aminløsningen. Økes temperaturen forskyves likevekten mot venstre slik at CO₂ frigjøres fra løsningen. Denne sammenhengen utnyttes for fangst av CO₂ i aminabsorpsjonsanlegg.

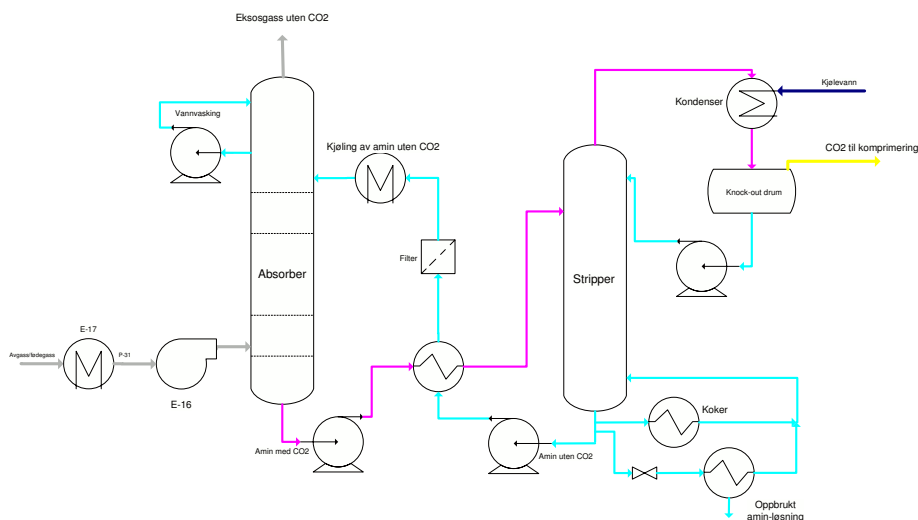
2.2.2 Prosessen

Teknologien for aminbasert absorpsjon/stripping ble først patentert i 1930 som en prosess for behandling av gass med for høyt innhold av CO₂ eller H₂S. I dag er den kommersielt tilgjengelig for CO₂-fjerning fra naturgass, hydrogen i ammoniakk prosesser og fra eksos fra kraftgenerering[11]. Det finnes forskjellige aminløsninger som brukes i disse prosessene, noen av de mest brukte er:

- MEA (monoetanolamin)
- DEA (dietanolamin)
- MDEA (metyldietanolamin)
- blandinger av forskjellige aminer

Det finnes også kommersielle produkter der aminløsninger er tilsatt forskjellige stoffer for å gi økt ytelse, lavere energiforbruk eller mindre tap av amin.

Prosessflytskjema for CO₂-fangst ved aminabsorpsjon er vist i Figur 2.2. Eksosgass fra kraftgenerering kjøles og føres inn i bunnen av absorberkolonnen. CO₂-fattig aminløsning føres inn i toppen og strømmer nedover, motstrøms med eksosgassen. Absorpsjon av CO₂ skjer ved overflatekontakt mellom aminløsningen og eksosgassen, derfor er innsiden av absorberer konstruert slik at løsningen får størst mulig overflate når den renner ned gjennom kolonnen. Normal driftstemperatur i absorberer er 40-60°C[4]. Aminløsningen som har passert gjennom absorberer har nå høyt CO₂-innhold og fraktes til en liknende kolonne for regenerering. Her møtes aminløsningen av en dampstrøm som inneholder energien som trengs til regenerering av løsningen. Dampstrømmen varmer opp løsningen slik at likevekten i ligning 2.4 forskyves mot venstre og CO₂ frigjøres som gass. I denne kolonnen er normal driftstemperatur 100-140°C[4] i bunnen og avtagende til omkring 60°C i toppen. Gasstrømmen ut av toppen av kolonnen kjøles slik at vanndampen kondenseres ut og kan pumpes tilbake i kolonnen mens CO₂ kan komprimeres for transport. I bunnen av kolonnen tappes aminløsning med lavt CO₂-innhold som pumpes til toppen av absorberkolonnen. Noe av



Figur 2.2: Prosessutstyr for kjemisk absorpsjon av CO₂

denne løsningen kjøres gjennom en koker for å tilføre varme og damp til stripperkolonnen.

Det viktigste utstyret i prosessanlegget er kolonnene for absorpsjon og regenerering. Dette er kolonner som er designet for å oppnå stor overflate på vesken som strømmer gjennom og lite trykktap for eksosgassen som strømmer gjennom. Før eksosgassen passerer gjennom absorberkolonne må den kjøles ned til akseptabel driftstemperatur for kolonnen. En vifte for å kompensere for trykktapet er også nødvendig. Denne kan om ønskelig plasseres etter kolonnen.

Annet utstyr som trengs er vist i Figur 2.2. En varmeveksler mellom kolonnene overfører varme fra regenerert løsning til mettet løsning. Dette reduserer behovet for ekstern kjøling og varme. Kokeren bruker lavtemperatur-damp tilført utenfra for å drive regenereringsprosessen. Tilførsel av kjølevann er nødvendig for å drive kondenseren og kjøle aminløsningen til akseptabel driftstemperatur for absorberkolonnen. Aminløsningen vil etter hvert forurennes av blant annet rust, partikler og stabile salter som dannes med SO₂ og NO₂ som finnes i eksosgassen. For å opprettholde kvaliteten brukes blant annet filtre, karbonsenger og en varmedrevet "Reclaimer" hvor degradert aminløsning skilles ut. Pumper benyttes for å opprettholde sirkulasjonen i kretsløpet.

Nøkkelparametre ved design og drift av et CO₂-absorpsjonsanlegg er[4]:

- Strømningsraten til eksosen. Størrelsen på absorberen bestemmes av strømningsraten til eksosen og utgjør en vesentlig del av total investeringskostnad.
- CO₂-konsentrasjonen i eksosgassen: Siden eksosen ofte holder atmosfærisk trykk vil partialtrykket til CO₂ ligge så lavt som 3-15kPa. Under slike forhold har aminløsninger vist seg som de mest egnede absorpsjonsmediene.

- Ønsket CO₂-innfangingsgrad: I praksis ligger normal innfangingsgrad i området 80-95%. Hvilket innfangingsnivå man legger seg på er en økonomisk avveining. Høy innfangingsgrad krever høyere absorpsjonsskolonne og større energiforbruk som gir høyere kostnad.
- Strømningsraten til aminløsningen: Strømningsraten til aminløsningen vil avgjøre dimensjoneringen av mesteparten av resterende utstyr. Strømningsraten avgjøres av de forrige punktene, egenskaper ved den valgte aminløsningen og valgt CO₂ -konsentrasjon i aminløsningen etter absorber og regenerering.
- Energibehovet: Energibehovet til CO₂-fangstprosessen er summen av varmeenergien som trengs i kokeren og elektrisk forbruk i pumper og viften.
- Kjølebehov: Kjøling er nødvendig for å bringe eksosen og aminløsningen ned til operasjonstemperaturen i absorberen. Damp/CO₂ blandingen fra stripperkolonnen må også kjøles for å kondensere ut vannet.

Typiske verdier for renhet og trykk i CO₂ som produseres i absorpsjonsprosesser er:

- CO₂-renhet på 99,9 volumprosent.
- CO₂-trykk på 50kPa mer enn omgivelsestrykk.

2.2.3 Energiforbruk

Energibehovet i et CO₂-innfangingsanlegg er den viktigste faktoren med tanke på driftskostnader. Kokeren er den klart største energiforbrukeren i et aminanlegg og energibehovet her er avhengig av absorpsjonsraten og egenskaper til aminløsningen. Forsøk og simuleringsresultater[11] viser at MEA har et spesifikt varmebehov (n_{amin}) som varierer mellom 3MJ/kg CO₂ og 4MJ/kg CO₂. I denne rapporten vil det tas utgangspunkt i KS-1. Dette er en spesialdesignet aminløsning levert av Mitsubishi Heavy Industries(MHI). Den er utviklet for å ha lite tap grunnet urenheter og lavt energibehov. Oppgitt spesifikt energibehov for KS-1 er 3MJ/kg CO₂[ref Hallvard Svendsen].

2.2.4 Forbehandling av eksosgassen.

I eksosgass fra forbrenning av kull kan det være komponenter som reduserer kvaliteten på aminløsningen. Om disse stoffene må renses bort, og eventuelt til hvilken renhet, er en økonomisk avveining mellom kostnaden av nødvendig rensing og de økte kostnadene til etterfylling av aminløsning. I tillegg til rensing må eksosgassen også, som vist i Figur 2.2, kjøles ned før den slippes inn i absorberen.

Komponentene i eksosgassen som kan gi mest tap av amin er:

- SO_x

- NO_x
- Støv/aske

SO_x og NO_x dannes normalt i varierende mengder ved forbrenning av kull. Disse reagerer med aminløsningen på samme måte som CO₂, men kan danne salter som tåler høy temperatur slik at løsningen ikke kan regenereres og brukes på ny. Aminmolekylene som reagerer med disse stoffene er da ikke lenger brukbare til absorpsjon av CO₂ og må derfor fjernes og erstattes.

Støv og aske kan danne avleiringer i prosessutstyret som reduserer ytelsen. Derfor er det viktig at dette fjernes før absorbereren. Dette kan for eksempel gjøres ved bruk av elektrostatiske filtre.

2.2.4.1 Fjerning av SO₂

Sjøvannsprosessen er en enkel og effektiv måte å fjerne SO₂ fra avgass. Denne prosessen utnytter sjøvannets basiske egenskaper ved at saltet i sjøen reagerer med SO₂. De største fordelene med denne metoden for å fjerne svovelkomponentene fra avgassen er at man i stor grad slipper bruk av kjemikalier og at energiforbruket er relativt lavt. Denne metoden skal kunne fjerne opptil 99 % [6] av SO₂ i avgassen.

Et eksempel på denne prosessen er Fläkt-Hydros FGD(Flue Gas Desulphurisation) sjøvannsprosess som er brukt i raffineriet på Mongstad siden 1989. SO₂ absorberes av sjøvann i en absorber på samme måte som CO₂ absorberes av aminløsningen i CO₂-fangstanlegget. Sjøvann hentes fra returløpet til anleggets kjølevann slik at pumpehøyden reduseres. Etter absorbereren er pH i sjøvannet lavere enn normalt. Før det slippes ut i sjøen blandes det med resten av kjølevannet og luft. Sulfittionene som forårsaker lav pH oksideres da til sulfationer og normal pH oppnås.

En annen fordel med denne prosessen er at eksosgassen kjøles ned slik at ekstra kjøling ikke er nødvendig.

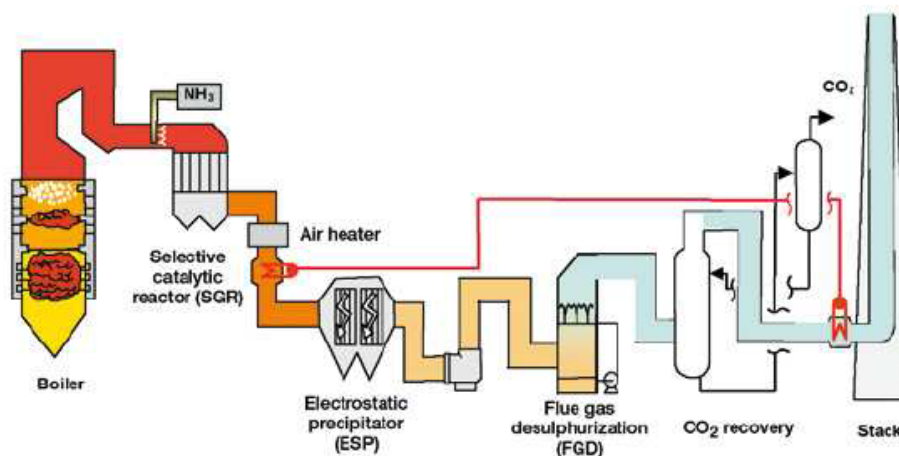
2.2.4.2 Fjerning av NO_x

Den mest utbredte metoden for fjerning av NO_x fra eksosgass er **Selective Catalytic Reduction (SCR)** prosesser. Dette er en teknologi som ble oppfunnet og patentert i USA men da ikke med tanke på eksos fra kraftanlegg. På slutten av 70-tallet ble den videreutviklet og kommersialisert til bruk i kraftgenereringsanlegg, først i Japan og er senere også mye brukt og utviklet for kullkraft i Tyskland. Det er mulig å fjerne opp til 90% av NO_x i eksosgass fra kraftgenereringsanlegg ved bruk av SCR prosesser [6].

Første trinn i SCR-prosessen er at amoniakk blandes med eksosgassen. Denne blandingen sendes så gjennom en katalysator som driver en reaksjon mellom amoniakk og NO_x slik at det dannes nitrogengass og vanndamp. En katalysator brukes for at denne reaksjonen skal kunne foregå ved lavere temperatur enn det som er nødvendig for ikkekatalytiske NO_x-reduksjonsprosesser.

2.3 Oppsummering

Teknologien som er nødvendig for innfangning av CO₂ fra kraftgenerering er per dags dato godt utviklet og kommersielt tilgjengelig. Studier viser at post-combustion innfangning ved bruk av kjemisk absorpsjon er den løsningen som er mest egnet for ettermontering på eksisterende anlegg. Denne innfangingsmetoden krever betydelige investeringer i prosessutstyr for innfangning av CO₂ og forbehandling av eksosgass. En forenklet skisse av et slikt anlegg er vist i Figur 2.3.



Figur 2.3: Skisse av kullkraftverk med aminabsorpsjonsanlegg for CO₂-fangst og annet nødvendig rensutstyr[4].

Kapittel 3

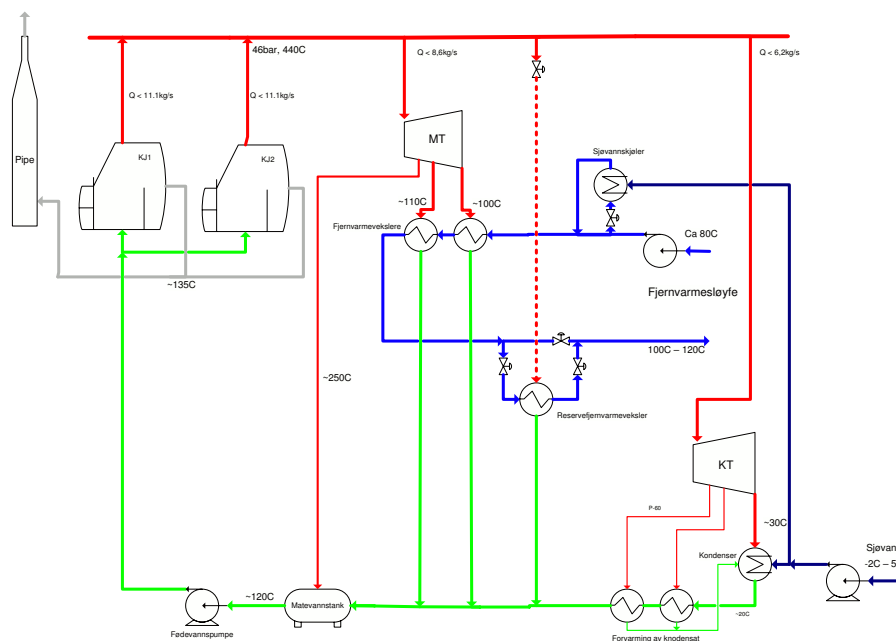
Longyear Energiverk

Kullkraftverket i Longyearbyen har vært primærleverandør av elektrisitet og varme til Longyearbyen siden oppstarten i 1983. Alternativt kan strøm og varme produseres ved diesellaggregat på kraftverket, en dieselfyrt kjele på kraftverket og en tilknyttet fjernvarmelinjen på elvesletta i Longyearbyen. I tillegg arbeides det med å få på plass et separat reservekraftverk bestående av diesellaggregater, som skal plasseres slik at det ikke er utsatt for en eventuell brann eller eksplosjon på kullkraftverket.

I dette kapitlet beskrives kuldelen av energiverket med fokus på momentene som, har betydning for denne rapporten.

3.1 Beskrivelse

Longyear Energiverk er spesielt siden det er det eneste som forsyner Longyearbyen med elektrisitet og fjernvarme. Siden en stans i produksjon av elkraft og varme vinterstid utsetter både innbyggere og materiell i Longyearbyen for stor fare stilles det store krav til driftssikkerhet i kraftforsyningen. Dette oppnås blant annet ved hjelp av redundans og fleksibilitet i energiverket slik at enkeltkomponenter kan tas ut av drift og vedlikeholdes uten stans i produksjonen. Hovedkomponentene i det kullfyrte anlegget er vist i Figur 3.1. I tillegg til dette finnes 4 dieselaggregat som brukes til å ta topplast, eller som erstatning dersom en turbin er ute av drift. Det finnes også en dieselfyrt kjel for produksjon av fjernvarme dersom hovedvarmevekslerene og reservefjernvarmeveksleren er ute av drift samtidig.



Figur 3.1: Oversikt over den kullfyrte delen av anlegget.

Ved normal drift fyres en kjel, mens den andre er i beredskap. Strøm produseres av generatorene som drives av mottrykksturbinen (MT) og kondensasjonsturbinen (KT) og fjernvarme genereres i fjernvarmevekslerene som kondenserer eksosdampen fra MT. I Tabell 3.1 er kapasitet og forbruk for kjel og turbiner vist. Turbinene kan til sammen levere 11MW elektrisk effekt, mens maksimal termisk effekt er omlag 20MW. Dersom begge turbinene skal kjøres på full last bruker de til sammen ca 15 kg damp / sekund. Kapasiteten i en kjel er 11,1 kg damp / sekund. Det medfører at maksimal elektrisk effekt ligger omkring 8,5MW så lenge bare en kjel er i drift. I tillegg til begrenset dampproduksjon med en kjel har det også vært en del problemer med kapasiteten i kjølevannssystemet som også har begrenset kapasiteten til elektrisk produksjon til omtrent 8,5MW.

I fortsettelsen av denne rapporten forutsettes det at problematikken rundt sjøvannskjølingen er utbedret¹.

Tabell 3.1: Kapasitet og forbruk, hovedkomponenter.

	Produksjonskapasitet	Forbruk
Kjel	11,1kg damp/s	1,16 kg kull/s
MT	5500kW	9,14 kg damp/s
KT	5500kW	6,2 kg damp/s

Dersom elektrisk last overstiger 8MW startes normalt ett eller flere diesellaggregat. Det er også en mulighet å kjøre begge kjelene samtidig for å øke kapasiteten. Oppstart av en kullkjel er tidkrevende, men dersom man forventer høy last over lengre perioder kan dette være en bedre løsning enn bruk av diesellaggregatene siden de er veldig dyre i drift.

3.2 Kjelen

Kjelene på energiverket er levert av Burmeister & Wain Energi AS og er av type "2-drums vannrør kjel med naturlig sirkulasjon". De fyres med Kull fra gruve 7 i Longyeardalen. Kullet mates inn i fyrrommet av tre "spreaderstokere" hvor det forbrennes på en rist som vandrer langsomt gjennom fyrrommet slik at uforbrent slagg transporteres ut. I spesifikasjonen er det oppgitt at en kjel ved full last leverer 40 tonn damp/time og forbrenner 4,16 tonn kull/time. Friskdampen holder 440°C og 46bar[1].

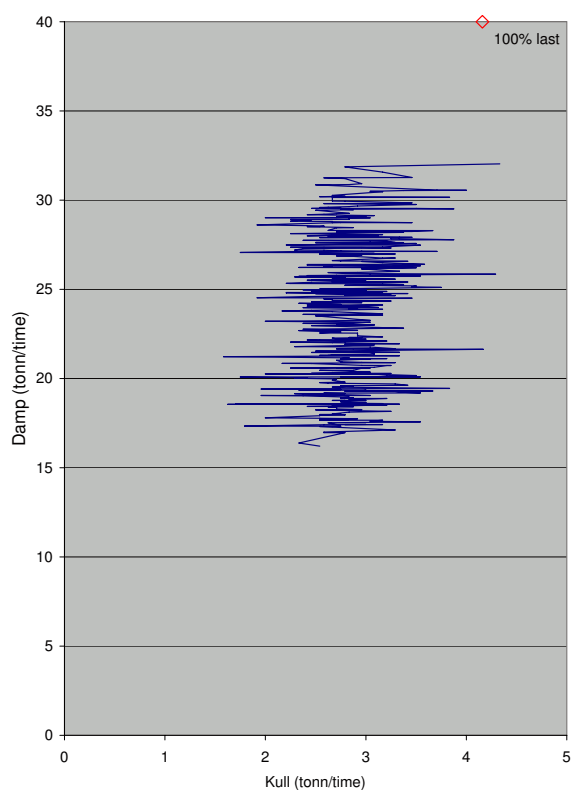
3.2.1 Virkningsgrad

Virkningsgraden til kjelene vil variere avhengig av hvor stor last de kjøres med. Hvordan denne varierer er ikke oppgitt i spesifikasjonen, men sammenhengen mellom dampproduksjon og kullforbruk er undersøkt i [10] og gjengitt i Figur 3.2.

Dette plottet er basert på beregnet dampproduksjon per døgn og energiverkets måling av hvor mye kull som er bunkret det aktuelle døgnet. I tillegg er spesifisert forbruk og dampproduksjon ved full last fra tatt med. Den store variansen i korrelasjonen mellom verdiene skyldes nok først og fremst kullmålingene. Tre ganger daglig bunkres en "passelig" mengde kull. Denne mengden er ikke nøyaktig lik den som er brukt siden forrige bunkring. Det vil i praksis si at man kan bunkre mindre eller mer enn det man bruker en dag siden man har et vist buffer i siloene. Selve målingen av hvor mye som bunkres er ifølge ansatte ved energiverket trolig litt for lav.

På tross av usikkerhetene i figuren kan man lese en del nyttig informasjon ut av den. Det kommer klart frem at en kjel sjelden kjøres på full last over lengre perioder. For å vurdere virkningsgraden til kjelen i forskjellige lastsituasjoner vet man at den er proporsjonal med stigningen til en linje fra origo til et gitt

¹Nye pumper er anskaffet og planlagt installert sommeren 2008.



Figur 3.2: Kullforbruk og dampproduksjon

punkt i Damp/Kull plottet. Ut fra Figur 3.2 kan man da se at virkningsgraden er proporsjonal med dampproduksjonen. Det vil si man har bedre virkningsgrad ved høyere last.

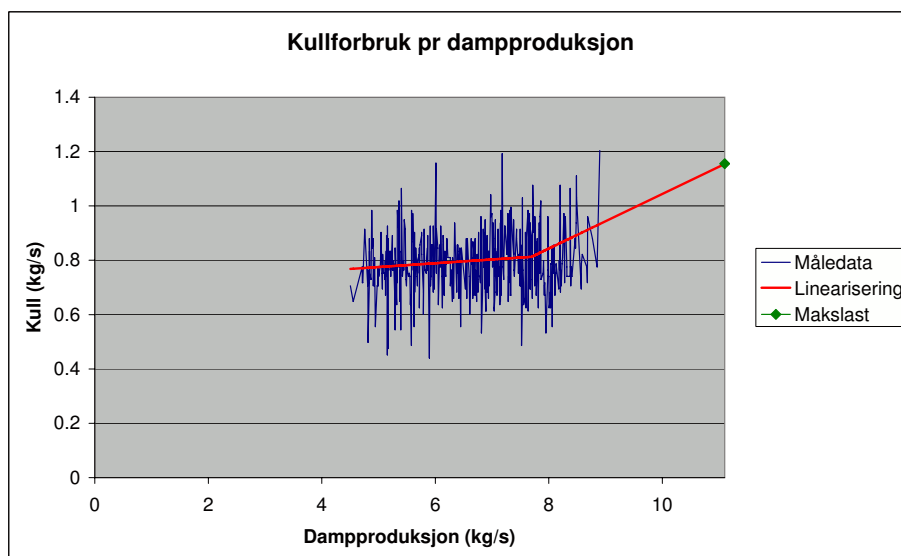
Dette stemmer godt overens med bergninger i [10]. Her er gjennomsnittlig dampproduksjon beregnet til om lag 60 % av maks. Gjennomsnittlig virkningsgrad er beregnet til 77 %. Dette er betydelig lavere (10 %) enn oppgitt virkningsgrad på full last.

3.2.2 Linearisering av kullforbruk

For å gjøre beregninger av totalvirkningsgrad og CO_2 -produksjon ved forskjellige lastsituasjoner trenges en matematisk modell av kullforbruk som funksjon av dampproduksjon, eller virkningsgrad som funksjon av last.

Datagrunnlaget for beregning av en slik sammenheng er vist i Figur 3.2. Som diskutert over er det ganske stor varians og en del usikkerhet knyttet til disse dataene, men det er det dessverre ikke mulig å gjøre noe med. For å lage en enkel matematisk modell som kan brukes i simuleringene kombineres en linearisering av målingene med oppgitt kullforbruk ved full last. Målingene lineariseres i Excel ved bruk av minste kvadraters metode. Denne lineariseringen antas å gjelde for

lave lastnivåer. For høyere lastnivåer brukes en rett linje fra oppgitt makslast til et punkt på lineariseringen. Dette punktet velges slik at den stykkevis lineære modellen passer “pent” sammen med målingene i Figur 3.2. I tillegg kontrolleres det at denne kurven gir størst virkningsgrad ved maks last. For å tydeliggjøre at dette er en modell av kullforbruk som funksjon av dampavgang byttes aksene. Resultatet er vist i Figur 3.3.



Figur 3.3: Linearisert kullforbruk

Resultatet er følgende modell for beregning av kullforbruk:

Tabell 3.2: Modell av kullforbruk

$q_{fd} < 7,58$	$q_{kull} = 0,013973q_{fd} + 0,705255$
$q_{fd} \geq 7,58$	$q_{kull} = 0,100383q_{fd} + 0,040187$

3.2.3 Kullkvalitet

Kullet som forbrennes i energiverket utvinnes i Gruve 7 i Longyeardalen. Det er av type bituminøst kull og klassifiseres som ”middelgoods”. Informasjon om dette kullet er oppgitt i Tabell 3.3 under.

Dataene i denne tabellen er snittverdier basert på målinger av kull levert til energiverket i 2007. De verdiene som er viktigst for denne analysen er effektiv brennverdi og karboninnhold. Den oppgitte verdien for fixed carbon er mengden rent karbon, ikke totalt karboninnhold. Det er totalt karboninnhold som er interessant da dette direkte vil gi et mål på hvor mye CO₂ som produseres pr kilo kull som brennes.

Rent karbon har en brennverdi på 32,78MJ/kg. Ut fra dette er det lett å beregne at den rene karbondelen av longyearkullet utgjør en effektiv brennverdi på

Tabell 3.3: Kullsammensetning[5].

Effektiv brennverdi (kJ/kg)	29070,4
Aske (%)	15,2
Flyktige komponenter (%)	36,3
Fixed carbon (%)	48,5
Svovel (%)	0,83
Free swelling index	7,9

15,9MJ/kg kull. Den resterende brennverdien er trolig resultat av hydrokarboner som normalt utgjør en del av de flyktige komponentene i kullet. Sammensetningen av disse flyktige komponentene er ikke analysert så hva slags hydrokarboner det er snakk om er uvisst. Disse hydrokarbonene vil i tillegg til å gi høyere brennverdi også bidra til større CO₂-utslipp.

I en oversikt over CO₂-produksjon ved brenning av forskjellige brensler [12] er det oppgitt at bituminøst kull med brennverdi 31,3 MJ/kg produserer 338 g CO₂/kWh. Ved å korrigere for noe lavere brennverdi på kullet fra Gruve 7 kommer man frem til følgende sammenheng:

$$1 \text{ kg forbrent kull} \rightarrow 2,782 \text{ kg CO}_2$$

Denne sammenhengen vil brukes i bergningene som gjøres i denne rapporten.

3.2.4 Eksosmålinger

Som resultat av ny utslippstillatelse fra SFT (gitt 29.6.2007) har Norsk kompetansesenter for avfall og gjenvinning (NORSAS) utført en måling/analyse av utslipp til luft fra energiverket[9]. De måleresultatene som er relevante i sammenheng med CO₂-fangst er gjengitt i Tabell 3.4.

Tabell 3.4: Eksosmålinger

Parameter	Målt verdi	Utslippstillatelse	Enhet
CO ₂	10,2		vol%
Støv	789	500	mg/Nm ³
SO ₂	1540	50?	mg/Nm ³
NO _x som NO ₂	380	650	mg/Nm ³

CO₂-innholdet i eksosen er viktig fordi man kan bruke det som utgangspunkt for å beregne nødvendig størrelse på prosessutstyr knyttet til renseanlegget. De tre andre er viktig å ha kontroll på fordi de har negativ effekt på et aminanlegg. SO₂ og NO₂ danner stabile salter i reaksjon med aminløsningen og dermed tap av amin, mens støv skitner til renseanlegget og fører slik til dårligere ytelse. Dette er beskrevet i større detalj i kapittel 2.2.4.

Grenseverdiene for økonomisk drift av aminabsorpsjonsanlegg er 20ppm NO₂ og 15ppm for SO₂[ref Hallvard Svendsen]. Basert på gitte grenseverdier er det klart at forbehandling av eksosgassen er nødvendig. Hvordan dette kan gjøres er beskrevet kort i kapittel 2.2.4, men analyse og dimensjonering av nødvendig utstyr er ikke en del av problemstillingen for denne rapporten. Dette må undersøkes nærmere før en eventuell installasjon av et CO₂-fangsanlegg. Det vil være naturlig å gjøre dette i sammenheng med eventuelle andre oppgraderinger som må gjøres for å oppfylle kravene i den nye utslippstillatelsen.

3.3 Turbiner

Turbinene er levert av AEG-KANIS og er av type aksialturbin. En turbin produserer elektrisitet og fjernvarme, mens den andre kun produserer elektrisitet.

Mottrykksturbinen levrer både elektrisitet og fjernvarme. Termisk energi fra dampen omdannes til elektrisk energi i generatoren når damp ekspanderes fra 440°C og 46bar til i overkant av 100°C og 1bar². Fjernvarme produseres når eksosdampen kondenseres i fjernvarmevekslerene. Siden MT utnytter dampen til å produsere både elektrisitet og varme oppnås en totalvirkningsgrad for prosessen på 86%, mens elektrisk virkningsgrad er beskjedne 19%[1]. Produksjonen i denne turbinen er normalt styrt av fjernvarmeforbruket.

Kondensasjonsturbinen produserer kun elektrisitet. Dampen ekspanderes til lavere temperatur og trykk enn i MT slik at mer energi konverteres til elektrisitet. Etter turbinen kondenseres dampen i en sjøvannskjølt kondenser. Siden kjølevannet holder veldig lav temperatur er det mulig å oppnå en eksosdampstemperatur på 30°C. Dette muliggjør en elektrisk virkningsgrad på 27%[1]. Noe av energien som ikke konverteres til elektrisitet brukes til å forvarme kondensatet, mens resten tapes som varme til kjølevannet. Denne turbinen er normalt frekvensstyr slik at den kompenserer for hurtige svingninger i lasten.

Dersom det forbrukes relativt mye elektrisitet i forhold til fjernvarme benyttes en sjøvannskjøler for å redusere temperaturen i fjernvarmevannet før fjernvarmevekslerene. Da leverer MT mer elektrisk effekt uten at turtemperaturen på fjernvarmen blir for høy.

3.4 Levetid

Ettermontering av et CO₂-fangstanlegg vil utgjøre en betydelig investering. Dette er ikke forsvarlig dersom levetiden på det eksisterende anlegget er kort. Ifølge driftsleder ved energiverket gjenstår 25-30 år av opprinnelig estimert levetid for hovedkomponenter som kjeler og turbiner. Mindre komponenter vil erstattes fortløpende. Hvorvidt den estimerte levealderen er realistisk er vanskelig å vurdere, men det vil i stor grad avhenge av hvor mye som investeres i løpende vedlikehold. Anleggets levetid vil ikke analyseres i detalj i denne rapporten.

²For en mer detaljert beskrivelse av turbinenes virkemåte se kapittel 5.2.

3.5 Oppsummering og diskusjon

Virkningsgradskurven for kjelen som er utledet i dette kapitlet vil ha stor betydning for resultatene av videre analyse i denne rapporten. Det er vanskelig å verifisere denne utover det som er gjort under utregningen, men et par punkter som underbygger hovedtrekkene kan nevnes. De fleste kullkjeler er designet for drift på full last, og har derfor høyest virkningsgrad der. Videre må det brennes en betydelig mengde kull for å holde kjelen “på tomgang”, uten at det produseres noe damp. Dette stemmer overens med hovedtrekken i modellen i Figur 3.3. Hvordan fasongen på linjen mellom disse punktene er vil variere, og er i dette tilfellet tilpasset eksisterende data så godt det lar seg gjøre. En viktig konsekvens av denne lineariseringen er at en liten økning i kullforbruket vil gi en betydelig økning i dampproduksjonen ved lav last.

Det er også viktig å merke seg at det er behov for en del forbehandling av eksosgassen før den kan slippes inn i CO₂-fangstanlegget. Dette øker investeringskostnadene ved en slik ombygging.

Dersom ettermontering av et CO₂-fangstanlegg skal gjennomføres må anleggets forventede levealder tas med i betraktningen. Tiltak som grundige overhalinger og oppgraderinger vil kunne bidra til å oppnå tilstrekkelig levealder. Behov og kostnader ved slike tiltak bør utredes og vurderes.

Kapittel 4

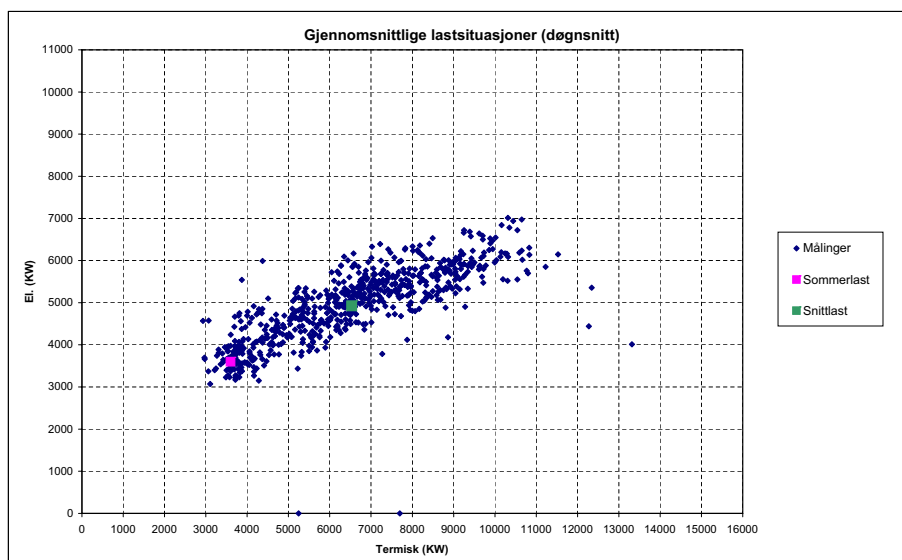
Casebeskrivelser

For å gjøre gode vurderinger og sammenligninger av forskjellige muligheter for CO₂-fangst er det viktig å ha et fornuftig sett med data man kan analysere. Siden Longyear energiverk er eneste kraftleverandør, og forbruket i Longyearbyen varierer betydelig både på døgnbasis og årsbasis er lastsituasjonen ved energiverket sterkt varierende. Dette medfører at man ikke kan definere et entydig operasjonspunkt for analysen, men i stedet må velge et sett med aktuelle lastsituasjoner. Videre kan et aminabsorpsjonsanlegg integreres med det eksisterende anlegget på forskjellige måter.

I dette kapitlet velges ett sett med lastsituasjoner som utgangspunkt for videre analyse. Deretter vil det defineres ett sett med konfigurasjoner av anlegget som skal simuleres i de forskjellige lastsituasjonene. Simuleringsresultater fra de forskjellige konfigurasjonene i hver lastsituasjon vil da gi et bredt datagrunnlag for å vurdere konsekvensene av CO₂-innfangning på Longyear energiverk, samt hvilken konfigurasjon som er best egnet.

4.1 Lastsituasjoner

Fra historiske data[10] vises det at gjennomsnittlig last på energiverket er 4942,5kW strøm og 6531,5kW varme. Dette er en naturlig lastsituasjon å bruke i analysen. Videre defineres, med utgangspunkt i plot av lastfordeling vist i Figur 4.1 et "sommercase" for å analysere virkningen av CO₂-rensing når anlegget kjøres på lav effekt. Her velges laster 3600kW strøm og 3600kW varme. I tillegg er det naturlig å analysere maksimal kapasitet til konfigurasjonene som vurderes. Med maksimal kapasitet vil det legges vekt på elektrisk kapasitet da det stort sett er dette som er begrensningen i anlegget.



Figur 4.1: Lastcaser

Oppsummert gir dette følgende lastsituasjoner som skal simuleres for hver konfigurasjon:

Tabell 4.1: Lastsituasjoner

Produksjon	Full last	Snittlast	Sommerlast
El(kW):	Max	4942,5	3600
Fjernvarme(kW):	Max	6531,5	3600

4.2 Konfigurasjoner for simulering

Det er naturlig å vurdere forskjellige måter å integrere et aminabsorpsjonsanlegg i energiverket. Energibehovet i renseanlegget ligger hovedsakelig i kokeren på stripperkolonnen. Denne trenger betydelige mengder damp ved om lag 130C. Utfordringen er å finne en løsning hvor denne dampen tas ut på en måte som gir minst mulig reduksjon i anleggets virkningsgrad samtidig som det er praktisk

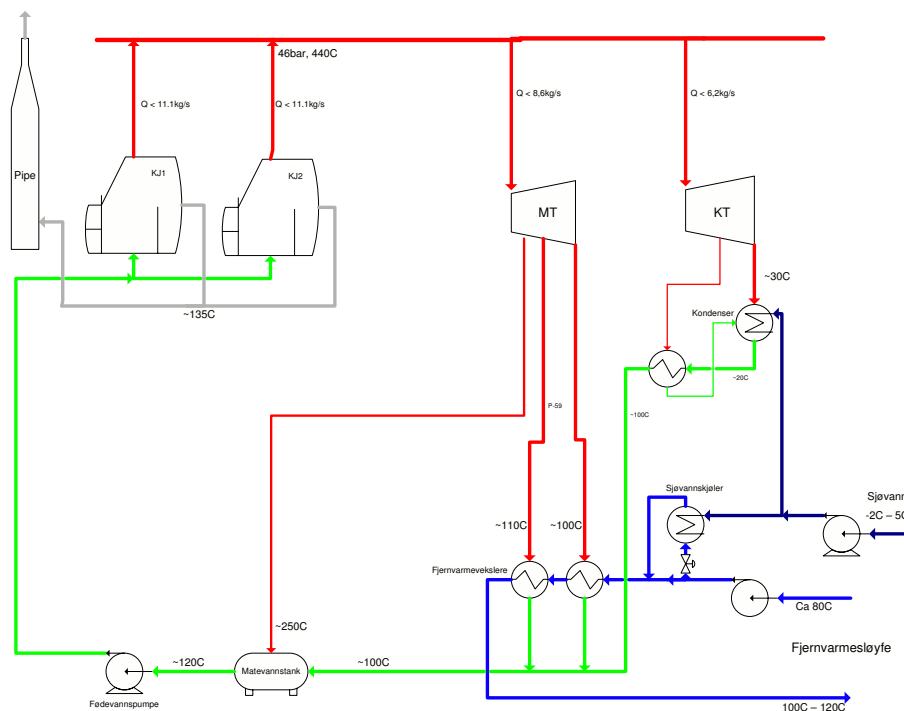
i forhold til driften av anlegget. I tillegg trengs en del elektrisitet for å drive pumper og vifter. Det er også behov for en del kjøling.

Basert på analyse av dagens anlegg er det valgt å sette opp to forskjellige konfigurasjoner for integrasjon av CO₂-innfangning i eksisterende anlegg. De to konfigurasjonene tar utgangspunkt i hver sin hovedmålsetning som forklares før de utledes. Ved design av disse konfigurasjonene er følgende hovedmomenter vektlagt:

- Tilgang på damp til koker.
- Behov for modifikasjoner og ombygging av eksisterende anlegg.
- Sannsynlige konsekvenser for drift og kapasitet i anlegget.

4.2.1 Konfigurasjon 0 - nåværende anlegg

For å vurdere effekten av ettermontering av et CO₂-fangstanlegg vil en modell av dagens anlegg brukes som sammenligningsgrunnlag. Hovedkomponentene i dagens anlegg er vist i Figur 4.2.



Figur 4.2: Konfigurasjon 0 - eksisterende anlegg.

Komponentene som tas med i modelleringen av denne modellen er grundig beskrevet i kapittel 5.2.

4.2.2 Konfigurasjon 1 - minimal løsning

Målsetningen med konfigurasjon 1 er å integrere aminabsorpsjonsanlegget på en måte som medfører minst mulig ombygging av eksisterende anlegg. Dette vil gi et alternativ med relativt små investeringskostnader, og nedetiden til anlegget ved en eventuell ombygging blir minimal.

En slik minimal løsning kan oppnås ved å ettermontere et aminabsorpsjonsanlegg direkte uten å endre eksisterende anlegg mer en det som trengs for sammenkobling med aminanlegget. Disse nødvendige kontaktpunktene er tilførsel av damp, retur av kondensat og eksosgassen som må rutes gjennom absorberkolonnen. Av disse er det i praksis bare ved valg av damputtak det finnes reelle forskjellige alternativer. Kondensatet må tilbake til matevannstanken og eksosen kommer fra rensenanlegget og går videre til pipa.

Analyse

For å finne den beste dampkilden må man først undersøke hvilke muligheter som finnes. Slik som anlegget fremstår i dag kan man hente ut damp på fire forskjellige temperaturnivå fra fire forskjellige steder. Disse er gjengitt i Tabell 4.2.

Tabell 4.2: Mulige dampkiler i eksisterende anlegg

Kilde	Temperatur(C)	Trykk(bar)
Friskdamp	440	46
Øvre drum i kjel	250	50
Uttak til f.v.v. 2	110	1,15
Uttak til f.v.v. 1	100	1

Den løsningen som vil være enklest å gjennomføre, og krever minst modifikasjoner, er å bruke friskdamp. Man trenger bare montere et ekstra uttak fra friskdamplinjen i for å få tilgang på denne dampen. Før den sendes til kokeren strupes den ned og tilsettes vann for å redusere temperatur til 130°C. Selv om dette er den enkleste løsningen, er det ikke sikkert det er den beste. Eksergianalyse[7] som beskrevet i kapittel 5.1 tilsier at bruk av friskdamp trolig ikke er en gunstig løsning. Derfor vil ikke dette brukes som en primærløsning, men kan brukes som reserveløsning.

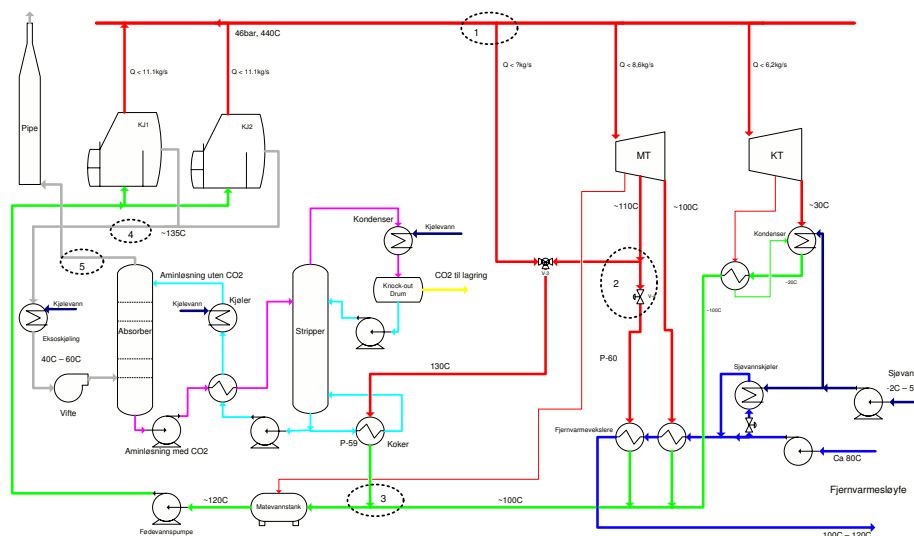
En bedre løsning er derfor å bruke dampen fra uttaket til fjernvarmeveksler 2. Denne dampen holder for lav temperatur, slik at man må blande inn litt friskdamp, men man får her en bedre totalutnyttelse av eksergien i dampen. Denne løsningen krever i tillegg til et ekstra friskdamputtak også et nytt damputtak mellom turbinen og fjernvarmeveksler 2.

Det finnes ingen fordeler ved å bruke damp fra fjernvarmeveksler 1, og siden denne holder enda lavere temperatur vurderes ikke denne nærmere. Damp fra øvre drum i kjelen vil i følge argumentasjonen i kapittel 5.1 være mer fornuftig å bruke enn friskdamp. Bruk av damp fra øvre drum vil på tross av dette ikke testes med simuleringer. Dette skyldes hovedsaklig at det ikke finnes nok data til å lage en god modell av sammenhengen mellom dampproduksjon og kullforbruk

for slik damp. I tillegg er det usikkert hvor stor modifikasjon av kjelen som må til, og hvordan uttak av større mengder damp fra drum påvirker drift av kjelen.

Detaljspesifikasjon

Med utgangspunkt i disse vurderingene velges løsningen vist i Figur 4.3 som den minst omfattende for integrasjon av et aminabsorpsjonsanlegg i energivirket.



Figur 4.3: Konfigurasjon 1 - minimal løsnig.

I Figur 4.3 er de modifikasjonene av eksisterende anlegg som er nødvendige ved implementasjon av denne løsningen markert ut med sorte stiplede linjer. Disse forklares i Tabell 4.3.

Tabell 4.3: Modifikasjoner av anlegg ved konfigurasjon 1.

Punkt	Beskrivelse
1	Uttak av friskdamp til koker i aminanlegg.
2	Uttak av damp etter trinn 2 MT.
3	Retur av kondensat fra koker til matevannstank.
4	Eksos fra kjel/reneanlegg til aminanlegg.
5	Eksos fra aminanlegg til skorstein.

Punkt 1 finnes muligens allerede da anlegget er designet med plass til en kondensasjonsturbin til. Siden denne ikke er montert kan man trolig bruke damputtaket som er beregnet på denne for å hente ut friskdamp. Dersom dette ikke er mulig må det monteres et uttak til på friskdamplinjen. Dette regnes som et relativt lite inngrep.

Punkt 2 er den mest omfattende modifikasjonen som er spesifikk for denne løsningen. Her må det monteres en ventil mellom damputtaket etter trinn 2 i MT og fjernvarmeveksler 2. Før denne ventilen må det også monteres

et damputtak som kan kobles sammen med damplinjen fra punkt 1. Det er forøvrig mulig at det er trangt og vanskelig å komme til for å få gjort denne modifikasjonen.

Punkt 3-5 er nødvendige for alle løsninger hvor et aminanlegg skal kobles sammen med energiverket og vil derfor ikke brukes for å vurdere løsningene opp mot hverandre. Punkt 3 er en returledning for kondensat fra kokeren, dette er ukomplisert. Punkt 4 og 5 er tilkoblingspunkter for eksosen, som også er relativt lite omfattende og kompliserte.

Vurdering

Konfigurasjon 1 har to klare fordeler. Den første er som nevnt tidligere at det er en minimal design som krever små endringer av eksisterende anlegg og investeringsbehovet ut over prisen av aminabsorpsjonsanlegget er minimale. I tillegg bruker den i stor grad lavtemperaturdamp som varmekilde til kokeren, noe som gir effektiv utnyttelse av dampen. Den gir også en viss fleksibilitet siden det bare trengs små modifikasjoner for at den skal kunne brukes med kun friskdamp som energikilde. Da kan den brukes selv om MT er ute av drift, for eksempel for vedlikehold.

Det negative med denne løsningen er at den vil redusere totalkapasiteten i anlegget. Både elektrisk og termisk produksjonskapasitet vil reduseres, spesielt om det som normalt bare kjøres med en kjel. Dette kan gjøre at det blir nødvendig å kjøre med to kjeler i drift samtidig, spesielt vinterstid siden forbruket er klart større. Dette er ikke en gunstig løsning siden kjelene vil måtte kjøre på lavere lastsignal og man da får en betydelig lavere totalvirkningsgrad på anlegget.

4.2.3 Konfigurasjon 2 - utvidet løsning

Her er målsetningen å lage en design hvor et aminabsorpsjonsanlegg integreres med energiverket på best mulig måte. Også løsninger som krever større modifikasjoner eller tillegg til eksisterende anlegg vil vurderes. Her legges stor vekt på at løsningen skal gi hele anlegget god virkningsgrad og produksjonskapasitet.

Analyse

Den løsningen som gir best utnyttelse av både eksergi og energi i dampen vil være å bruke damp som er ekspandert i en dampturbin fra 440 til 130 grader som varmekilde. Ingen av anleggets nåværende turbiner gir eksosdamp ved denne temperaturen. Mulighetene for installasjon av en slik turbin vil derfor vurderes.

Slik som anlegget er satt sammen i dag er det et misforhold mellom dampproduksjonskapasitet i kjelene og forbruket i turbinene. Dersom begge turbinene kjøres på full last bruker de tilsammen 15,5kg/s mens hver kjel har en kapasitet på 11,1kg/s. Det betyr at man kun kan utnytte kapasiteten i turbinene dersom man fyrer begge kjelene samtidig. Dette medfører dessverre at kjelene må da kjøres på lav last som gir en veldig dårlig totalvirkningsgrad. Dersom en ekstra

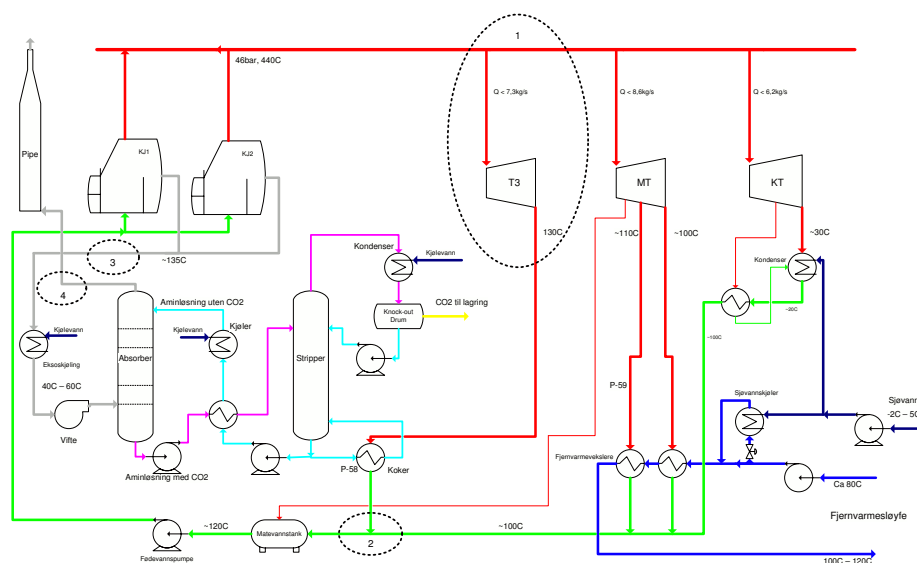
turbin installeres vil det være mulig å utnytte kapasiteten i kjelene på en bedre måte.

En annen faktor som gjør at dette kan være en god løsning er at Longyearbyen energiverk egentlig er dimensjonert for tre dampturbiner. Både bygningsmasse og resterende prosessanlegg er dimensjonert med tanke på at det skal være 3 turbiner. Siden man slipper å bygge ut og turbinhallen og trolig har mye av den prosessstekniske infrastrukturen på plass er ikke denne løsningen så omfattende som man i utgangspunktet skulle tro.

En turbin som gir eksosdamp ved 130 grader gir en ideell varmekilde til aminabsorpsjonsanlegget. Denne løsningen vil derfor trolig gi høy virkningsgrad og god eksergiutnyttelse. I tillegg vil den totale kapasiteten til strømproduksjon økes betraktelig.

Detaljspesifikasjon

På bakgrunn av analysen over settes følgende opp som et alternativ til hvordan et aminabsorpsjonsanlegg kan kobles på energiverket.



Figur 4.4: Konfigurasjon 2 - utvidet løsning.

Figur 4.4 viser prosessflytdiagram for denne løsningen. Endringene som er nødvendig er uthevet på samme måte som i Figur 4.3.

Punkt 1 er en ny ett-trins mottrykksturbin som produserer strøm og leverer eksosdamp ved 130 grader som varmekilde til kokeren i aminanlegget. Denne kan relativt enkelt plasseres i den ubrukte sloten i turbinhallen. Hvor omfattende montering av denne turbinen vil bli må utredes i detalj, men en del utstyr som for eksempel damputtak er trolig på plass allerede.

Punkt 2-4 tilsvarer **Punkt 3-5** i Tabell 4.3.

Vurdering

En klar fordel med denne løsningen er at den utnytter eksergien i dampen som produseres bedre en konfigurasjon 1 som trolig resulterer i bedre virkningsgrad. Den gir også bedre kapasitet, fleksibilitet og redundans i strømproduksjonen, mens fjernvarmekapasiteten ikke reduseres som ved konfigurasjon 1. Økningen i elektrisk kapasitet er selvfølgelig bare nyttig dersom det er sannsynlig at denne kapasiteten blir utnyttet. Det vil derfor være viktig å vurdere fremtidig utvikling i strømforbruk når man vurderer løsningene opp mot hverandre.

Den store ulempen er at den krever større investeringer og gir en mer komplisert ombyggingsprosess.

4.2.4 Sammenligningskriterier

De forskjellige konfigurasjonene vil vurderes mot hverandre ut fra følgende kriterier:

- Virkningsgrad, både elektrisk og totalvirkningsgrad.
- Produksjonskapasitet på strøm og fjernvarme.
- Hvordan de påvirker fleksibilitet, redundans og driftssikkerhet.
- Investeringsbehov.

Kapittel 5

Analysemetode

For å vurdere ytelsen til konfigurasjonene opp mot hverandre vurderes hovedsaklig kapasitet og virkningsgrad. For å finne kapasitet og virkningsgrad er konfigurasjonene simulert ved de forskjellige lastsituasjonene. Kvaliteten på simuleringsresultatene avhenger i stor grad av modellkvaliteten og hvordan modellen stemmer med virkeligheten. I dette kapitlet utledes modellene som er brukt i simuleringene. For å sikre gode resultater legges det stor vekt på å tilpasse modellene til måleresultater og spesifikasjoner. I tillegg gjennomgås eksergianalyse som designprinsipp for varme- og kraftprosesser.

5.1 Eksergianalyse

Eksergianalyse[7] er en metode som benyttes for å designe blant annet kraft-varmeprosesser for å utnytte den tilgjengelige energien på best mulig måte. Spesielt aktuelt for denne rapporten er bruk av eksergianalyse for å velge temperaturnivå på dampkilder til eksempelvis oppvarming av aminløsningen i absorpsjonsanlegget.

Definisjon

Eksergi er den delen av en energimengde som teoretisk kan konverteres til arbeid ved interaksjon med omgivelsene.

Hovedprosessen i et kullkraftverk er å omdanne termisk energi via dampturbiner til elektrisk energi. Elektrisk energi inneholder 100% eksergi. Det vil si at elektrisk energi kan omsettes direkte i arbeid via for eksempel en elektrisk motor. Vanddamp, som brukes i produksjonen av elektrisitet i kullkraftverket, har sammenlignet med elektrisk energi relativt lav eksergi. Dette illustreres ved følgende eksempel:

En kilo friskdamp fra kjelen på energiverket i Longyearbyen holder 440 grader celsius, 46 bar og har et energiinnhold på 3300kJ. Dersom denne utnyttes på den mest effektive måten for produksjon av elektrisitet, ekspansjon i kondensasjonsturbinen, gir dette en produksjon av 880kJ¹ elektrisk energi. Etter ekspansjonen i turbinen kondenseres dampen og returneres til matevannstanken med et energiinnhold på 419kJ. Her er 2001kJ tapt i form av oppvarmet kjølevann i kondenseren. Av et totalt energiinnhold på 3300kJ er det bare 880kJ som er mulig å konvertere til arbeid. Det vil si at konverterbar eksergi utgjør 26,7% av totalt energiinnhold i dampen.

Longyearbyen energiverk har ved drift på en kjel en maksimal dampproduksjon på 11,1kg/s. For at kapasiteten til elektrisk produksjon skal utnyttes på en best mulig måte er det viktig å ikke ødelegge eksergi unødvendig. Eksergi ødelegges for eksempel dersom friskdamp brukes direkte til oppvarming av fjernvarmevann. Når dampen kjøles ned og kondenseres mister den eksergien i en prosess som ikke kan reverseres. Eksergien er da ødelagt og kan ikke benyttes til strømproduksjon. Fjernvarmenettet trenger damp omkring 110 grader for å dekke varmebehovet i Longyearbyen. Dersom det i stedet for friskdamp brukes damp som er ekspandert fra 440 grader til 110 grader i en turbin konverteres en del av eksergien til arbeid samtidig som varmebehovet dekkes. På denne måten kan det produseres like mye varme uten at kapasiteten til strømproduksjon reduseres i like stor grad.

Oppsummering og strategi

Generelt kan resultatene ved bruk av eksergianalyse for design av varmeutvekslende prosesser oppsummeres med følgende regel:

¹Data er hentet fra [10], kapittel 5.3 og 6.1.

- Et varmebehov bør forsynes av en varmekilde med temperatur så nær opptil behovstemperaturen som mulig.

Dette samsvarer med diskusjonen og eksempelet over og brukes som hovedregel ved valg av damputtak for varmebehov som gjøres i denne rapporten.

5.2 Modelling

En stor del av beslutningsgrunnlaget for konklusjonen i denne rapporten bygger på analyser av energiverkets virkningsgrad og produksjonskapasitet i forskjellige konfigurasjoner og lastscenarier. For å gjennomføre denne analysen er anlegget modellert i Excel-regneark. Modellen er bygd opp slik at man kan studere de forskjellige hovedkomponentenes produksjon og forbruk av energi. For å simulere forskjellige lastsituasjoner og konfigurasjoner brukes Solver-funksjonen i Excel. Her brukes dampforbruket til turbinene som manipulert variabel for å oppnå ønsket produksjon innenfor gitte begrensninger.

5.2.1 Antagelser

I alle beregninger er det antatt at damp og vann/kondensat har konstant temperatur og trykk mellom komponentene i anlegget. Verdier er hentet fra måledata og spesifikasjoner[1] fra energiverket. Disse er gjengitt i Tabell 5.1.

Tabell 5.1: Måledata fra Longyear energiverk.

	Temp (°C)	Trykk (bar)	Entalpi (kJ/kg)
Friskdamp	440	46	3300
Matevann	119	50	523,9
Damp fra MT til matevannstank	250		2960
Damputtak til fvv 1	100	1	2676
Damputtak til fvv 2	110	1,15	2691,5
Kondensat etter fvv 1	100	3	419
Kondensat etter fvv 2	100	3	419
Damp etter KT	29	0,15	2420
Kondensat etter kondenser	19	3	
Kondensat etter varmeveksler	100	3	419
Kjølevann inn i kondenser	0-5		
Kjølevann ut av kondenser	15		
Kondensat inn på matevannstank	100		419
Damp fra T3 til koker	130	2,7	2720
Røykgass etter economizer.	135		

5.2.2 Komponentene i modellen

Her følger en oversikt over de forskjellige komponentene som er tatt med i modellen, samt en beskrivelse av hvordan de er modellert. Modellene er så langt data er tilgjengelig verifisert mot spesifikasjoner og måledata.

5.2.2.1 Kjelene

Antagelsen om konstant temperatur på matevann og friskdamp medfører at effekten kjelene leverer i form av damp er lineært proporsjonalt med massestrømmen av vann/damp gjennom kjelen. Dampmengden som forbrukes er regulert av kontrollsystemet og maskinisten i kontrollrommet slik at lastbehovet for strøm og fjernvarme i Longyearbyen betjenes.

Modell

Med utgangspunkt i dampforbruket beregnes den termiske effekten kjelen leverer til dampkretsen som vist i ligning 5.1.

$$P_{kjel} = (h_{fd} - h_{mv})q_{fd} \quad (5.1)$$

Her er P effekt, h entalpi og q massestrøm.

Kullforbruket beregnes som funksjon av dampproduksjonen med den stykkevis lineære modellen beskrevet i kapittel 3.2.2. Kullforbruket og oppgitt effektiv brennverdi gir da total termisk effekt av forbrenningen ved følgende ligning:

$$P_{kull} = q_{kull}n_{kull} \quad (5.2)$$

Mengden CO_2 som slippes ut er som vist i kapittel 3.2.3 gitt ved:

$$q_{CO_2} = 2,728q_{kull} \quad (5.3)$$

Kjelens virkningsgrad beregnes ved:

$$\eta_{kjel} = \frac{P_{kjel}}{P_{kull}} \quad (5.4)$$

Vurdering

Dette er en forenklet modell av en i utgangspunktet veldig komplisert prosess. Detaljert modellering av forbrenning og varmeoverføring i kjelen er meget omfattende og utenfor denne rapportens målsetning. De sammenhengene som er viktigst i denne analysen er forholdet mellom dampproduksjon, kullforbruk og CO_2 -produksjon. Dette er modellert så godt det lar seg gjøre med de data som er tilgjengelig.

5.2.2.2 Mottrykksturbin(MT)

Mottrykksturbinen er en tretrinns dampturbin. Det betyr at det tas ut damp på tre forskjellige nivå i ekspansjonen. Det første uttaket er damp for oppvarming av vannet i matevannstanken. Deretter tas det ut damp til henholdsvis fjernvarmeveksler 2 og 1. Det finnes ingen målinger som viser hvor stor andel damp som tas ut i de forskjellige trinnene.

Modell

For å estimere dampmengden som tas ut etter første trinn antas det at denne dampstrømmen nøyaktig dekker oppvarmingsbehovet i matevannstanken, samt konstant temperatur, trykk og nivå i tanken. Energibalansen for strømmingene ut av og inn i tanken blir da:

$$h_{mv}q_{mv} = h_kq_k + h_{d,mv}q_{d,mv}$$

Med utgangspunkt i denne energibalansen finnes massestrømmen med damp til matevannstanken $q_{d,mv}$ ved følgende ligning:

$$q_{d,mv} = \frac{(h_{mv} - h_k)q_k}{(h_{d,mv} - h_{mv})} \quad (5.5)$$

Hvor h_{mv} , h_k og $h_{d,mv}$ er entalpi på henholdsvis matevannet etter matevannstanken, kondensatstrømmen inn i matevannstanken og dampstrømmen fra MT. q_k er massestrømmen med kondensat inn i matevannstanken. Videre er det gitt at fjernvarmevekslerene gir like stor effekt. Siden mesteparten av effekten som leveres i fjernvarmevekslerene kommer fra faseovergangen mellom damp og kondensat og ikke nedkjøling av dampen antas dampstrømmen i fjernvarmevekslerene å være lik og beregnes slik:

$$q_{d, fvv1} = q_{d, fvv2} = \frac{q_{d, MT} - q_{d, mv}}{2} \quad (5.6)$$

Den elektriske effekten som leveres av turbinen beregnes da ved følgende ligning:

$$P_{MT} = \eta[(h_{fd} - h_{d, fvv1})q_{d, fvv1} + (h_{fd} - h_{d, fvv2})q_{d, fvv2} + (h_{fd} - h_{d, mv})q_{d, mv}] \quad (5.7)$$

I simuleringene settes virkningsgraden, η , til 1. Dette er naturligvis ikke realistisk da det alltid vil være tap i form av friksjon og varme, men resultatene med bruk av disse ligningene stemmer godt overens med oppgitte spesifikasjoner [1] og tall for dampforbruk i turbinen basert på historiske data [10]. Her er det oppgitt dampforbruk på henholdsvis $1,67 \frac{kg/s}{MW}$ og $1,60 \frac{kg/s}{MW}$ mens resultat ved bruk av denne modellen ligger i området $1,67 - 1,73 \frac{kg/s}{MW}$.

Vurdering

Dampforbruket i beregningsresultater avviker mindre enn 8% fra spesifikasjonene og resultat fra tidligere analyser. Videre er det i [10] argumenter for at en lineær sammenheng mellom dampforbruk og effekt er korrekt. På bakgrunn av dette vurderes modellen som god nok til denne analysen. Det kan også nevnes at dersom man regner med virkningsgrad på turbinen under 100% vil det resultere i økt dampforbruk og større avvik.

5.2.2.3 Fjernvarmevekslerene

Fjernvarmevekslerene kondenserer eksosdampen fra MT slik at kondensasjonsenergien overføres til fjernvarmevannet som brukes som kjølemedium for å drive kondensasjonen. Effekten som leveres i vekslerene beregnes enkelt med følgende ligninger:

$$P_{f_{vv1}} = (h_{d,f_{vv1}} - h_k) * q_{d,f_{vv1}} \quad (5.8)$$

$$P_{f_{vv2}} = (h_{d,f_{vv2}} - h_k) * q_{d,f_{vv2}} \quad (5.9)$$

I simuleringer gir denne modellen en fjernvarmeproduksjon på 3,5MW pr 1MW elektrisk effekt levert av MT. Spesifikasjoner gir at dette forholdet skal være i underkant av 4MW varme pr. 1MW elektrisk effekt. Undersøkelser av historiske data i [10] viser at dette ofte stemmer, men at det også til tider er vesentlig lavere. I gjennomsnitt leveres 3,2MW fjernvarme pr 1MW elektrisk effekt fra MT. At gjennomsnittet er så lavt skyldes i stor grad at overskuddsvarme må dumpes på havet i enkelte situasjoner, men variasjoner i returtemperatur på fjernvarmevannet og eventuelt varierende trykk og temperatur i eksosdampen kan også spille inn.

5.2.2.4 Kondensasjonsturbin(KT)

Kondensasjonsturbinen er en tretrinns dampturbin hvor størsteparten av dampen ekspanderes fra 440 grader celsius og 46 bar til ca 29 grader celsius og 0,15 bar. Det antas ren gassfase gjennom hele ekspansjonen. Dampen som tas ut i de to første trinnene brukes til å varme opp kondensatet fra ca. 20 grader C. til 100 grader C.

Modell

Det finnes ingen informasjon om hvor store dampstrømmer som tas ut i de to første trinnene, men mengden er liten i forhold til dampstrømmen som tas ut i siste trinn. For å få en enkel modell velges det å regne som om all dampen tas ekspanderes til siste trinn. Da beregnes levert elektrisk effekt ved følgende energibalanse:

$$P_{KT} = \eta(h_{fd} - h_{d,KT})q_{d,KT} \quad (5.10)$$

Her settes også virkningsgraden til 1. I simuleringene gir denne modellen et dampforbruk på $1,14 \frac{kg/s}{MW}$. Dette stemmer nøyaktig overens med det som er oppgitt i spesifikasjonene[1] og analysen av driftsdata fra energiverket[10].

Vurdering

Selv om modellen er noe forenklet gir den resultater som stemmer meget godt overens med analyseresultater og spesifikasjoner. Derfor vurderes den som god nok for bruk i denne analysen.

5.2.2.5 Ekstra turbin (T3)

I konfigurasjon 2, beskrevet i kapittel 4.2.2, er det satt inn en ekstra dampturbin som har to hovedfunksjoner. Den produserer elektrisk kraft, samtidig som eksosdampen leveres med temperatur og trykk tilpasset varmebehovet til kokeren i CO₂-fangsanlegget.

Modell

Turbinen modelleres på samme måte som KT hvor all dampen ekspanderes i ett trinn. Ligningen for elektrisk effekt blir da:

$$P_{T3} = \eta(h_{fd} - h_{d,T3})q_{d,T3} \quad (5.11)$$

Vurdering

Her kan en turbin som gir denne karakteristikken velges. Siden tilsvarende modeller for MT og KT gir simuleringsresultater som stemmer godt overens med spesifikasjoner og analyseresultater vurderes også denne modellen å være tilstrekkelig god for denne analysen.

5.2.2.6 Koker i CO₂-fangstanlegg

Den største energiforbrukeren i CO₂-fangsanlegget er kokeren for stripping av CO₂ fra aminløsningen. I en koker i et aminanlegg kondenseres damp for å varme opp aminløsningen. Hvor stort energibehovet til enhver tid er avhenger stort sett av to faktorer, hvor stor massestrøm CO₂ som produseres og det spesifikke energibehovet til aminløsningen som brukes. Energibehovet i kokeren dekkes inn ved damp som kan hentes fra forskjellige steder i anlegget, og beregnes ved følgende ligning:

$$P_{koker} = q_{CO_2} n_{amin} \quad (5.12)$$

Dampen som brukes i kokeren må holde minimum 130°C I konfigurasjon 1 holder dampen denne temperaturen ut fra T3, mens i konfigurasjon 2 brukes hovedsaklig lavtemperaturdamp fra 2. trinn i MT. Denne dampen holder omlag 110°C. og må derfor blandes med en del friskdamp for å oppnå tilstrekkelig temperatur. Entalpieregninger gir at et blandingsforhold på 1 del friskdamp pr. 20 deler lavtemperaturdamp fra MT gir høy nok temperatur i den resulterende dampstrømmen til å drive kokeren. Her vil det også være mulig å tilsette større del friskdamp dersom man trenger mer energi til kokeren.

I utregningen av effektbehovet antas det 100 % innfangingsgrad. Realistisk innfangingsgrad er omlag 90 % som medfører at faktisk energibehov vil være noe lavere, men dette utelates i modellen.

Vurdering

Dette er modellen av den komponenten som er den mest energikrevende i hele CO₂-innfangingen. Størrelsen på n_{amin} vil variere med temperatur i koker, CO₂-innhold i aminløsningen før og etter stripper og den totale CO₂-innfangingsgraden. Denne rapporten fokuserer på hvordan dette energiforbruket påvirker kapasitet og virkningsgrad på Longyear energiverk. Derfor brukes verdier for n_{amin} fra forsøksresultater og simuleringer i [11] og samtaler med veileder uten videre analyse av disse.

Det forskes mye på dette feltet slik at det er naturlig å anta at nye og mer energieffektive absorpsjonsløsninger vil komme på markedet etter hvert. Dette vil føre til redusert energibehov ved aminsorpsjon i fremtiden.

Når det i modellen regnes med 100 % innfangingsgrad bidrar dette til et konservativt estimat av energibehovet i kokeren.

5.2.2.7 Økt strømforbruk

I tillegg til energiforbruk i kokeren vil CO₂-fangsanlegget gi økt internt elektrisk forbruk. Den store forbrukeren her er viften som kompenserer for trykktapet i eksosen gjennom absorberkolonnen. I tillegg vil pumper til kjølevann og sirkulasjonspumpene i aminkretsen bruke noe strøm.

Modell

Dersom man antar 100% virkningsgrad kan effektbehov i en vifte eller pumpe enkelt beregnes ved produktet av volumstrøm og trykkdifferanse over pumpen/viften:

$$P\left[\frac{Nm}{s}\right] = v\left[\frac{m^3}{s}\right]\Delta p\left[\frac{N}{m^2}\right] \quad (5.13)$$

Trykkdifferansen som trengs over viften er tilsvarende trykkfallet i absorberkolonnen mens for pumpene er trykkdifferansen gitt direkte av den nødvendige løftehøyden og massetettheten til vann.

For å beregne eksosmengden tar man utgangspunkt i ideell gasslov, massestrømmen med CO₂ og hvor stor volumprosent CO₂ utgjør av eksosen. Ideell gasslov er kjent:

$$PV = nRT$$

Bruk av sammenhengen $n = \frac{m}{M}$ og ved å erstatte $m[kg]$ med $q\left[\frac{kg}{s}\right]$ omskrives ideell gasslov slik for å beregne volumstrøm fra massestrøm:

$$v_{CO_2}\left[\frac{m^3}{s}\right] = \frac{q_{CO_2}\left[\frac{kg}{s}\right]R\left[\frac{m^3Pa}{Kmol}\right]T_{eksos}[K]}{M\left[\frac{kg}{mol}\right]P_{eksos}[Pa]} \quad (5.14)$$

I [9] er volumfraksjon CO₂ oppgitt til 0,1. Total volumstrøm eksos beregnes da enkelt ved:

$$v_{eksos} = \frac{v_{CO_2}}{0,1} \quad (5.15)$$

Volumstrømmen med aminløsning er direkte avhengig av CO₂-produksjonen. KS-1 er oppgitt å ha en nettokapasitet på 65 kg CO₂ pr. kubikkmeter aminløsning. Dette gir:

$$v_{amin} = \frac{q_{CO_2}}{l_{amin}} \quad (5.16)$$

Simuleringene gir et effektbehov i området 140-390kW for viften, 7-29kW for hver av pumpene og 156-457kW i totalt økt strømforbruk.

Vurdering

I simuleringene som er gjort er strømforbruket til viften og sirkulasjonspumpene til aminløsningen beregnet for å ta med økt internforbruk av strøm i modellen og undersøke hvilke komponenter som bruker mest. Pumpene for kjøling av aminløsningen og vannvasking er ikke tatt med. Både løftehøyde og strømning er ukjent for disse, men løftehøyde er trolig relativt liten siden det for kjølingen er mulig å bruke returvann fra kondenseren til KT. Det viser seg uansett at pumpene er relativt beskjedne strømforbrukere i forhold til viften slik at utelatelse av disse ikke gir store utslag for resultatet for hele energiverket.

5.2.3 Sammensatt modell

I kapittel 4 er det beskrevet tre mulige konfigurasjoner for simulering av anlegget samt tre forskjellige lastsituasjoner for hver konfigurasjon. For å gjøre disse simuleringene lages en modell av hver konfigurasjon i excel. Disse modellene settes sammen av komponentene beskrevet over. Produsert eller forbrukt effekt i hver komponent beregnes som produktet av entalpidifferansen over dem og massestrømmen av damp eller vann gjennom dem. Komponentene kobles sammen ved hjelp av massestrømmene. Eksempelvis er kondensatstrømmen inn i matevannstanken i konfigurasjon 0 lik summen av kondensatstrømmene ut av varmevekslerene og kondenseren.

Tabell 5.2: Betingelser for modell av energiverk.

	Betingelse	Beskrivelse
1	$q_{fd} \leq 11,1$	Maksimal kapasitet pr. kjel
2	$P_{Ti} \leq 5500kW$	Maksimal kapasitet pr. turbin
3	$P_{koker} \geq q_{CO_2} n_{amin}$	Tilstrekkelig effekt levert til koker

For å simulere de forskjellige lastsituasjonene brukes solver-funksjonen i excel. Solver bruker dampstrømmen gjennom turbinene som frie variabler for å minimalisere en objektfunksjon. Resterende massestrømmer regnes ut av

regnearket i henhold til modellbeskrivelsene i kapittel 5.2.2 og betingelsene i Tabell 5.2. I utgangspunktet brukes kvadratet av avviket mellom produksjon og lastsituasjon som objektfunksjon, men den er i enkelte tilfeller tilpasset til hver enkelt simulering². I tillegg må løsningen tilfredsstillende betingelsene i Tabell 5.2.

5.3 Modellverifisering

Nøyaktigheten i simuleringsresultatene er naturligvis av stor viktighet. Disse avhenger i stor grad av kvaliteten på modellen. Enkeltkomponentene er i den grad måledata eller spesifikasjoner er tilgjengelig tilpasset disse for å gi minst mulig avvik. Dette er vurdert og diskutert underveis i utledningen av modellen og oppsummeres i Tabell 5.3.

Tabell 5.3: Nøyaktighet i modellkomponentene.

Komponent	Resultat	Måledata	Spec	Avvik
Kjel, full last	92%		87%	5%
Kjel, snittlast	76%	77%		1%
Dampforbruk MT	1,67-1,73 $\frac{kg/s}{MW}$	1,60 $\frac{kg/s}{MW}$	1,67 $\frac{kg/s}{MW}$	0-8%
Dampforbruk KT	1,14 $\frac{kg/s}{MW}$	1,14 $\frac{kg/s}{MW}$	1,14 $\frac{kg/s}{MW}$	0%
Varme/el fra MT og f.v.v.	3,5	3,2	ca. 4	OK

Nøyaktigheten til hele modellen sammensatt er vanskelig å verifisere, men totalvirkningsgrad av anlegget er i [1] oppgitt til 45% normalt og 55% ved bedre utnyttelse av fjernvarme. Simuleringsresultater av anlegget i konfigurasjon 0 er sammenlignet med oppgitt totalvirkningsgrad i Tabell 5.4.

Tabell 5.4: Totalvirkningsgrad, modell og spesifikasjoner.

	Totalvirkningsgrad
Spesifikasjon normalt	45%
Spesifikasjon maksimalt	55%
Modell full last	54%
Modell snittlast	49%
Modell sommerlast	32%

Totalvirkningsgraden oppnådd i simuleringene for snittlast og full last ligger mellom det som er oppgitt i spesifikasjonen, mens for sommerlast oppnås betydelig dårligere virkningsgrad. Dette er forventet da kjelens virkningsgrad avtar betydelig med lavere last.

Vurdering

Innholdet i Tabell 5.3 og 5.4 viser at modellen av eksisterende anlegg gir resultater som stemmer godt overens med måledata og spesifikasjoner. Modelleringen av prosessutstyr i sammenheng med aminabsorpsjonsanlegget kan

²Ved maksimal last settes solver-funksjonen til å maksimere elektrisk produksjon, og i enkelte tilfeller brukes en tilleggsbetingelse for å sikre tilstrekkelig varmeproduksjon.

ikke verifiseres, men den bygger på samme matematiske og termodynamiske prinsipper. Modelleringen av disse vil derfor trolig gi tilsvarende resultater med tanke på nøyaktighet. Kvaliteten av data om kapasitet og energibehov til aminløsningen vil trolig være av større betydning for nøyaktigheten til senere simuleringer med CO₂-fangst.

På bakgrunn av diskusjonen over og vurderingene gjort i utredningen av modellen vurderes den utviklede modellen å gi tilstrekkelig gode resultater til videre analyse av alternativene beskrevet i kapittel 4.

Kapittel 6

Resultater

I dette kapitlet presenteres de viktigste resultatene etter simulering av de forskjellige lastsituasjonene for hver konfigurasjon som er definert i kapittel 4. Modellene og fremgangsmåten for simuleringen er beskrevet i kapittel 5.2. Simuleringsresultatene som ikke er tatt med i dette kapitlet er gjengitt i Tillegg A. Siden energibehovet til kokeren i amineranlegget er av stor betydning for resultatene er det i tillegg gjort simuleringer med forskjellige verdier av n_{amin} for å undersøke hvordan variasjon denne parameteren påvirker de forskjellige løsningene.

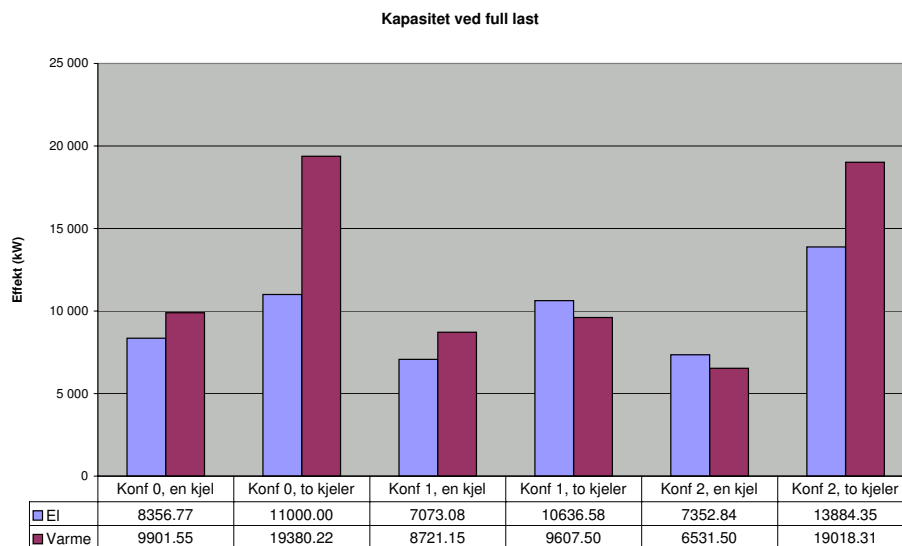
For samtlige simulerte tilfeller presenteres elektrisk virkningsgrad og totalvirkningsgrad. Disse verdiene vil brukes for å vurdere resultatene opp mot hverandre. For hver konfigurasjon presenteres og vurderes også elektrisk og termisk produksjonskapasitet ved full last.

6.1 Simuleringsresultat

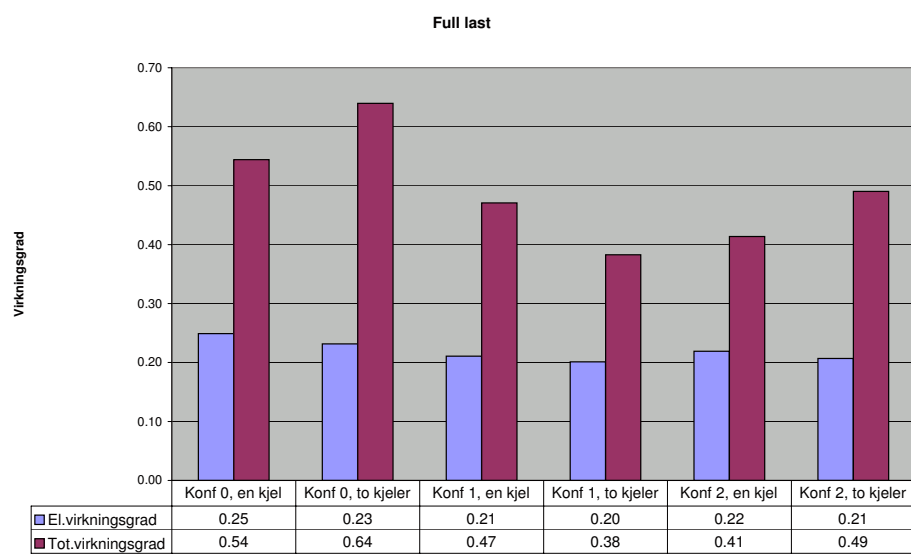
6.1.1 Full last

Produksjonskapasiteten oppnådd i simuleringene med de forskjellige konfigurasjonene er gjengitt i Figur 6.1. Det er gjort simuleringer med både en og to kjeler i hver konfigurasjon.

I de situasjonene hvor produksjonen er begrenset av damptilgangen og ikke turbinkapasitet, er objektfunksjonen for konfigurasjon 0 og 1 valgt slik at løsningen gir maksimal elektrisk effekt siden det samtidig vil produseres en god del fjernvarme. Dersom samme objektfunksjon velges for konfigurasjon 2 vil resultatet være u hensiktsmessig lav varmeproduksjon. For konfigurasjon 2 er det derfor valgt en objektfunksjon som gir en fornuftig balanse mellom elektrisk og termisk last. Virkningsgraden som er oppnådd oppnådd av de forskjellige konfigurasjonene er vist i Figur 6.2.



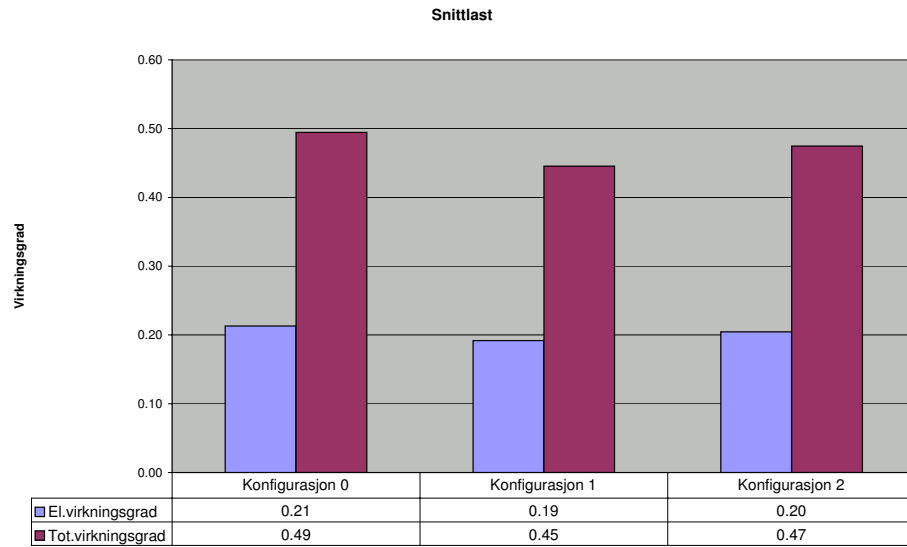
Figur 6.1: Produksjonskapasitet ved full last.



Figur 6.2: Virkningsgrad, full last.

6.1.2 Snittlast

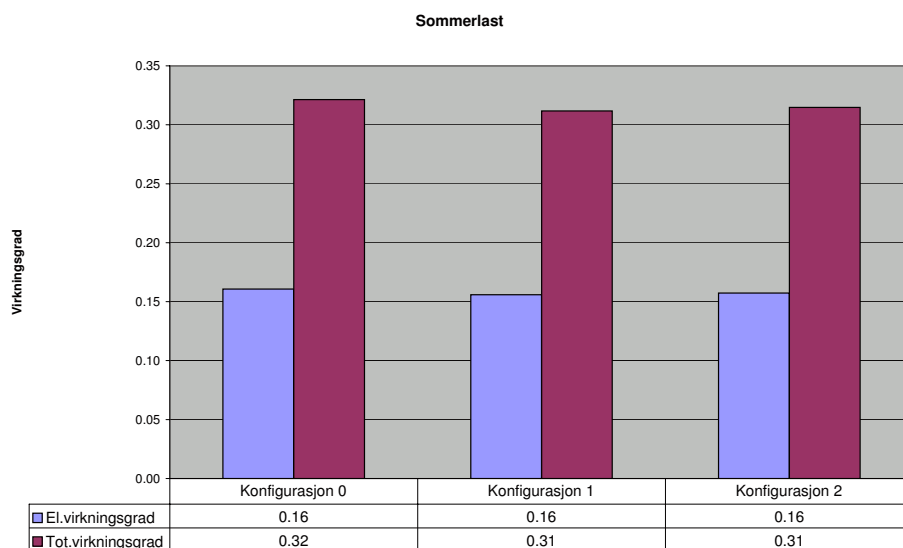
Snittlast er definert som $P_{el} = 4942,5kW$ og $P_{varme} = 6531,5kW$. Virkningsgrad oppnådd av de forskjellige konfigurasjonene ved snittlast er presentert i Figur 6.3. Alle konfigurasjonene er kjørt med en kjel i drift.



Figur 6.3: Virkningsgrad, snittlast.

6.1.3 Sommerlast

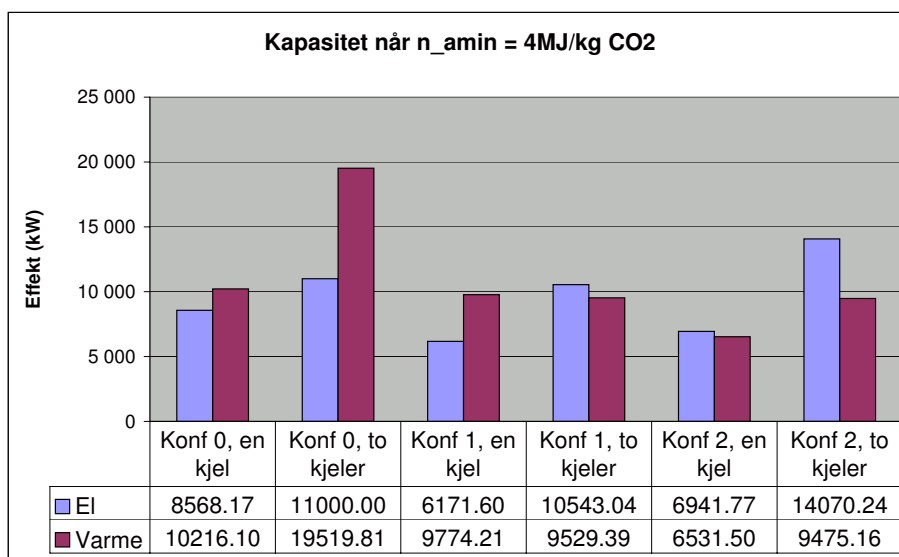
Sommerlast er definert som $P_{el} = 3600kW$ og $P_{varme} = 3600kW$. Virkningsgrad oppnådd av de forskjellige konfigurasjonene ved sommerlast er vist i Figur 6.4. Alle konfigurasjonene er kjørt med en kjel i drift.



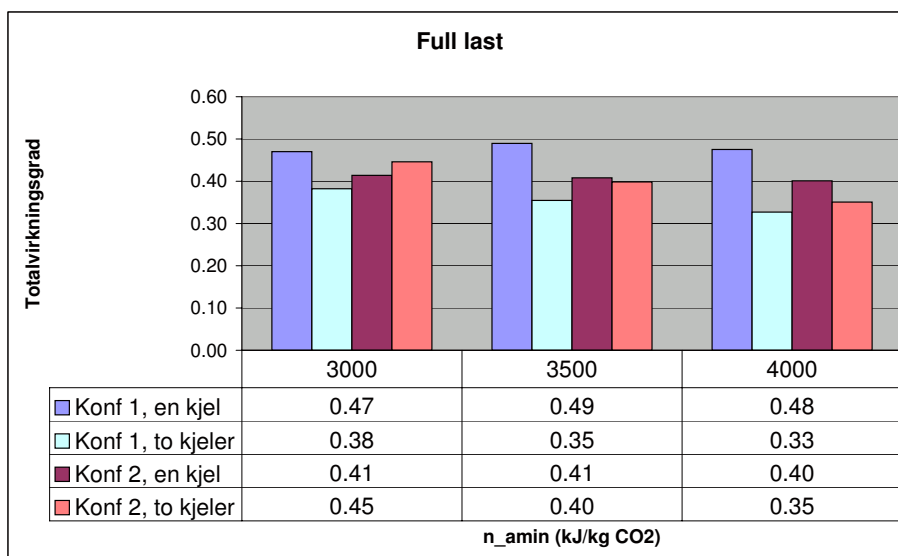
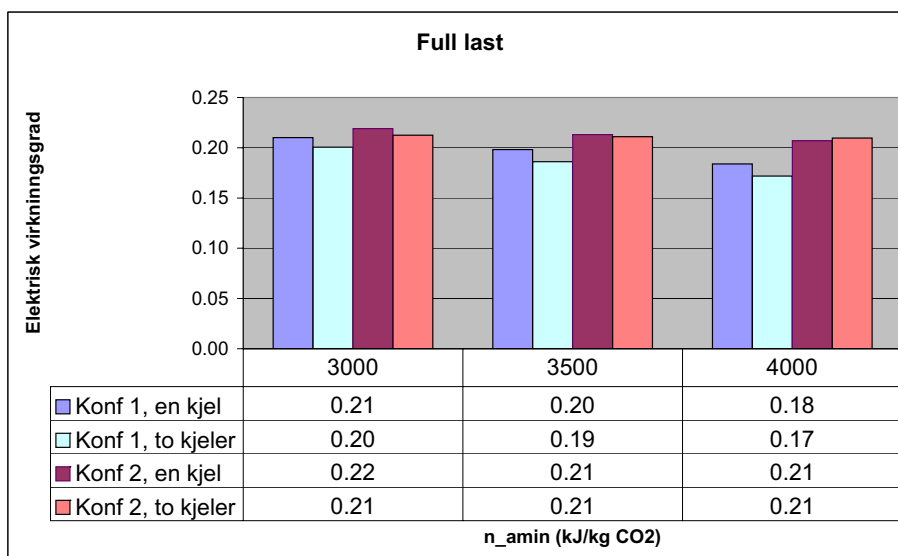
Figur 6.4: Virkningsgrad, sommerlast.

6.1.4 Forskjellige verdier av n_{amin}

Simuleringene beskrevet over er gjennomført med tre forskjellige verdier av n_{amin} . I plottene under er kapasitet, totalvirkningsgrad og elektrisk virkningsgrad gjengitt for konfigurasjon 1 og 2 ved full last. Simuleringsresultater fra snittlast og sommerlast er tatt med i Tillegg A. Variasjon av n_{amin} gav lite utslag i disse lastsituasjonene.



Figur 6.5: Kapasitet ved $n_{amin} = 4MJ/kg CO_2$

Figur 6.6: Totalvirkningsgrad ved full last, varierende n_{amin} .Figur 6.7: Elektrisk virkningsgrad ved full last, varierende n_{amin} .

6.2 Oppsummering av simuleringresultater

Simuleringresultatene tilsier at kokeren i aminabsorpsjonsanlegget har et energibehov som tilsvarer 27,5% av brennverdien av kullet som forbrennes. Dette utgjør så stor del av energien som tilføres dampen at både kapasitet og virkningsgrad vil reduseres.

6.2.1 Kapasitet

Figur 6.1 viser at produksjonskapasiteten til energiverket reduseres betydelig ved ettermontering av et aminabsorpsjonsanlegg. Ved normal drift av anlegget er kun en kjel i drift. For drift med en kjel reduseres elektrisk kapasitet fra 8,36MW til 7,07MW og 7,35MW for henholdsvis konfigurasjon 1 og 2. Fjernarmekapasiteten reduseres fra 9,90MW til 8,72MW og 6,53MW henholdsvis.

Ved drift på to kjeler blir det større utslag i produksjonskapasiteten. For konfigurasjon 1 reduseres elektrisk kapasitet fra 11MW til 10,63MW mens fjernvarmekapasiteten halveres fra 19,4MW til 9,6MW. For konfigurasjon 2 økes elektrisk kapasitet med omlag 2,88MW til 13,88MW mens fjernvarmekapasiteten reduseres med 0,36MW til 19,02MW.

For konfigurasjon 2 er tallene for maksimal kapasitet ikke absolutte. Løsningen med tre turbiner gjør at man kan flytte last mellom KT og MT avhengig av om det er størst behov for fjernvarme eller elektrisitet. I praksis kan elektrisk og fjernvarmekapasitet byttes med et forhold på omlag 1:8.

6.2.2 Virkningsgrad

Figur 6.2, 6.3 og 6.4 viser at det er liten forskjell i elektrisk virkningsgrad mellom de forskjellige konfigurasjonene. Konfigurasjon 2 oppnår 1% høyere virkningsgrad enn konfigurasjon 1 ved snittlast og full last. Ved sommerlast er det ingen forskjell mellom noen av konfigurasjonene. Beste elektriske virkningsgrad med CO₂-fangst er 22%. Den oppnås av konfigurasjon 2 med en kjel på full last. Dårligs elektrisk virkningsgrad er 16%. Det er virkningsgrad ved sommerlast for samtlige konfigurasjoner. Fra dette er det klart at elektrisk virkningsgrad er mer avhengig av lastsituasjon enn konfigurasjon.

Totalvirkningsgraden er også i stor grad avhengig av lastsituasjonen men det er større variasjon mellom de forskjellige konfigurasjonene også. Ved sommerlast er totalvirkningsgraden for konfigurasjon 0-2 henholdsvis 32%, 31% og 31%. Ved snittlast er resultatene henholdsvis 49%, 45% og 47%. Ved full last er det stor variasjon i totalvirkningsgraden. Konfigurasjon 0 med to kjeler oppnår hele 64%, mens konfigurasjon 1 med to kjeler bare oppnår 38%.

For konfigurasjon 2 er det mulig å øke totalvirkningsgraden på bekostning av elektrisk virkningsgrad. Dersom man ved en kjel i drift reduserer elektrisk produksjon med 0,3MW vil elektrisk virkningsgrad reduseres fra 22% til 21%, men totalvirkningsgraden øker fra 41% til 48%.

6.2.3 Endring av n_{amin}

Figurene 6.5, 6.6 og 6.7 viser at konfigurasjon 1 påvirkes mest av økningen av n_{amin} . Elektrisk virkningsgrad og kapasitet reduseres med både med en og to kjeler i drift. Totalvirkningsgraden øker faktisk med en kjel, men dette skyldes at mer elektrisk last må kjøres på MT for å dekke energibehovet i kokeren. Det medfører lavere elektrisk produksjon og redusert fleksibilitet til lastfordeling og er derfor ikke udelt positivt.

For konfigurasjon 2 er elektrisk virkningsgrad tilnærmet uendret, mens totalvirkningsgraden avtar en del for drift med to kjeler. Det vil som tidligere nevnt være mulig å øke totalvirkningsgraden betydelig dersom elektrisk last flyttes fra KT til MT. Dette vil i så fall medføre litt reduksjon av elektrisk virkningsgrad.

Kapittel 7

Diskusjon

I kapittel 2.2 er CO₂-innfangning ved kjemisk absorpsjon presentert. Videre er to forslag til hvordan et slikt CO₂-fangsanlegg kan ettermonteres på Longyear energiverk satt opp i kapittel 4. Disse løsningene er modellert og simulert i tre forskjellige lastsituasjoner. Basert på simuleringsresultatene og undertegnedes kjennskap til driftsmessige behov og utfordringer vil de to konfigurasjonene vurderes opp mot hverandre.

Aminabsorpsjonsanlegget som benyttes er det samme for begge konfigurasjonene. Derfor antas lik ytelse med tanke på CO₂-innfangingsgrad og energiforbruk per kilo innfanget CO₂. Normal innfangingsgrad for aminabsorpsjonsanlegg ligger i området 85-95%. Energibehovet i aminanlegget er hovedsaklig varmebehov til kokeren for regenerering av aminløsningen. Normalt ligger energibehovet her i området 3MJ/kg CO₂- 4MJ/kg CO₂. Det er i denne rapporten valgt å ta utgangspunkt i KS-1 med energibehov 3MJ/kg CO₂.

7.1 Investeringsbehov

Ettermontering av et aminabsorpsjonsanlegg vil utgjøre en betydelig investering uansett hvilken konfigurasjon som velges. En slik investering kan ikke forsvares dersom det eksisterende anleggets levetid er kort. Ifølge driftsleder ved energiverket er det 25 år igjen av levetiden som ble estimert ved bygging. Om dette er realistisk, og hva som eventuelt må utbedres på eksisterende anlegg for å oppnå tilstrekkelig lang levetid må utredes i detalj før en eventuell investering.

Utover selve aminanlegget og eventuelle oppgraderinger av eksisterende anlegg krever ikke konfigurasjon 1 større investeringer. Dette er derfor en klart billigere løsning enn konfigurasjon 2. Konfigurasjon 2 vil i tillegg til økte investeringskostnader til en ekstra turbin også gi en mer omfattende og tidkrevende ombyggingssprosess da den nye turbinen må monteres inn i det eksisterende anlegget.

7.2 Ytelse

Simuleringene viser at aminabsorpsjonsanlegget har et varmebehov tilsvarende 27,5% av energien i kullet som forbrennes. I tillegg gir viften og pumper i forbindelse med absorpsjonsanlegget økt internforbruk av strøm. På tross av dette reduseres elektrisk virkningsgrad som følge av dette med kun 4% i det tilfellet hvor CO₂-fangst gir størst tap. Ved lave og middels lastsituasjoner reduseres elektrisk virkningsgrad faktisk nesten ingenting av CO₂-fangst. Det viser seg faktisk at ugunstige lastsituasjoner reduserer elektrisk virkningsgrad mer en CO₂-fangst.

Dette skyldes i hovedsak to ting. Det første er at i begge konfigurasjonene er hele eller store deler av dampen som brukes i kokeren ekspandert fra frikdamp gjennom en turbin. Dette gir god utnyttelse av eksergien i dampen i motsetning til bruk av ren friskdamp. Den andre faktoren er den flate virkningsgradskurven til kjelen. Ved lav last har man veldig dårlig virkningsgrad samtidig som det kun trengs en liten økning i kullforbruket for å kompensere for økt dampforbruk som følge av CO₂-innfangning.

Også totalvirkningsgraden blir i liten grad redusert som følge av CO₂-innfangingen ved sommerlast og snittlast. Derimot er det store variasjoner og reduksjon ved full last. Dette er en kombinasjon av at det totale energiforbruket øker mens fjernvarmekapasiteten reduseres samtidig som virkningsgradskurven til kjelen er brattere ved høy last.

Ettermontering av CO₂-innfangning fører til to vesentlige kapasitetsreduksjoner i energiverket. Den kanskje viktigste reduksjonen er at konfigurasjon 1 mister halvparten av fjernvarmekapasiteten. Resultatet er en kapasitet som er betydelig lavere enn behovet i de kalde delene av året, noe som er en uakseptabel situasjon. Dette kan omgås ved bruk av reservefjernvarmeveksleren eller kun friskdamp for å drive kokeren, men begge disse løsningene vil gi større eksergitap og dårligere virkningsgrad. Videre reduseres elektrisk kapasitet med henholdsvis 1,3MW og 1MW for konfigurasjon 1 og 2 ved drift på en kjel. Dette er ugunstig, men kan omgås ved kjøring på to kjeler. Dette er også en løsning som reduserer

virkningsgraden da man må kjøre begge kjelene på lavere effekt som gir lavere virkningsgrad.

Det er også viktig å merke seg at både kapasiteter og virkningsgrader som er oppnådd for konfigurasjon 2 ikke er absolutte siden lasten etter behov kan fordeles mellom fjernvarme og elektrisitet.

7.3 Driftsøkonomi

Ved analyse av driftsøkonomien i kraftgenerering er det engelske begrepet *Cost Of Electricity (COE)* mye brukt. COE beregnes vanligvis omtrent som følger:

$$COE[\frac{US\$}{kWh}] = \frac{KU + FDU}{TP} + VP + FB \quad (7.1)$$

Her er KU = kapitalutgifter pr. år[US\$/yr], FDU = faste driftsutgifter[US\$/yr], TP = total produksjon pr. år[kWh/yr], VPU = variable produksjonskostnader[US\$/kWh] og FB = faste brenselutgifter[US\$/kWh]. Som ligning 7.1 viser tas både investeringskostnader og løpende driftsutgifter i beregningen av COE. En analyse av investeringsbehovet ved de forskjellige konfigurasjonene er utenfor målsetningen for denne rapporten, og forøvrig en ganske utfordrende oppgave siden det er snakk om et unikt anlegg. Derfor vil ikke COE beregnes i denne rapporten, men det er gjort en del studier hvor COE er beregnet for nye kullkraftverk med og uten aminabsorpsjon og også for eksisterende kraftverk med ettermontert aminanlegg.

I [4] er det lagd en oppsummering av nøkkeltall fra en del slike studier. Dette er alle teoretiske studier da ingen fullskalaanlegg er i drift, men resultatene er uansett verdt å merke seg.

- Nye anlegg uten innfanging: COE i området 43-52US\$/MWh
- Nye anlegg med aminanlegg: COE i området 62-86US\$/MWh
- Eksisterende anlegg med ettermonterte aminanlegg: COE i området 51-79US\$/MWh

Årsaken til at COE er lavere for eksisterende anlegg med ettermontert innfangingsanlegg er at man her har antatt at investeringen i det eksisterende anlegget er nedbetalt. Det resulterer i reduserte kapitalutgifter sammenlignet med et nytt anlegg.

Den største økningen i løpende utgifter ved CO₂-innfanging ved aminabsorpsjon er energiforbruket i aminanlegget som medfører økte brennstoffutgifter. Studiene viste at energibehovet økte med 43-77 % per kWh elektrisitet produsert for eksisterende anlegg med ettermontert innfangingsutstyr. For nye anlegg var økningen bare 24-40 $\frac{\%}{kWh}$. Dette skyldes trolig at man i nye anlegg klarer å integrere aminanlegget på en mer energieffektiv måte.

For å sammenligne disse tallene med simuleringsresultater fra denne rapporten velges det å ta utgangspunkt i gjennomsnittlig lastsituasjon. Disse resultatene er gjengitt i Tabell 7.1.

Tabell 7.1: Økt energibehov ved CO₂-innfangning.

	Økt energibehov [$\frac{\% \text{ mer kull}}{kWh}$]
Konfigurasjon 1	11,0
Konfigurasjon 2	4,2
Nye anlegg	24 - 40
Eksisterende anlegg	43 - 77

Her kommer det klart frem at begge konfigurasjonene kommer veldig godt ut i forhold til resultatene i studiene. Dette har trolig to hovedårsaker. Den første er den tidligere nevnte relativt flate kurven i forholdet mellom kullforbruk og dampproduksjon. Det andre er at elektrisk virkningsgrad er relativt lav, omlag halvparten av det som er oppgitt for de eksisterende anleggene det her sammenlignes med. Det betyr at det ved Longyear energiverk i utgangspunktet er mye termisk energi som ikke omdannes til elektrisitet. Ved ettermontering av et aminanlegg klarer man å utnytte en del av denne energien slik at man ikke trenger å øke kullforbruket tilsvarende mye som energiforbruket i kokeren.

Kullkostnader

Utgiftene til fyring ved snittlast for de tre konfigurasjonene er beregnet¹ og gjengitt i Tabell 7.2 sammen med gjennomsnittsverdier for kullfyringen og reservekraftstasjonen fra [10].

Tabell 7.2: Brenselkostnader pr. kWh.

Konfigurasjon 0	0,244kr/kWh
Konfigurasjon 1	0,271kr/kWh
Konfigurasjon 2	0,255kr/kWh
Snitt fra historiske data for hovedkraftverket	0,24kr/kWh
Snitt fra historiske data for reservekraftverket(diesel)	1,45kr/kWh

Andre kostnader

I tillegg til økte kullutgifter vil forbruk av aminløsning og økt vedlikeholdsbehov utgjøre mesteparten av økningen i driftsutgiftene forårsaket av et aminabsorpsjonsanlegg. Hvor store disse er blir ikke analysert i denne rapporten.

7.4 Driftsmessige forhold

Som nevnt i beskrivelsen av Longyear energiverk er det stort behov for fleksibilitet og redundans i anlegget da det er eneste kraftforsyning til Longyearbyen. Det er derfor viktig at denne fleksibiliteten ikke reduseres i vesentlig grad ved en eventuell ettermontering av et CO₂-innfangingsanlegg.

¹Med utgangspunkt i kullpris fra sommeren 2007 på 420kr/tonn.

Begge konfigurasjonene vil implementeres med mulighet for bruk av friskdamp som eneste energiforsyning til kokeren slik at de ikke er avhengige av at MT eller T3 er i drift. Dette vil bidra til å bedre driftsikkerheten og øke opptiden til amineranlegget.

En viktig forskjell på løsningene er at konfigurasjon 2 innfører økt redundans og fleksibilitet i kraftproduksjonen mens konfigurasjon 1 reduserer fleksibiliteten uten å gjøre noe med redundansen. I konfigurasjon 2 innføres en ekstra turbin. Sammen med reservefjernvarmeveksleren og eventuell friskdampbruk i kokeren i amineranlegget vil man i denne konfigurasjonen klare de fleste lastsituasjoner med en vilkårlig turbin ute av drift. Med konfigurasjon 2 vil også være lettere å drive anlegget optimalt ved at MT styres av fjernvarmeforbruket, T3 styres av forbruket i kokeren og KT tar resterende elektrisk last. Da brukes de mest effektive måtene å forsyne kokeren og fjernvarmevekslerene med energi. Samtidig brukes ikke MT eller T3 mer enn nødvendig slik at KT, som har høyest virkningsgrad, tar så mye elektrisk last som mulig.

I konfigurasjon 1 vil det kunne oppstå lastsituasjoner hvor energibehovet i kokeren er betydelig større enn fjernvarmebehovet. Da vil det leveres for mye effekt til fjernvarmenettet. For å holde temperaturen i fjernvarmenettet under kontroll vil varme da dumpes på havet ved bruk av sjøvannskjøleren. Alternativt kan mer friskdamp brukes i kokeren, men dette gir dårlig eksergiutnyttelse av dampen. Dette er situasjoner hvor driften ikke er optimal.

I situasjoner hvor det ikke er tilgjengelig nok damp til å dekke kraftbehovet i Longyearbyen og aminabsorpsjonsanlegget samtidig kan man stanse eller levere mindre energi enn nødvendig til kokeren. Dette vil redusere innfangingsgraden betydelig, men er en måte å håndtere eksempelvis store døgnvariasjoner i spesielt kalde perioder. Amineranlegget kan da kjøres på kvelds og nattetid når lasten er lavere. Hvorvidt dette er en akseptabel løsning må vurderes opp mot eventuelle krav til totalinnfangingsgrad.

7.5 Oppsummering

Simuleringsresultatene i kapittel 6.1 viser at ettermontering av et aminabsorpsjonsanlegg på Longyear energiverk fører til relativt liten reduksjon av virkningsgraden i anlegget sammenlignet med studier av andre anlegg. Dette skyldes i hovedsak kjelens virkningsgradskurve samtidig som anlegget kjøres mye på lav last og at anlegget i utgangspunktet har lav virkningsgrad i de vanligste lastsituasjonene.

De viktigste fordelene og ulempene ved de foreslåtte konfigurasjonene er oppsummert i Tabell 7.3.

Tabell 7.3: Fordeler og ulemper med konfigurasjonene.

	Fordeler	Ulemper
Konfig. 1	Billigere Enklere ombygging	Redusert produksjonskapasitet Redusert fleksibilitet
Konfig. 2	Økt fleksibilitet i produksjonen Økt produksjonskapasitet på el. Økt redundans i strømproduksjonen Bedre virkningsgrad enn konf. 1	Dyrere Mer omfattende ombygging

Konklusjon

Målsetningen med denne rapporten var å undersøke mulighetene for ettermontering av CO₂-innfangingsutstyr på Longyear energiverk. Undersøkelse av eksisterende teknologi for CO₂-innfangning samt analyse av konsekvensene ved ettermontering av slikt utstyr på Longyear energiverk viser at dette er gjennomførbart uten alvorlige konsekvenser for anleggets kapasitet eller virkningsgrad.

Av dagens tilgjengelige teknologi er post-combustion innfangning ved kjemisk absorpsjon med en aminløsning som absorpsjonsmedium den best egnede innfangningsteknikken. Teknologien er ikke implementert i fullskala spesifikt for CO₂-innfangning fra kraftgenerering per dags dato, men det regnes som en moden teknologi hvor alle nødvendige komponenter er kommersielt tilgjengelige.

Basert på analyse av eksisterende anlegg, simuleringsresultater og driftsmessige forhold vurderes konfigurasjon 2 beskrevet i seksjon 4.2.3 som den beste måten å integrere et CO₂-fangstanlegg i Longyear energiverk.

Denne løsningen vil gi:

- CO₂-innfangingsgrad mellom 85 og 95%
- Liten reduksjon av anleggets virkningsgrad
 - 0-3% redusert elektrisk virkningsgrad avhengig av lastsituasjon
 - 1-15% redusert totalvirkningsgrad avhengig av lastsituasjon
- 3MW høyere elektrisk produksjonskapasitet
- Ingen reduksjon i fjernvarmekapasiteten
- Større fleksibilitet og redundans i kraftproduksjonen

Om dette er en løsning som er forsvarlig å implementere avhenger av kostnaden ved en slik ombygging og det eksisterende anleggets gjenværende levetid. Dette er ikke analysert i denne rapporten og bør utredes dersom det er aktuelt å gå videre med dette prosjektet.

Videre arbeid

Dersom ettermontering av CO₂-innfangingsutstyr på Longyear energiverk er en løsning det er aktuelt å jobbe videre med bør følgende tre momenter utredes videre. Det viktigste er å gjøre en grundig vurdering av levetiden, og eventuelt oppgraderingsbehov ved det eksisterende anlegget. Videre må et aminerlegg detalj spesifiseres. Basert på disse analysene kan et kostnadsoverslag av hele ombyggingen kan utarbeides. Med utgangspunkt i investeringsbehov, driftsutgifter og antatt levetid kan man da vurdere en ombygging av det eksisterende anlegget mot alternativet som er å bygge et helt nytt anlegg med CO₂-innfangning.

Nomenclature

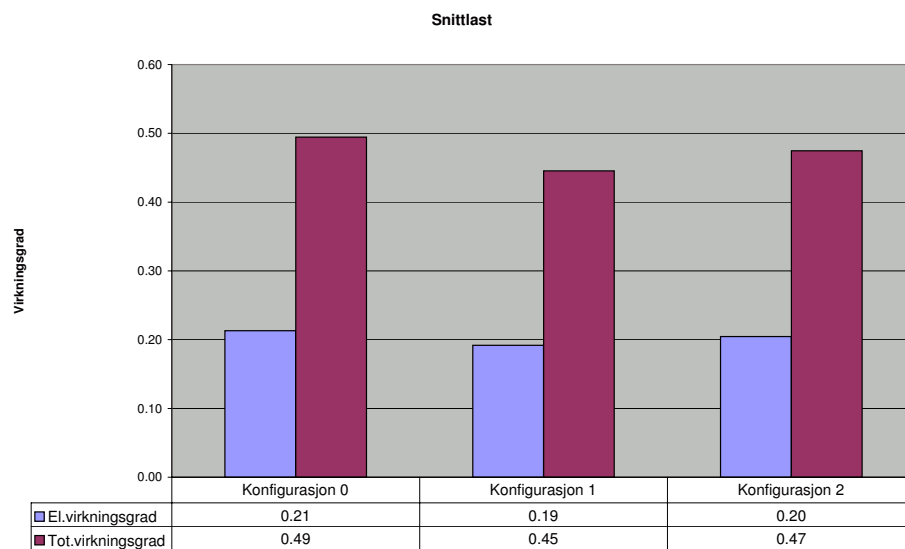
CCS	Carbon dioxide Capture and Storage
DEA	Dietanoamin
KS-1	Aminløsning levert av Mitsubishi Heavy Industries
MDEA	Metyldietanolamin
MEA	Monoetanolamin
ΔP	Trykkdifferanse
η	Virkningsgrad
l_{amin}	Nettokapasitet til innfangning av CO_2 i aminløsningen.
n_{amin}	Energibehov i koker pr. kg innfanget CO_2
h	Entalpi [kJ/kg]
P	Effekt [kW, kJ/s]
q	Massestrøm [kg/s]
v	Volumstrøm
d	Damp
fd	Friskdamp, direkte fra kjelen.
fvv	Fjernvarmeveksler
k	Kondensat
KT	Kondensasjosnturbinen
MT	Mottrykksturbin
mv	Matevann
T3	Ny turbin

Bibliografi

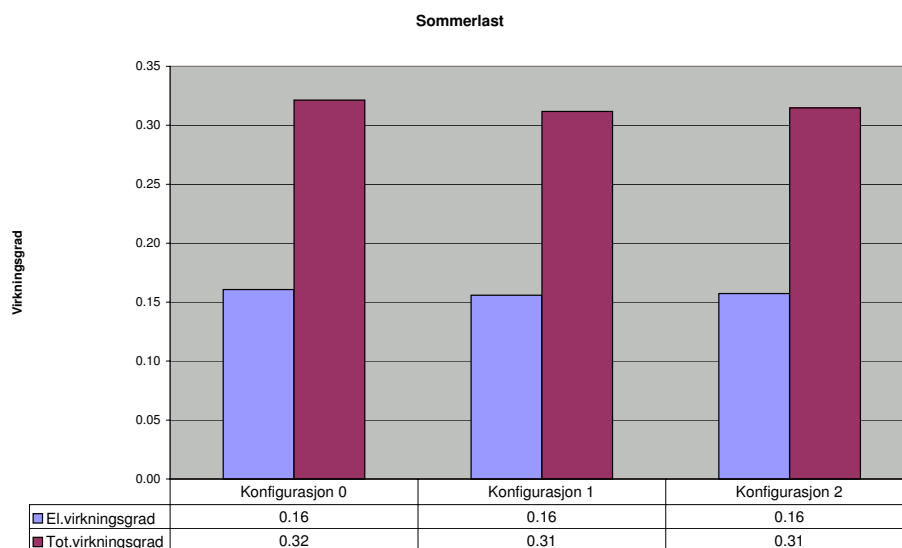
- [1] Hoveddata for longyear energiverk.
- [2] Petter Andal. Co2-innfanging ved kraftgenerering, 2007.
- [3] Olav Bolland. Sintefs hjemmeside, sist besøkt 14.05.08. publisert 13.04.05, adresse: http://www.sintef.no/content/page1____5627.aspx, 2005.
- [4] Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change (B Metz., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)). Special report on carbon dioxide capture and storage, 2005.
- [5] Hege Ragna Karlsen. Laboratoreleder i store norske spitsbergen grubekompani a/s.
- [6] Arthur Kohl and Richard Nielsen. *Gas Purification*. Gulf Publishing Company, 5th edition, 1997.
- [7] Michael J. Moran and Howard N. Shapiro. *Fundamentals of Engineering Thermodynamics*. Wiley, 5th edition, 2006.
- [8] Gunnar Sand og Alvar Braathen. *CO2-fritt Svalbard i 2025?* (<http://www.svalbardposten.no/nyhet.cfm?nyhetid=423>).
- [9] Aage Heie og Hågen Hatling. *Tiltak ved Longyear Energiverk*. Norsas, 2008.
- [10] Atle Storaker. Analyse av driftsdata fra longyearbyen energiverk, 2007.
- [11] Finn Andrew Tobiesen. *Modelling and Experimental study of Carbon Dioxide Absorption and Desorption*. Tapir Uttrykk, Doctoral Thesis at NTNU, 2006:236, 2006.
- [12] Morten Grønli. Professor ved Institutt for energi-og prosesssteknikk. Brensler og co2 - powerpoint presentasjon.

Tillegg A

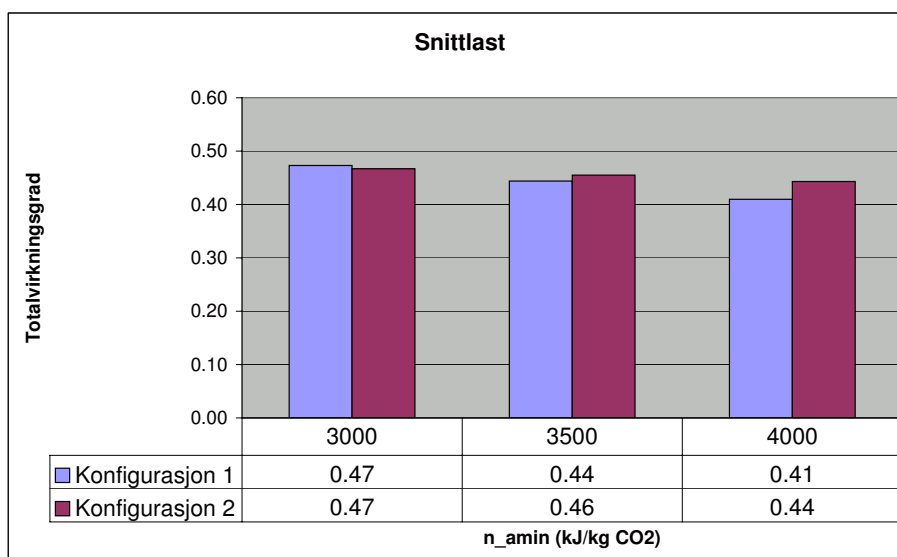
Simuleringsresultater

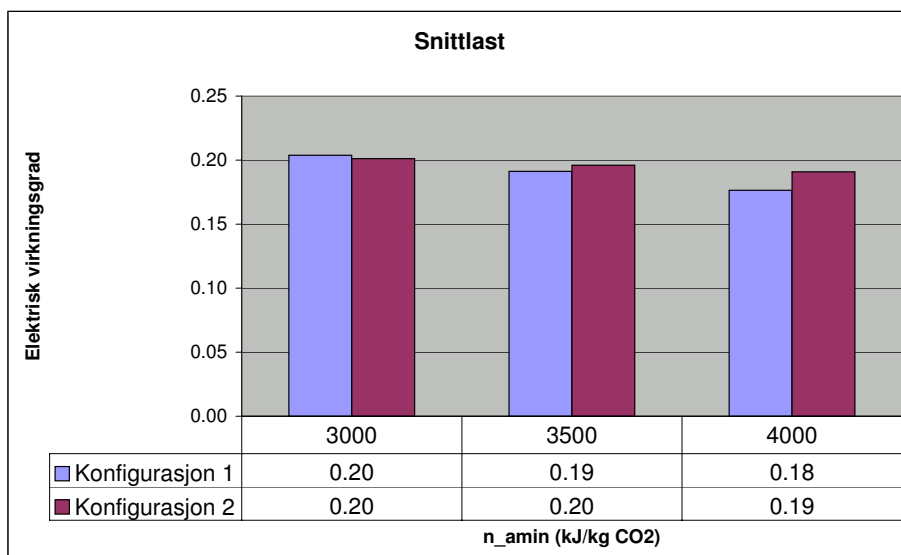


Figur A.1: Virkningsgrad ved snittlast.

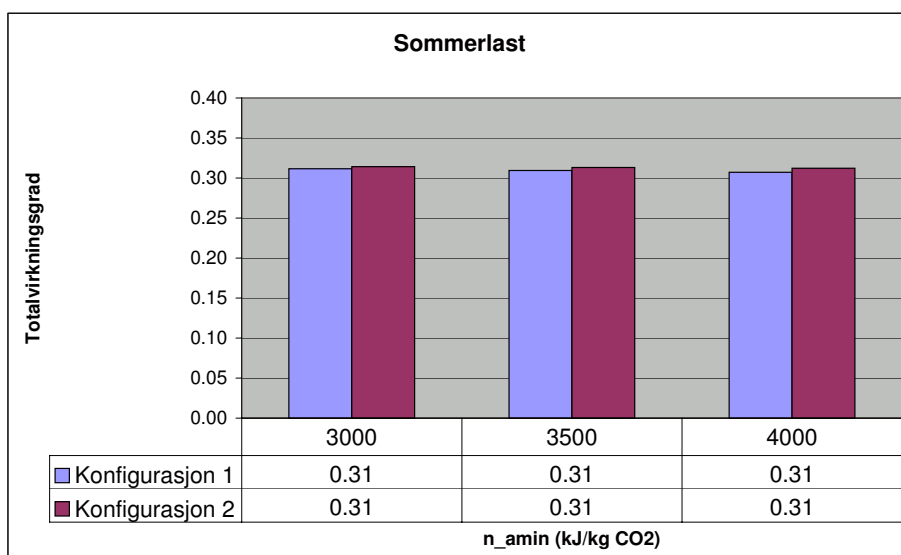


Figur A.2: Virkningsgrad ved sommerlast.

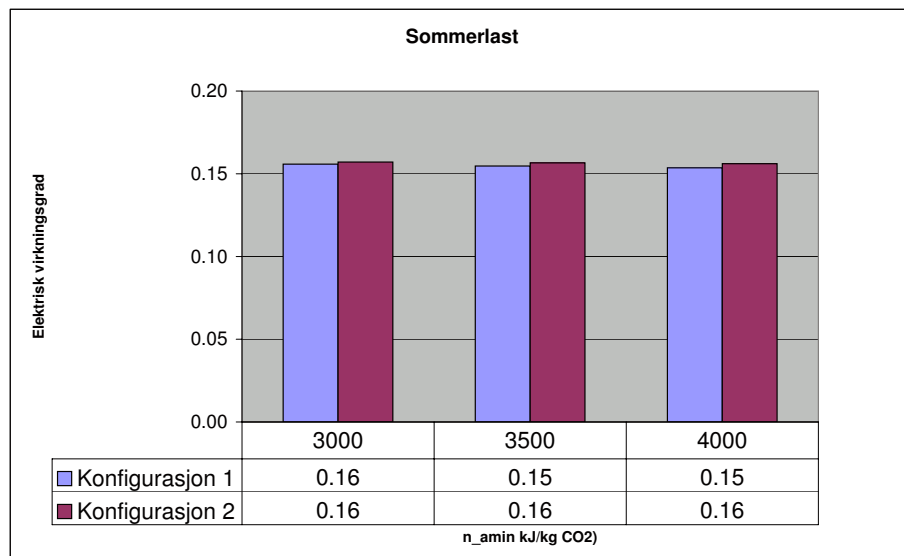
Figur A.3: Totalvirkningsgrad, endring av n_{amin} ved snittlast.



Figur A.4: Elektrisk virkningsgrad, endring av n_{amin} ved snittlast.



Figur A.5: Totalvirkningsgrad, endring av n_{amin} ved sommerlast.



Figur A.6: Elektrisk virkningsgrad, endring av n_{amin} ved sommerlast.

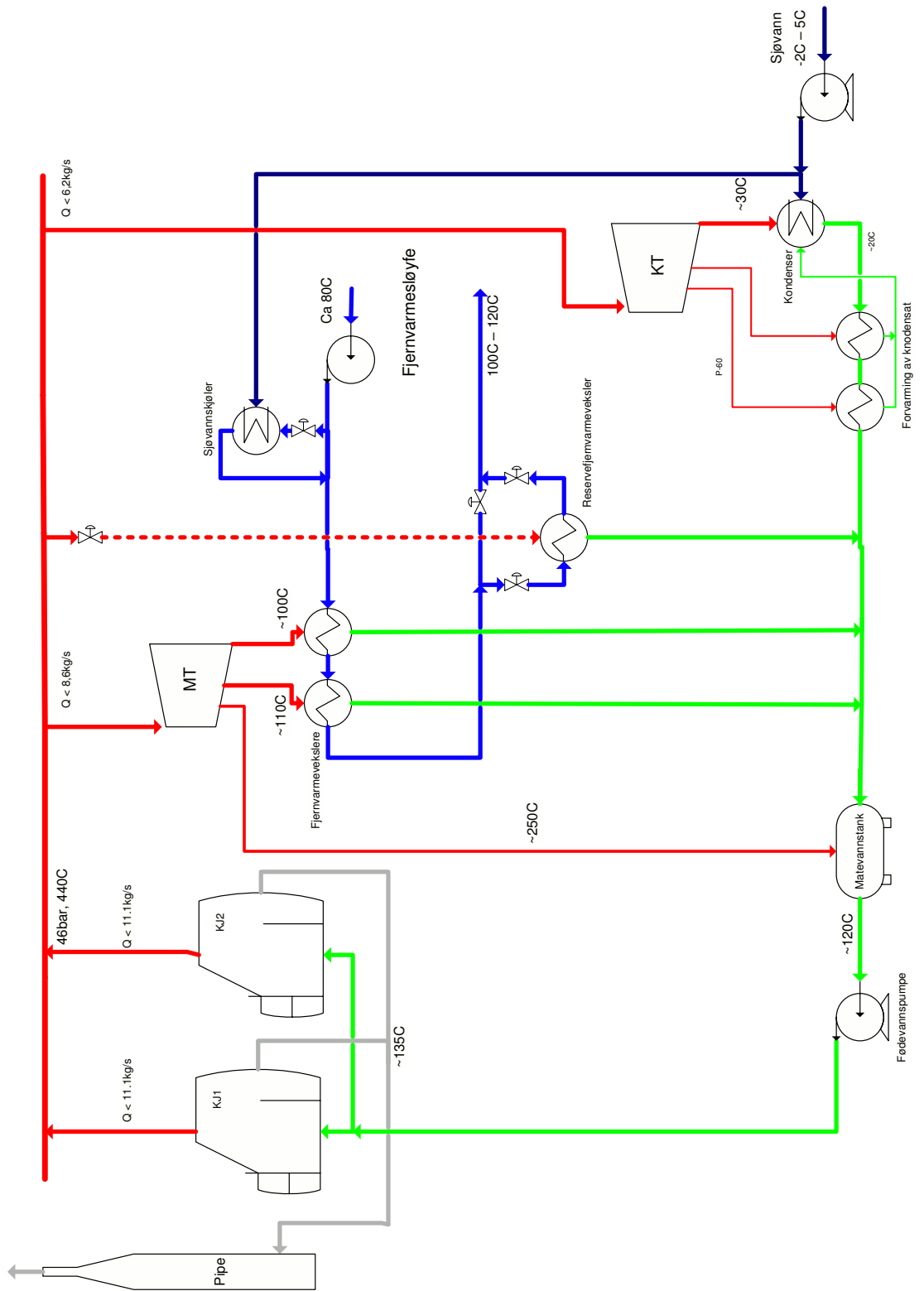
Komponent	INN						UT						EI (kW)	Varme (kW)
	Vann/damp		T (C)	p (bar)	q (kg/s)	m (kg/s)	n (kJ/kg)	P (kJ/s)	Vann/damp		T (C)	p (bar)		
Kjel 1	523.9	119	119	7.885318346	0.83174	29070.4	24179	0	3300	440	46	7.8853183	-21890.432	
Kjel 2	523.9	119		0	0	29070.4	0		3300	440	46	0	0	
MT	3300	440	440	46	3.223529553				2685	29	0.15	2.8839828	1892.7	
KT	3300	440	440	46	1.703575223				2420	130	3	1.7035752	1499.15	
T3	3300	440	440	46	2.958213569				2720	100		2.9582136	1715.76	
fvv1	2676	100	100	1	1.44199139				419	100		1.4419914	3254.57457	
fvv2	2691.5	110	110	1.15	1.44199139				419	100		1.4419914	3276.92543	
Kondensør	2400	29	29	0.15	1.703575223				419	100		1.7035752	3374.78252	
Reboiler renseanlegg	2720	130	130	3	2.958213569				419	100		2.9582136	6806.84942	
Damp til matevann	2960	250	250	1.7	0.339546773				523.9	119		0.3395468	827.169894	
Matevannstank	419	100	100	7.885318346					523.9	119		7.8853183	-827.16989	
CO2 i eksos 44/12							6806.85							
Økt egenforbruk el													164.64	
													4942.97	-5177.3003
Energibehov rensing	6806.849423													
Energi reboiler	6806.849423													
Avvik	6.78774E-08													
		Bergnet	Case	Avvik										
EI:	4942.974507	4942.5	-0.47451											
Varme:	6531.5	6531.5	3.74E-08											
EI. virkningsgrad	0.204432361													
Tot. Virkningsgrad	0.474563224													
		SqAvvik	0.225156											
Virkningsgrad kjel	75.30144841													

Dampfotbruk MT (kg/s/MW)	1.7031379
Dampfotbruk KT (kg/s/MW)	1.1363636

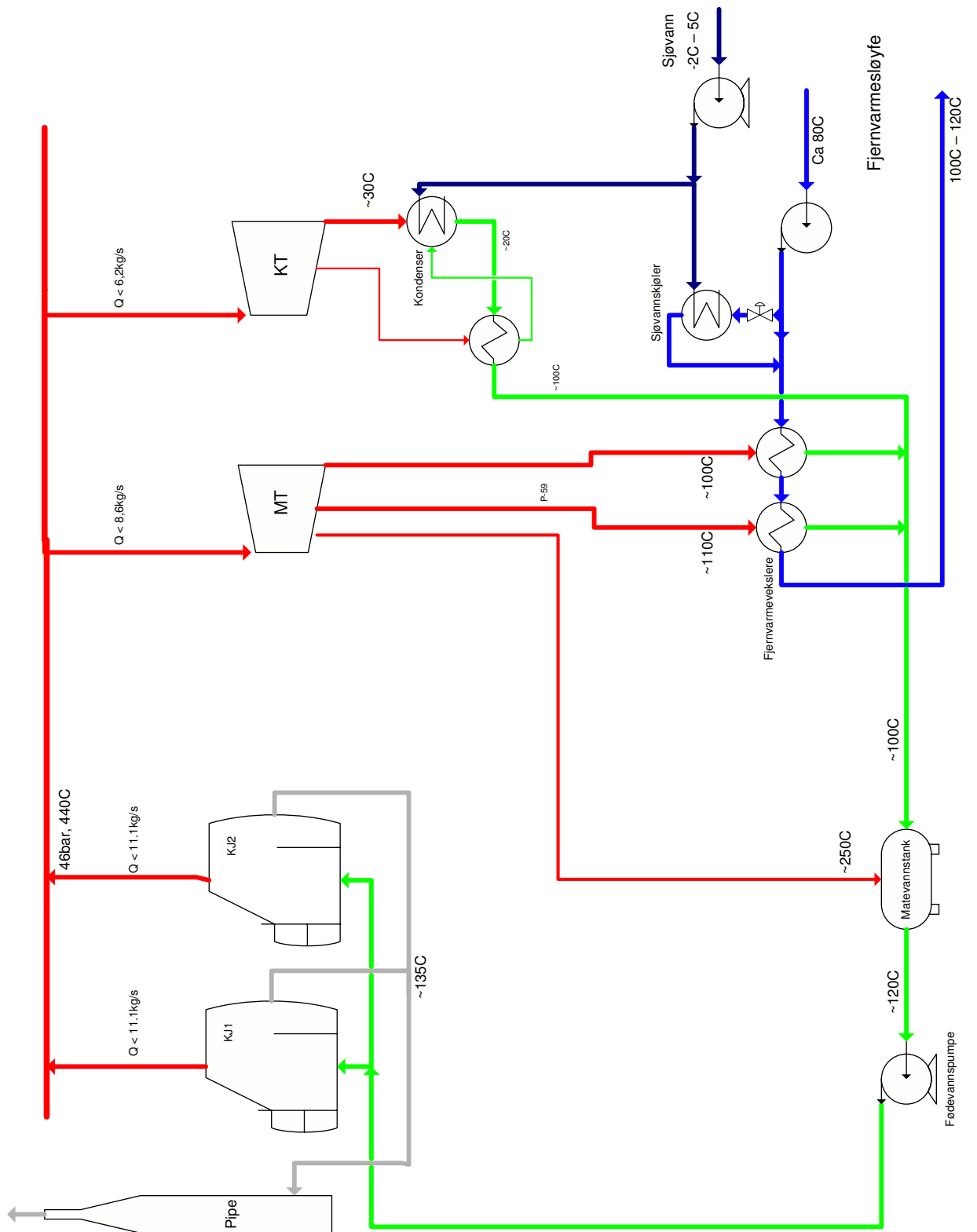
Figur A.7: Modelleksempel. Konfigurasjon 2, snittlast.

Tillegg B

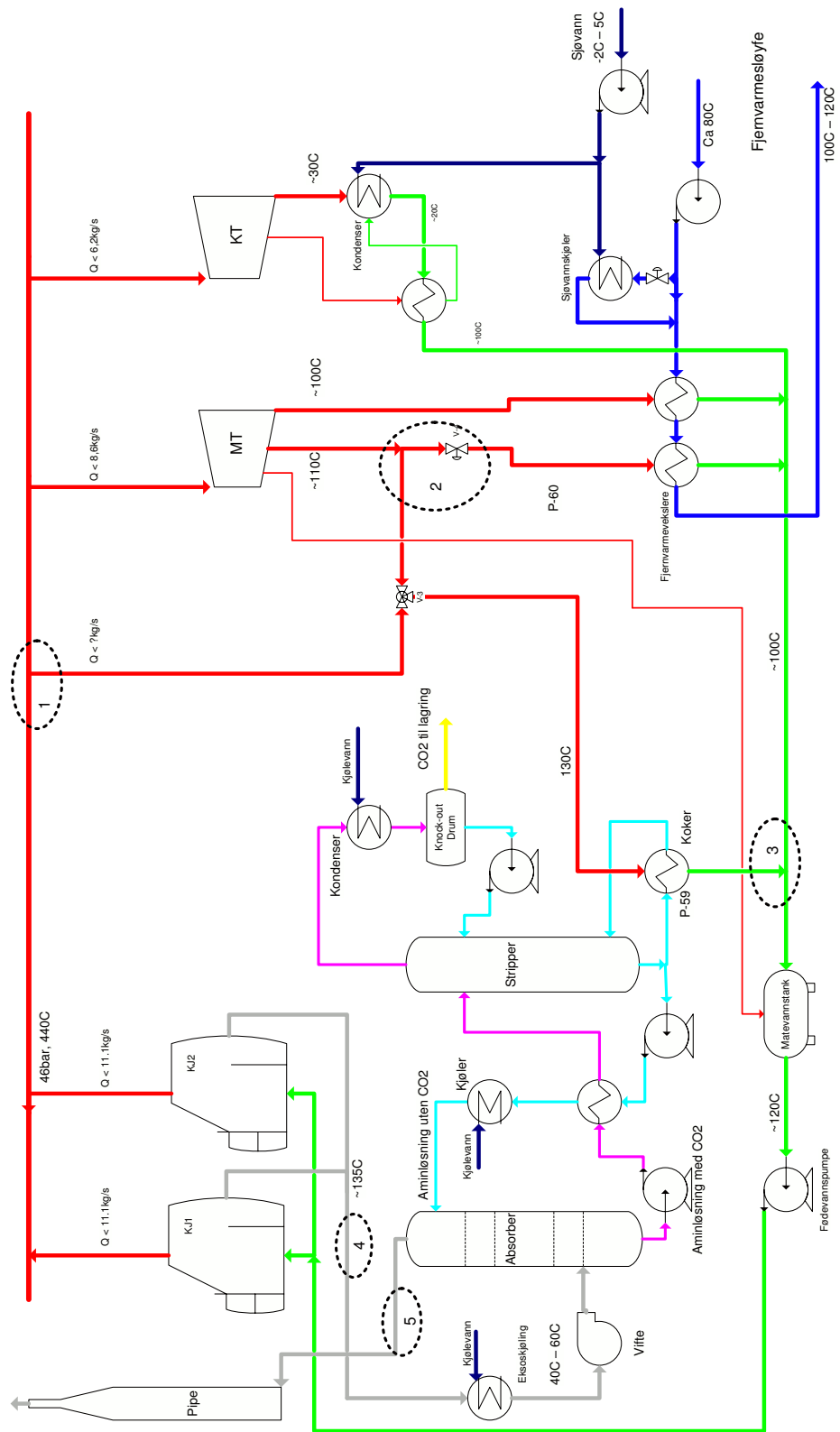
Figurer



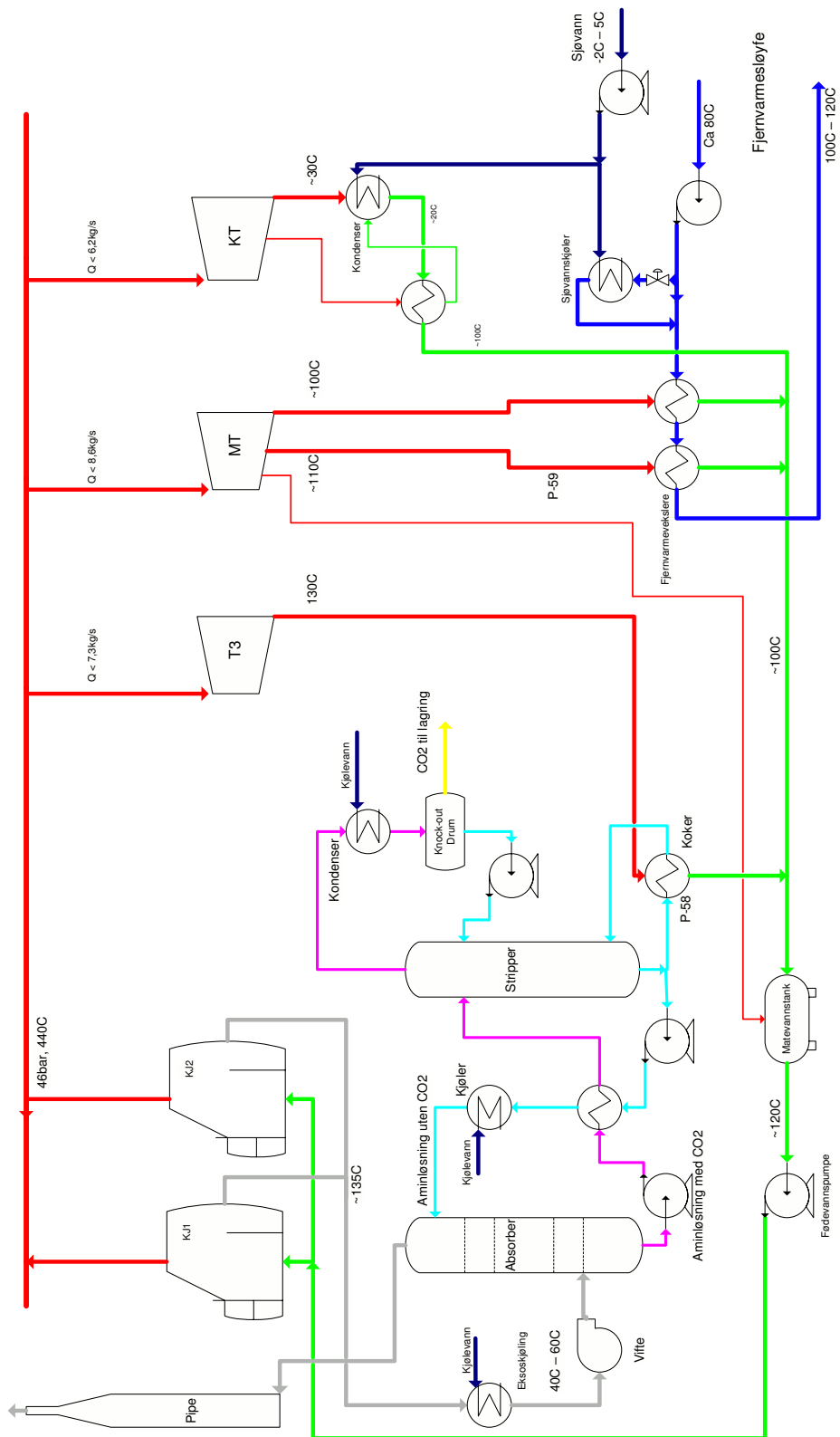
Figur B.1: Eksisterende anlegg.



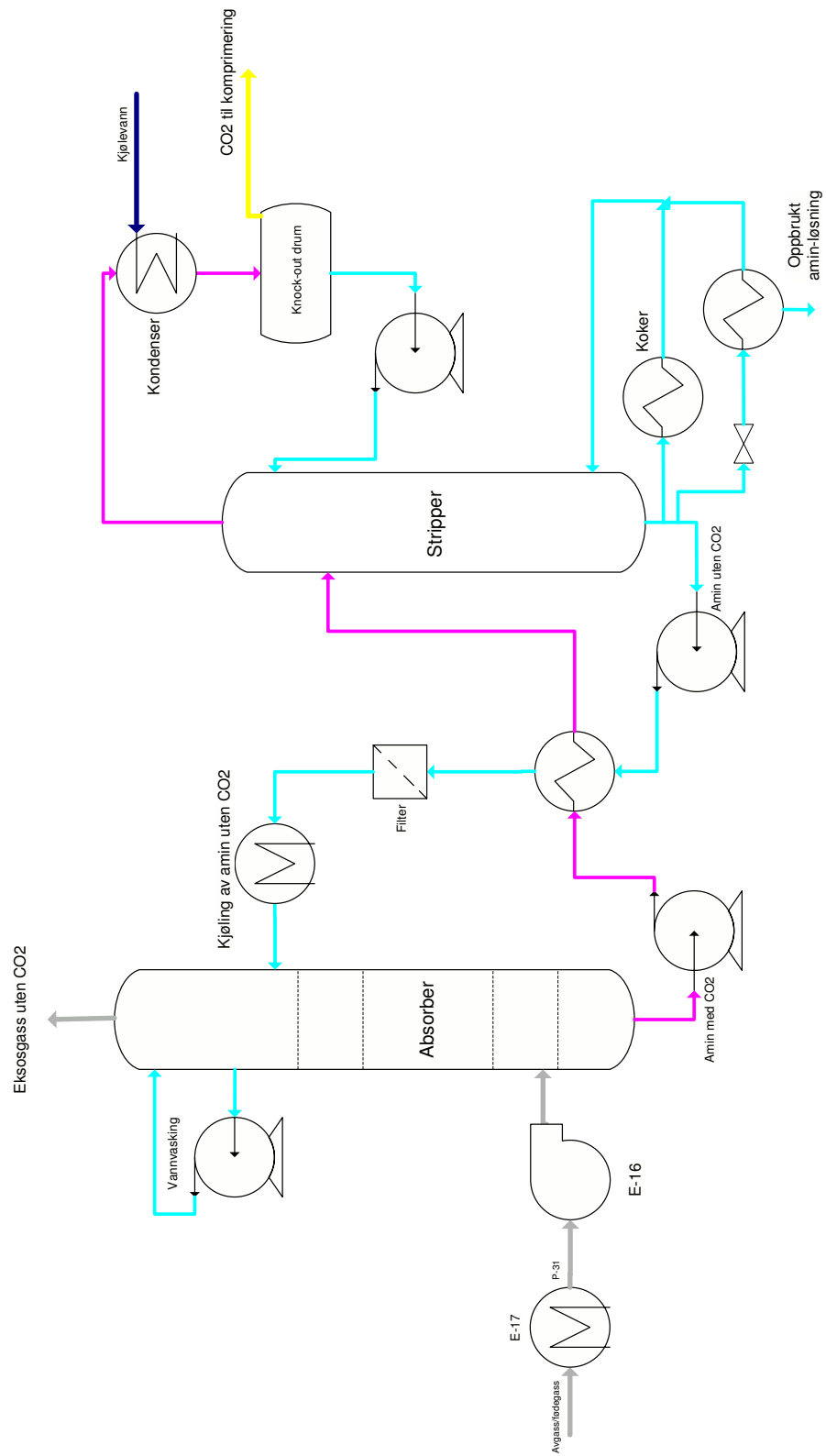
Figur B.2: Konfigurasjon 0.



Figur B.3: Konfigurasjon 1.



Figur B.4: Konfigurasjon 2.



Figur B.5: Aminabsorpsjonsanlegg.