

2024

Implementering af CCS på Viborgværket



Jens Damgaard Trinderup (202304846)

Rasmus Dolmer Møller (202305159)

Sofus Oliver Brahde Nørager (202308162)

Aarhus Universitet

05-04-2024

Indledning

I nutidens Danmark, er klimaforandringerne, både politisk og teknologisk, en af de mest presserende og relevante udfordringer i vores samfund. Blandt de danske klimamål, er der en målsætning om, at Danmark i 2030 skal have reduceret sin udledning af drivhusgasser med 70% i forhold til 1990. Aktuelt skønnes det til, at Danmark i 2030 kun når at reducere med 63,1%¹. En af de store dræbere i udledning af drivhusgasser, er de danske kraftværker. Kraftværkerne er essentielle for både uundværlig strøm og varme, så udviklingen af CCS er afgørende for at imødegå klimaforandringerne. Økonomisk er der ikke nok incitament til at indføre CCS-teknologien, men fra politisk side, er det vurderet, at klimaproblematikken vejer nok til, at man har oprettet støttepuljer til implementeringen af CCS-teknologien. I Danmark står energisektoren alene for 37% af alle drivhusgasudledninger², så implementering af CO₂-fangst på kraftværkerne rundt i landet, vil spille en stor rolle i at nedbringe den samlede udledning. Denne opgave sigter mod at forstå og evaluere teknologien bag separation af CO₂ fra røggassen, som er en central komponent i den samlede CCS-proces. Opgaven vil vi undersøge, hvad implementeringen af et CO₂-fangstanlæg på Viborg kraftvarmeværk, vil have af effekt for anlæggets produktion, samt eventuelle økonomiske konsekvenser.

Problemformulering

Med udgangspunkt i problematikken omkring de danske klimamål, samt den høje CO₂-udledning fra energisektoren, er det relevant at undersøge, hvordan implementeringen af CCS-teknologien i de danske kraftværker foregår optimalt. Denne opgave ønsker derfor at undersøge, hvordan implementeringen af CO₂-fangstteknologien kan gøres mest optimalt på et dansk kraftværk. Opgaven tager udgangspunkt i Viborg kraftvarmeværk. Følgende spørgsmål rejser sig.

- Hvordan virker et naturgasanlæg som det i Viborg rent teknisk?
- Hvordan virker CCS-teknologien? Hvilke processer og komponenter er involveret?
- Hvordan påvirker CCS-teknologien den samlede effekt for systemet? Hvad meget elproduktion går tabt?
- Hvilke økonomiske konsekvenser/fordele bringer implementeringen af CCS?

Overordnet teori og metode

Opgaven tager udgangspunkt i tilstandsdata fra Viborg kraftvarmeværk, som er et kombineret Brayton-Rankine kraftværk, men vil beregningsmæssigt benytte sig af en forsimplet udgave af processen. En brayton-kreds, består af en gasturbine til at lave strøm. Processen begynder med, at luft udefra komprimeres, og føres i et forbrændingskammer sammen med brændstof, som bliver brændt af og skaber energi, hvilket resulterer i, at

¹ Kefm.dk (2023), *Klimaprogram 2023: Regeringen vil bygge vejen til 2025- og 2030-målet færdig* (Besøgt 21/03/2024)

² If.dk (2017), *Hvad er CO₂?* (besøgt 21/03/2024)

luftens tryk og temperatur stiger. Denne luft ekspanderer i en turbine, hvoraf der produceres strøm. I opgaven antages der, at alt brændsel til gasturbinen er metan.

Til at besvare problemformuleringen, vil vi tage udgangspunkt i dampkedlen på Viborgværket, og tage energien nødvendig til vores CCS-anlæg herfra. Vi vil beskrive denne dampkedel, som en idealiseret rankineproces med genoverhedning. For en idealiseret rankineproces med genoverhedning, er der en række ting der gør processen simplere at regne på. Der gælder følgende; Trykøgning samt ekspansion foregår isentropisk og varmetilførsel samt varmeafgivelse foregår isobarisk. Formålet med at have genoverhedning med, er at varmen fra kedlen endnu engang kan anvendes, til at danne strøm, i stedet for fjernvarme.

For at placere CCS-anlæggets energi-udtag mest optimalt i vores dampkreds, undersøger vi, hvorhenne i kredsen, dampen skal tages, for at få mindst muligt strømtab. Dette er vigtigt, for at mindske anlæggets samlede tabte strømproduktion. Til disse beregninger, vil vi, udover generel teori for kraftværker og rankineprocesser, benytte os af teorien om knudepunkter, hvori både masse og energi og masse er bevaret, samt anvende termodynamikkens 1. og 2. hovedsætning. Termodynamikkens 1. og 2. hovedsætning siger henholdsvis, at alt energi er bevaret og kun kan skifte form, og at energi ikke kan bevæge sig fra koldt til varm uden hjælp fra en ekstern kilde. Især 2. hovedsætning er relevant for, hvad opgaven konkluderer, da vi regner ideelt. 2. hovedsætning siger nemlig, at en virkelig proces, aldrig kan have en virkningsgrad på 100%.

For overhovedet at kunne placere CCS-anlægget, er det også vigtigt at kende til processen. Når naturgassen afbrændes i Kraftvarmeværket dannes CO₂, men også en mængde andre gasser. Det er CO₂ der indfanges med CCS-processen, som foregår ved at adskille CO₂en ved at sende en væskeopløsning kaldet MEA igennem, som efterfølgende sorteres fra, ved fordampning. Til sidst skal CO₂en komprimeres og køles, hvorefter den kan sendes til lagring. Alle delene af denne proces, kræver energi på den ene eller den anden form, opgaven vil derfor gå i dybden med, hvad der rent teknisk sker.

Til sidst vil vi benytte os af vores kraftværksberegninger, til at analysere økonomien. Her vil vi beregne elproduktion efter tabet ved implementering af CCS, samtidigt med, at vi kigger på den øgede fjernvarmeproduktion. Ud fra disse resultater, vil vi vurdere, hvorvidt CCS kan betale sig, og i hvilket omfang det kan optimeres.

Analyse

Anlægsbeskrivelse af kraftværket

Kraftvarmeværket i Viborg producerer energi igennem en samlet Brayton og Rankine kredsp proces. Brayton-delen er bygget op omkring en gasturbine der yder 42 MW og bruger naturgas som brændsel. Røggassen der produceres ved forbrændingen benyttes til at drive Rankineprocessen, for at få højest udbytte af den afbrændte naturgas. Rankineprocessen består blandt andet af 2 dampturbiner, en højtryks- og en lavtryksturbine, der samlet producerer 15 MW. Kombinationen af 2 dampturbiner kræver genoverhedning, hvilket optimerer den

samlede proces. Som nævnt i vores metode afsnit, tager vi udgangspunkt i en forsimplet version af Viborg kraftvarmeværk, og vi ønsker at tage energien til CCS-anlægget fra Rankine-delen af kraftværket. Dette gøres for simplicitetens skyld, samtidigt med, at der her også bliver produceret varme, der på tidspunktet benyttes til fjernvarme, men alternativt kunne benyttes til CCS.

Dampkedlens process beskrives vha. modellen nedenfor. Tilstande er ligeledes anført på et T-S tilstandsdiagram. Dampkedlen får energi $\dot{Q}_{ind}$ fra den afbrændte røggas som samtidig giver strøm til gasturbinen. I første omgang bliver damp med et tryk på 65 Bar og temperatur på 510°C ført i en højtryksturbin der producerer 11,528 MW, hvorfra den bliver ført tilbage i kedlen og igen bliver opvarmet til 218°C og 3.1 Bar. Herfra føres dampen til en lavtryksturbin som producerer 3,47 MW, og videre til en kondensator hvor den kondenseres. I kondensatoren produceres $27,72 \frac{MJ}{s}$ varme, hvorefter vandet nu pumpes til kedlen, hvor trykket stiger og dampen igen bliver opvarmet³. Beregningerne for de to turbiner foregår således:

$$W_{LT} = \dot{m} \cdot (h_5 - h_6) = 3,47 \text{ MW}$$

$$W_{HT} = \dot{m} \cdot (h_3 - h_4) = 11,53 \text{ MW}$$

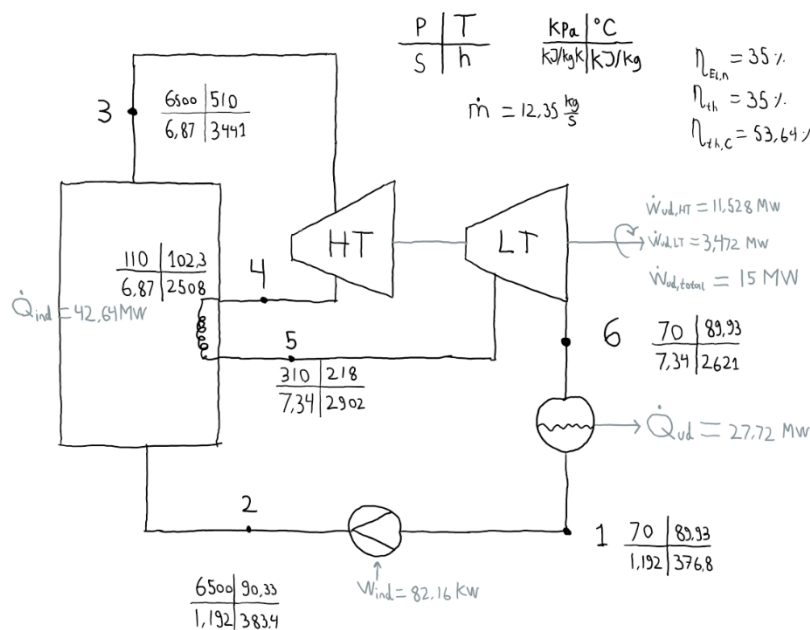
For kondensatoren lyder beregningen:

$$\dot{Q}_{ud} = \dot{m} \cdot (h_6 - h_1) = 27,72 \text{ MW}$$

For $\dot{Q}_{ind}$ når vi har genoverhedning regnes det:

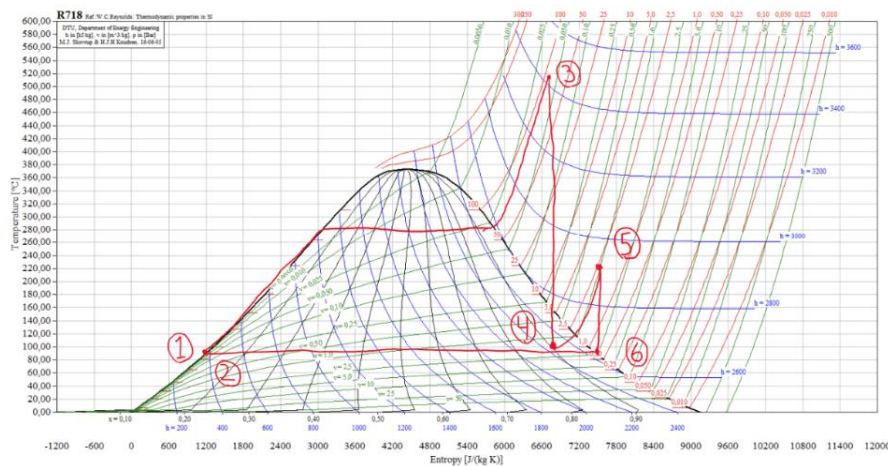
$$\dot{Q}_{ind} = \dot{m} \cdot ((h_3 - h_2) + (h_5 - h_4)) = 42,64 \text{ MW}$$

Det er værd at notere, at dette er meget forsimplet model, og at alle komponenter har en effektiv nyttevirkning på 100%, hvilket ikke er realistisk. Måden ovenstående beregninger er udført på, vil være meget den samme, som i resten af rapporten. Der er benyttet EES og dens stofdatakald til alle udregninger.



³ Alle beregninger er lavet i EES med udgangspunkt i tal fra: Munch Nielsen, Jonas; Kvist, Søren; Henriksen, Thomas: Maskinmesterprojekt (2004): Der er taget forbehold og tolket på nogle af tallene.

Forsimplet version af dampkedlen i Viborg kraftvarmeværk. Systemgrænse er ikke indtegnet, men ligger omkring kredsen.
Se beregningerne i Bilag 1 - "Kraftværk beregninger.EES"



T-S-diagram af den idealiserede dampproces med udgangspunkt i Viborg kraftvarmeværk.⁴

CCS-anlæg på kraftværket

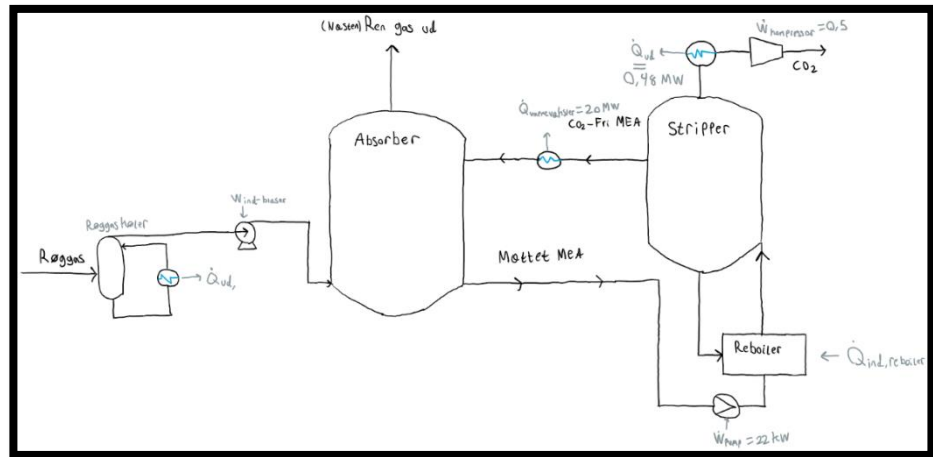
Processen for et carbon fangst system (CCS) består af 4 hoveddele. Først bliver den varme røggas kølet ned til en temperatur på 40-50 grader. Den kølige røggas bliver transporteret til en "absorber" hvori CO₂ bliver absorberet i en amineopløsning (typisk MEA). Den nu CO₂ mættede opløsning pumpes ind i en "stripper column".

Opløsningen løber igennem stripperen, hvor CO₂ og amineopløsningen bliver adskilt ved kogning i reboileren, CO₂ samles i toppen af stripperen og kan sendes videre, dog er stripperen ikke helt effektiv i første forsøg og derfor bliver den fortsat CO₂-mættede amineblanding ledt frem og tilbage indtil den umættede amineopløsning kan genbruges til ny CO₂. Efter stripperen tørres og komprimeres CO₂ så det er klar til at blive opbevaret i jorden.

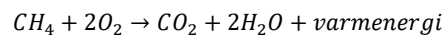
Den genvundne amineopløsning bliver genanvendt i absorberen til at varme den mættede opløsning der løber ind i stripperen. CCS anlæggets primære energibrunder er stripper-reboileren som bruger varmeenergi fra kraftværkets dampkreds. Konsekvensen af dette er et tab af produceret eleffekt til salg. CSS-anlægget vi regner på, er en simplificeret model, som ses nedenfor. I vores model har vi undladt intern varmeveksling, og regner i stedet med, at den genvundne varme, benyttes til fjernvarme.

⁴ Bækkel Larsen, J., Christensen, P., & Elmegaard, B. (2020), s. 310

Der er foretaget flere beregninger, i forhold til dimensioneringen af komponenterne. Vores udregninger tager udgangspunkt i, at forholdet for optimal fangst ligger på 0,4 mol CO₂ per mol MEA, ved 30%wt MEA⁵. Ved at kigge



på røggassen som kraftværket udleder, og med en antagelse om at atmosfærisk luft er 20% O₂ og 80% N₂, udregnes, at der udledes $6,16 \frac{kg}{s}$ CO₂ eller ca. 110.000 ton om året. Under den antagelse af, at alt naturgassen der fyres med, er metan, løber reaktionen således:



Beregninger på røggassen ind, som består af H₂O, CO₂ og N₂, viser at vi har en volumenstrøm på $11735 \frac{m^3}{h}$, hvilket ville kræve en blæser på denne kapacitet. Ved udgangen af anlægget, er der regnet med, at CO₂ efterfølgende skal komprimeres til 2200 PSI, hvilket kræver en kraftig kompressor. Vi har fundet en fra Atlas Copco, der bruger 500 kW⁶. Pumperne er også dimensioneret, ud fra vores masseflow af mættet MEA-opløsning på $82 \frac{kg}{s}$, er en Grundfos pumpe, der kræver ca. 22 kW⁷ tilstrækkelig. Udover dimensioneringen af diverse komponenter, har vi også regnet på hvor meget energi det ville kræve at køre vores anlæg. Komponenter som pumper, kompressor og blæsere spiller i virkeligheden en marginal rolle i forhold til reboileren, som er den store energiforbruger. I reboileren skal vores MEA-opløsning opvarmes, samtidigt med, at CO₂'en skal skifte fase. Dvs. $Q_{reboiler} = Q_{opvarmning} + Q_{faseskift}$. Her er det værd at nævne, at energien for faseskiftet for CO₂ groft antages og regnes som ved et normalt faseskift. I virkeligheden sker nogle reaktions kinetiske processer, som opgaven ikke går i dybden med. Det kræver i alt $Q_{reboiler} = 22,2 MW$ at drive reboileren, og $W_{ind} = 0,62 MW$ ⁸ til at drive komponenterne. Reboiler beregningen, er baseret på CP-værdier for MEA-opløsning på 30%wt⁹, og CO₂'s kondenseringsvarme. Per ton CO₂ der skal fanges, har vi vha. EES, lavet følgende beregning, og kommet frem til:

$$\text{Energiforbrug} = (Q_{ind} - Q_{ud} + W_{ind}) \cdot t = (Q_{ind} - Q_{ud} + W_{ind}) \cdot \frac{1000}{\dot{m}_{CO_2}} = (22278 kW - 2356 kW + 622 kW) \cdot \frac{1000}{6,16 \frac{kg}{s}} \approx 3,3 \frac{GJ}{ton}$$

⁵ Huertas, José., Gomez, Martin., Giraldo, Nicolas., Garzon, Jessica (2015)

⁶ Atlascopco.com (besøgt 4. april 2024)

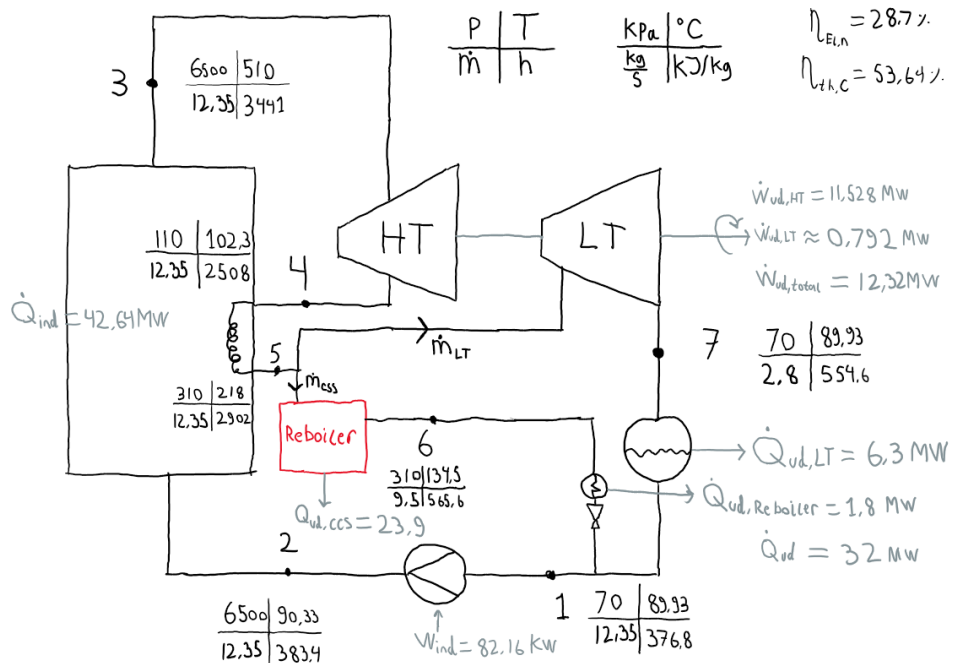
⁷ Grundfos.com (besøgt 4. april 2024)

⁸ Bilag 2: CCS beregninger viborgværket.EES

⁹ Researchgate.com (Besøgt 2. april 2024):

Det kræver altså et energiforbrug på 3,3 GJ per ton CO₂ som skal indfange. Hvorhenne denne energi tages, har en vigtig rolle i forhold til, hvor stort et tab i strømproduktion man oplever. Strømmen til at drive komponenterne tages direkte fra en af turbinerne, men varmen skal tages et hensigtsmæssigt sted. Vi ønsker at varmeveksle mellem damp og MEA opløsning, og det meste af vores energi udvindes, ved at lade vores damp gå på væskeform, så vi kan udnytte energien fra faseskiftet. Der er flere potentielle steder at hente dampen. Det kan ske inden HT-turbinen, inden LT-turbinen eller efter LT-turbinen. Vi har beregnet at det mest optimale sted at tage røgdampen, er lige inden LT-turbinen, som tegnet ind på modellen nedenfor. Beregningerne kan ses i EES¹⁰. Bemærk figuren ligner den tidligere, der er bare indsat en reboiler, knudepunkter og angivet massestrøm i stedet for entropi. Der desuden værd at bemærke at energien ud er højere end energien ind! Det skyldes at noget af den varme vi vinder i CCS kommer fra røggassen fra Gasturbinen! Det bliver altså tilført systemet. Det bemærkes yderligere, at nyttevirkningen indtegnet er for dampturbinerne alene! Dette medregner altså ikke vores gasturbine.

Tages dampen inden HT-turbinen, bringes på væskeform, og genintroduceres, vil HT-turbinen kun kunne producere 6,5 MW, så dette er ikke en mulighed. Tages den efter LT-turbinen, kan der maksimalt produceres ca. 6,3 MW, hvilket ikke er tilstrækkeligt til vores



reboiler. Optimalt for processen ville altså at være, at tage dampen ud efter genophedningen, og inden LT-turbinen. Her et tryk på 3.1 bar og en temperatur på 218 grader, hvilket gør kondenseringstemperaturen til ca. 134,5 grader. Bruges alt dampen, og kølede den hertil, ville man få dannet overskydende energi, hvilket ville gå til fjernvarme - dette er suboptimalt, da varme er den laveste kvalitet af energi. Vi undgår dette, ved indførslen af et knudepunkt, hvorfra vi kun tager den nødvendige andel damp. I et idealiseret knudepunkt er der både masse og energibevarelse, og da vi ved, hvor meget energi reboileren skal bruge, kan følgende ligninger opstilles:

$$\dot{Q}_{CCS} = \dot{m}_{CCS} \cdot (h_5 - h_6)$$

$$\dot{m}_{LT} = \dot{m} - \dot{m}_{CCS}$$

¹⁰ Bilag 3: Kraftværk beregninger - med CSS.EES

Ud fra dette, kommer vi frem til, at $9.5 \frac{kg}{s}$ damp skal føres i reboileren, og $2.8 \frac{kg}{s}$ føres videre i systemet. På den måde undgås fuldstændig at tabe noget på højtryksturbinen, men vi oplever dog et tab på $W_{LT-tab} = 2,68 \text{ MW}$ på LT-turbinen. Udover dette tab, skal komponenterne også have strøm, hvilket giver et yderligere strømtab på $W_{komponenter} = 0,62 \text{ MW}$. Altså et samlet strømtab på $W_{tab} = 2,68 + 0,62 = 3,3 \text{ MW}$. Dette tab ville resultere i et samlet procentmæssigt tab på:

$$\frac{3,3 \text{ MW}}{57 \text{ MW}} \cdot 100 = 5,8\%$$

Dette er ikke besynderligt meget, men alle vores processor er også regnet tilnærmelsesvist ideelle eller helt ideelle.

Økonomien ved at implementere CCS proces ved Viborg KVV

Viborg KVV udleder $110880 \frac{\text{ton CO}_2}{\text{år}}$ ¹¹, hvilket er væsentligt højere end CO₂-kvoterne der blev tildelt Viborg KVV i 2021, på 10149 CO₂-kvoter¹², en kvote svarer til et ton CO₂. Det vil sige at Viborg KVV må købe CO₂-kvoter på det frie marked, for de resterende $100730 \frac{\text{ton CO}_2}{\text{år}}$ ¹³, Kvotepriserne ligger omkring 606 kr./kvote. Det betyder at der skal indkøbes CO₂ kvoter for 61 mio. kr.¹⁴. Dette er et beløb som kan bruges på CCS. CCS-teknologien opsamler omkring 90% CO₂, de resterende 10% passer med de gratis kvoter, de kan derfor ikke sælges.

Ved implementering af CCS-teknologi vil der ses et overskud af varmeenergi f.eks. når røggassen bliver transporteret til CCS anlægget og køles ned inden gassen blæses ind i absorberen. Derudover fjernes der energi i forbindelse med udvekslingen af MEA-opløsningen mellem stripper og absorber og i nedkøling af CO₂ gas inden kompression. Varmeenergien fra disse komponenter kan udnyttes i varmeværkets fjernvarme system og delvist mitigere indtægten tabt i forbindelse med tabet af elproduktion. Det resulterer i et varmeoverskud på 4,28 MW som er med til at give kraftværket en samlet fjernvarme produktion på 61,28 MW¹⁵. Viborg KVV har en indtjening på 127472766 kr./år på fjernvarme¹⁶, med de samme gennemsnitlige fjernvarmpriser kan den forøgede indtjening med implementering af CCS-proces udregnes. Bemærk at Viborg KVV kun er virkende 5000 timer om året.

$$\text{pris pr. MW} = \frac{127472766 \frac{\text{dkk}}{\text{år}}}{57 \text{ MW} \cdot 5000 \frac{\text{h}}{\text{år}} \cdot 3600 \frac{\text{s}}{\text{h}}} = 0,12424 \frac{\text{dkk}}{\text{MW}}$$

$$\text{fjernvarmeindkomst med CCS} = 0,12424 \frac{\text{dkk}}{\text{MW}} \cdot \left(61,28 \text{ MW} \cdot 5000 \frac{\text{h}}{\text{år}} \cdot 3600 \frac{\text{s}}{\text{h}} \right) = 1,3702 \cdot 10^8 \frac{\text{dkk}}{\text{år}}$$

$$\text{Forøget fjernvarmeindkomst med CCS} = 1,3702 \cdot 10^8 \frac{\text{dkk}}{\text{år}} - 127472766 \frac{\text{dkk}}{\text{år}} = 9547200 \frac{\text{dkk}}{\text{år}}$$

¹¹ Miljø- og fødevarestyrelse (2019): Miljøstyrelsen: udledning og affald (Besøgt 21. marts 2024)

¹² Bilag 1

¹³ Miljø- og fødevarestyrelse (2019): Miljøstyrelsen: udledning og affald (Besøgt 21. marts 2024)

¹⁴ Bilag 4

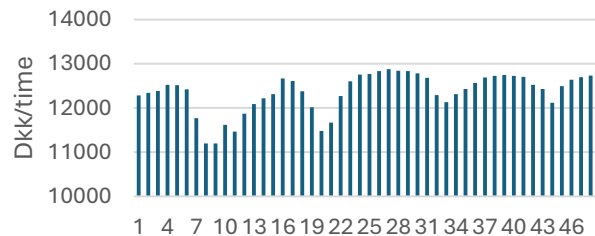
¹⁵ Bilag 4

¹⁶ Refarat af bestyrelsesmøde i VVP (2022): CO₂ kvoter (Besøgt 26. marts 2024) (s. 49)

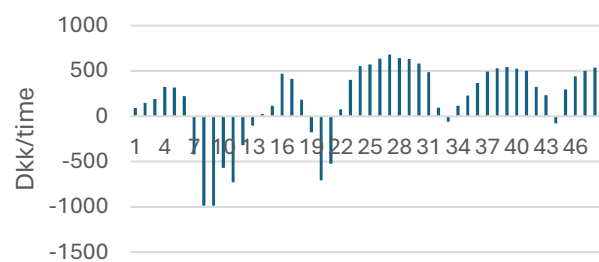
Ved at implementere CCS vil Viborg KVV have en forøget fjernvarmeindkomst på 9.5 mio. om året.

Der produceres 57 MW el på Viborg KVV, ved implementering af CCS-teknologi bruges 3,3 MW, dette efterlader et el-overskud 53,7 MW som kan sælges til varierende priser. Da CCS-anlægget bruger strøm vil det være hensigtsmæssigt at holde dens operationstider til de timer på dagen, hvor elpriserne er lavest for at mindske tabet af indtægt fra strømsalget. Hertil er der udarbejdet en model over hvor meget stort et tab/gevinst der forekommer i forbindelse med at have CCS-anlægget kørende afhængig af dagtimerne/-priserne over 2 døgn. Der er udarbejdet 2 modeller hvor en er uden effekten af indkøb af CO₂-kvoter og den anden tager højde for penge de penge kraftværket sparer ved at undlade at indkøbe kvoterne. Det ses ud fra modellerne at det optimale vindue at tænde anlægget er mellem kl. 23-6 og 13-18.

Tab/gevinst med kvoter



Tab/gevinst u. kvoter



Konklusion og diskussion

Analysen af Viborg kraftvarmeværk og implementeringen af CCS-teknologien, giver os et indblik i, hvordan tekniske og økonomiske faktorer spiller sammen for at optimere energiproduktionen og reducere CO₂-udledningen.

Viborgs kraftvarmeværk, fungerer rent teknisk som et kombineret Brayton-Rankine kraftværk, hvor gasturbinen producerer strøm ved afbrænding af naturgas, hvorfra røggassen derefter bruges til at drive to dampturbiner. Dampkredsen benytter genoverhedning, for at optimere elproduktionen, men denne genoverhedning viser sig også, at være brugbar, i forhold til implementeringen af et CCS-anlæg. CCS-anlægget fungerer ved at røggassen fra gasturbinen indfanges og køles, hvorefter i en absorber bliver CO₂ opløst i en amineopløsning og den resterende "rene" gas lukkes ud. Dernæst adskilles CO₂ fra opløsningen i en stripper og bliver samlet til kompression og efterfølgende lagring. Den brugte amineopløsning bliver herefter genanvendt i absorberen.

Implementeringen af CCS-teknologien påvirker kraftværkets samlede effektivitet, ved at kræve energi, der i stedet kunne være brugt til elproduktion. Den primære energikilde til CCS-anlægget er reboileren, som modtager varme fra kraftværkets dampkreds. Ved at tage energien til reboileren inden lavtryksturbinen, oplever vi kun et samlet tab i elproduktion på ca. 6%.

Set med økonomiske briller viser det sig at med et tab på kun 6% af elproduktion betyder, at implementeringen af et CCS-anlæg viser sig at være en økonomisk god beslutning. Den tabte elproduktion kan udlignes idet varme kan udtages fra CCS-anlægget og udnyttes til salg af fjern varme. Derudover kommer der også besparelse forbundet med et mindre behov for indkøb af CO₂-kvoter. På trods af vores økonomiske analyse som viser det er en fornuftig investering allerede nu. Skal der igen her huskes at vi har regnet med meget idealiseret processer i kraftværket og i CCS-anlægget. Hvilket ikke kommer til udtryk i vores beregninger af økonomien og af den grund kan det forventes at de beregnede indtægter fra den ekstra fjernvarme ikke er realistiske. Men i takt med øget politisk pres både nationalt og internationalt i form af dyre CO₂ kvoter, og voksende regler for energisektoren, er det ikke urealistisk at i den nære fremtid at implementering af drivhusgas mitigerende systemer som CCS-teknologi vil blive mere og mere eftertragteligt for virksomheder. CCS fremstår altså som en lovende løsning til reducere udledning på kraftværker i hele Danmark, og ville kunne spille en stor rolle, i at nå de danske klimamål.

Kildeliste

Klima- Energi og forsyningsministeriet (2023): *Klimaprogram 2023: Regeringen vil bygge vejen til 2025- og 2030-målet færdig*. (Siden er besøgt d. 21. marts 2024) [Link](#)

Landbrug og fødevarer (2017): *Hvad er CO₂?* (Siden er besøgt d. 21. marts 2024). [Link](#)

Nordpool (2024): Indkomst pr. MWh for kraftværker (besøgt 21. marts 2024). [Link](#)

Munch Nielsen, Jonas; Kvist, Søren; Henriksen, Thomas: Maskinmesterprojekt (2004): Energioptimering på Viborg Kraftvarmeværk. (Besøgt 21. marts 2024). [Link](#)

Nyborg forsyning og service A/S (2022): Afgift deklaration for fjernvarme. (Besøgt 21. marts 2024) [Link](#)

Miljø- og fødevarerstyrelse (2019): Miljøstyrelsen: udledning og affald (Besøgt 21. marts 2024) [Link](#)

Refarat af bestyrelsesmøde i VVP (2022): CO₂ kvoter (Besøgt 26. marts 2024): [Link](#)

Bækkel Larsen, J., Christensen, P., & Elmegaard, B. (2020). Maskinteknisk Termodynamik: Grundlæggende teori og praksisnær anvendelse: 4. udgave. (4 udg.) DTU Diplom og DTU Mekanik.

Researchgate.com (Besøgt 2. april 2024): [Link](#)

Atlascopco.com,” GENERAL CATALOG FOR COMPRESSED AIR, GAS AND VACUUM SOLUTIONS” (Besøgt 4. april 2024)

[Link](#)

grundfos.com (Besøgt 4 april 2024): [Link](#)

Huertas, José., Gomez, Martin., Giraldo, Nicolas., Garzon, Jessica: CO₂ Absorbing Capacity of MEA, Journal of Chemistry (2015), <https://doi.org/10.1155/2015/965015>