

Til
Dansk Affaldsforening

Document type
Rapport

Date
December 2020

CO₂ FANGST PÅ DANSKE AFFALDSENERGIANLÆG



CO₂ FANGST

PÅ DANSKE AFFALDSENERGIANLÆG

Project name **CO₂ fangst på Danske Affaldsenergianlæg**
Project no. **1100044218**
Recipient **Dansk Affaldsforening**
Document type **Rapport**
Version **5_Final**
Date **14. December 2020**
Prepared by **KIMB, CTR**
Checked by **CTR, NCH**
Approved by **NCH**
Doc. ID **DAF-CCS-31-001**

Ramboll
Hannemanns Allé 53
DK-2300 Copenhagen S
Denmark

T +45 5161 1000
F +45 5161 1001
<https://ramboll.com>

CONTENTS

1.	Indledning	3
1.1	Læsevejledning	4
2.	Resume	5
3.	Teknologivalg	6
3.1	Pre-forbrænding	6
3.2	Post-forbrænding	6
3.2.1	Absorption	6
3.2.2	Adsorption	6
3.2.3	CC med membraner	7
3.2.4	Kryogen	7
3.3	Iltberiget forbrænding (oxy fuel)	7
3.4	CC fra luften	7
3.5	Konklusion	8
4.	Procestrin og scenarier	9
4.1	Proceskæden	9
4.2	CO ₂ fangst-scenarier	11
4.2.1	Kapacitetsvariationer	11
4.2.2	Energivariationer	12
4.2.3	Tryksætningsvariationer	12
4.2.4	Lagervariationer	13
4.2.5	Kombinationsscenarier	13
5.	CO₂ Fangst	14
5.1	Energianalyse	14
5.1.1	Metode	14
5.1.2	Resultater	17
5.1.3	Opsamling på energianalysen	19
5.2	Indbygning på affaldsværker	20
5.3	Driftsanalyse	21
5.4	Indkøb og marked	22
6.	Tryksætning og CO₂ transport	23
6.1	Hvordan fortættes CO ₂	23
6.2	Liquefaction til transport med tankvogn	24
6.3	Højtryk til transport med rørledning	24
6.4	Tørring af CO ₂	26
6.5	Landtransport	26
6.5.1	Tankvognstransport	26
6.5.2	Rørtransport	26
7.	Lagring og transport	28
7.1	Geologisk Lagring af CO ₂	28
7.2	Lagringsomkostninger – internationale vurderinger	29

7.3	Eksempler på CO ₂ lagringsprojekter i Nordeuropa.	31
7.3.1	Northern Lights (Norge)	31
7.3.2	Greensand (Danmark)	33
7.3.3	Acorn (UK)	33
7.3.4	Danske kystnære lagringsprojekter	34
7.3.5	Lagringsomkostninger: Sammenfatning	34
7.3.6	Søtransport til lager	35
7.3.7	Tilstand for transport	35
7.3.8	Rundture	36
7.3.9	Skibsstørrelse	37
8.	Selskabsøkonomi	38
8.1	Beregningsprincip	38
8.2	Beregningsforudsætninger	39
8.2.1	Basale forudsætninger	39
8.3	El-/varmepriser	42
8.3.1	Elpriser-/prognoser	42
8.3.2	Varmepriser-/prognoser	43
8.4	Specifikke forhold for enkelte delprocesser	44
8.4.1	CO ₂ fangst	44
8.4.2	Tryksætning af CO ₂	48
8.4.3	Landtransport	50
8.4.4	Søtransport	52
8.4.5	Lagringsomkostninger	54
8.5	Selskabsøkonomiske resultater	54
9.	Skyggepris	59
9.1	Forudsætninger	59
9.2	Beregningsprincip	60
9.3	CO ₂ skyggepriser	61
10.	Konklusion	62

1. INDLEDNING

Dansk Affaldsforening har i efteråret 2019 publiceret et vigtigt visionsnotat "CO₂-NEUTRAL AFFALDSENERGI I 2030: forslag til klimabidrag fra cirkulær økonomi og ren energi".

Dansk Affaldsforening beskriver heri en sammenhængende indsats til at nå en CO₂-neutral affaldsenergisektor i 2030 bestående af tre dele: 1. Øget genanvendelse af plast; 2. Øget energieffektivisering; og 3. CO₂-fangst og lagring med mulighed for nyttiggørelse til nye højværdi-formål.

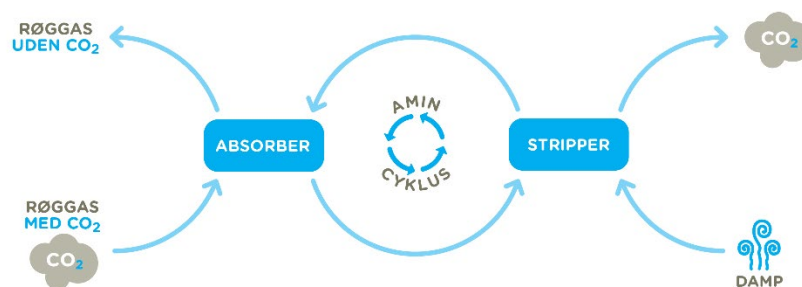
Det betones endvidere i visionsnotatet at uanset hvor meget der udsorteres af plast – fra husholdninger og erhverv og fra restaffaldet – vil der fortsat udledes fossil og biogen CO₂ fra affaldsenergianlæggene. Affaldsenergien løser et samfundskritiks miljøproblem, nemlig at behandle og nyttiggøre affald, der ikke kan genanvendes. Anlæggene kan ikke skifte brændsel eller blive brændselsfri.

En vigtig del af visionen er således etablering af CO₂ fangst på danske affaldsenergianlæg og i forbindelse med udarbejdelse af forslaget blev der udført nogle indledende tekniske og økonomiske vurderinger af denne løsning, der indikerede at løsningen også fra et samfundsøkonomisk synspunkt ville være attraktiv.

Flere danske affaldsenergianlæg overvejer nu CO₂ fangst og Klima-, Energi-, og Forsyningsministeriet har i Klimaprogram 2020 også CO₂ fangst og lagring som et af de væsentlige redskaber til at nå den danske målsætning om 70% CO₂ reduktion i 2030.

På denne baggrund har Dansk Affaldsforening ønsket at få kvalificeret de indledende økonomiske vurderinger af hvad det koster at indføre CO₂ fangst og lagring på et typisk dansk affaldsenergianlæg. Størst fokus lægges på økonomien i selve fangstprocessen, da dette er den del af løsningen, som affaldsenergianlæggene selv ville skulle implementere og dermed har kontrol over.

De tekniske CO₂ fangst-procestrin med tilhørende energimæssige og økonomiske implikationer beskrives således nærmere i denne rapport. Endvidere indeholder rapporten skøn over økonomien for forskellige af transport- og lagringsløsninger.



Figur 1 Rensning af røggas fra affaldsenergianlæg for CO₂ med aminskrubning

1.1 Læsevejledning

Denne rapport beskriver de forskellige procestrin og implikationerne af deres implementering på danske affaldsenergianlæg, ved brug af CO₂ fangst og lagring (Carbon Capture and Storage, CCS). Rapporten er disponeret som det fremgår af nedenstående.

- Kapitel 3 Kapitlet diskuterer forskellige teknikker til, hvorledes CO₂ kan udskilles fra røggasser enten gennem direkte fangst af CO₂ (Carbon Capture) eller ved oxygenberiget forbrænding (oxy fuel).
- Kapitel 4 CO₂ fangst består af en række procestrin og i kapitlet gennemgås de forskellige procestrin med tilhørende variationer. På baggrund af de enkelte procestrin i CO₂-fangst opstilles en række scenarier, hvor udførelsen af de forskellige trin varieres.
- Kapitel 5 Kapitlet indeholder en nærmere gennemgang af de processer, skal etableres for at fange CO₂ i røggassen og udskille denne i ren form. Processerne er energikrævende, og det vises, hvorledes disse processer energiteknisk kan implementeres på affaldsenergianlæg.
- Kapitel 6 Efter fangst og udskillelse af ren CO₂ skal den bringes over på flydende form (liquefaction) og efterfølgende af blive transporteret til bestemmelsesstedet. Principper for liquefaction afhænger af transportformen og forskellige principper med tilhørende energiforbrug, beskrives.
- Kapitel 7 Den endelige disponering af den opsamlede CO₂ sker ved lagring i undergrunden i udtjente olie/gas felter typisk i Nordsøen, og transport fra dansk udskibningshavn til boreplatform eller destinationshavn beskrives.
- Kapitel 8 Dette kapitel gennemgår de økonomiske forudsætninger og antagelser, der er gjort for at kunne gennemføre selskabsøkonomisk omkostningsberegning for den samlede proceskæde fra opsamling af CO₂ i røggassen til lagring af CO₂ i undergrunden.
- Kapitel 9 Beregninger og forudsætninger for samfundsøkonomiske CO₂-skyggepriser gennemgås kort, og der gennemføres samfundsøkonomiske skyggeprisberegninger for den samlede proceskæde fra opsamling af CO₂ i røggassen til lagring af CO₂ i undergrunden.

2. RESUME

CO₂ fangst er en kendt og velafprøvet teknologi, der vil kunne introduceres på affaldsenergianlæg i Danmark på kort sigt med stor grad af energigenvinding og god integration i den eksisterende proces. Den udførte energimodellering viser at et affaldsenergianlæg med CO₂ fangst kan gøres energineutral, hvis der installeres varmepumper.

For et standard affaldsenergianlæg med optimal energiafsætning er det vurderet, at det koster ca. 345 kr./ton CO₂ at fange CO₂ inkl. omkostninger til investering, drift og vedligehold, helt frem til at CO₂ er klar til videre transport. Denne omkostning dækker således også udgifter til kemikalier, og f.eks. ekstra mandskab samt såvel udgifter som indtægter fra energi køb/salg. På sigt forventes priserne at falde på indkøb af udstyr til CO₂ fangst, og således bliver prisen ca. 305 kr./ton CO₂ på længere sigt.

De gennemførte vurderinger af hele CCS værdikæden - fra fangst til lagring af CO₂ - viser, at lagerets placering samt krav til modtagelse af CO₂ påvirker hele systemets design og omkostninger. Et optimalt lager for CO₂ er billigt, har gode modtagelsesforhold og lave eller moderate transportkrav til CO₂ (tryk og temperatur). Transport er vurderet til at koste mellem ca. 480 og 280 kr./ton CO₂ på henholdsvis kort og lang sigt. Kystnære lagre i Danmark har potentiale til at være langt de billigste med hensyn til transport, også billigere end ovenfor angivet.

Der er ikke i dag et egentligt marked for lagring af CO₂ i Nordeuropa. Der er flere projekter under udvikling omkring Nordsøen, men der er ikke etableret et egentligt prisniveau endnu. Det er derfor forbundet med usikkerhed at skønne hvad prisen på lagring vil blive. Men på grundlag af vurderinger fra forskellige internationale institutioner, suppleret med offentligt tilgængelige oplysninger for konkrete projekter, kunne et bud på omkostningen til lager til havs på kort sigt være 150-340 kr. pr ton CO₂ og lang sigt være 75-150 kr. pr ton CO₂. Et godt udnyttet kystnært lager i Danmark ville forventes at have væsentligt lavere omkostninger, potentielt på 50% af de angivne omkostninger af lager til havs.

Samlet vurderes der - for et mellemstort anlæg og under de givne forudsætninger - at være selskabsøkonomiske omkostninger på ca. 595-1.160 kr. pr. ton CO₂ til at fange og lagre CO₂ på kort sigt (før 2030) samt at disse omkostninger kan bringes ned på 410-935 kr. pr. ton CO₂ på længere sigt. Variationen i de samlede omkostninger er helt overvejende et udtryk for variation i omkostningerne ved forskellige transport og lagringsløsninger samt for den generelle usikkerhed omkring lagringsomkostninger. De laveste omkostninger opnås gennem udvikling og udnyttelse af effektive kystnære CO₂ lagre samt udnyttelse af fælles transportinfrastruktur.

I dag består det samlede afgiftsniveau på CO₂ fra affaldsenergianlæg af en CO₂ afgift og et køb af CO₂ kvoter i EU-ETS systemet. Disse omkostninger kan spares ved CO₂ fangst, men er ikke i dag tilstrækkelige til at sikre at omkostningerne ved at introduktion af CO₂ fangst på affaldsenergianlæg økonomisk er dækket ind. Med CO₂ fangst vil de danske affaldsenergianlæg kunne blive CO₂-neutrale ved at sikker behandling af fossilt restaffald (f.eks. kontamineret plastik). Ved yderligere at fange og lagre biogen CO₂, kan affaldsenergianlæggene blive CO₂ negative.

De samfundsmæssige skyggepriser er beregnet efter Finansministeriets vejledning og beregningerne viser, afhængig af scenariet kombination og usikkerhed, at skyggepriserne på kort sigt forventes at ligge i intervallet 550-1300 kr. pr ton CO₂. På lang sigt vurderes intervallet at være 450-1050 kr. pr ton CO₂. For scenarier med transport af flydende CO₂ ved lavt tryk og temperatur til et "billigere" lager til havs skønnes skyggeprisen på kort sigt at være omkring 800-900 kr./ton. De laveste CO₂-skyggepriser opnås med kystnær lagring i Danmark og fælles udnyttelse af rør, hvor prisen på kort sigt skønnes til 550,- kr. pr ton CO₂ og lang sigt reduceres til ca. 450,- kr./ton (med brug af fælles rør).

3. TEKNOLOGIVALG

Teknologierne for CO₂ fangst, også kaldet Carbon Capture (CC), har udviklet sig gennem en længere årrække, og teknologierne kan i dag inddeles i forskellige teknikker som:

1. Pre-forbrænding
2. Post-forbrænding (bl.a. absorption/adsorption og kryogen),
3. Iltberiget forbrænding (oxy fuel)
4. Direkte fangst af CO₂ fra luften.

En overordnet beskrivelse af de forskellige teknikker følger herunder.

3.1 Pre-forbrænding

Integreret gasificering kombineret cyklus (IGCC) er en strømgenererende teknologi, hvori en fast fødestrøm delvist oxideres med ilt og damp til syngas. Denne teknologi skal implementeres for nye anlæg da retrofitting fører til for store ændringer. Gasificeringen omdanner CO og H₂O til hovedsageligt CO₂ og H₂, hvilket efterfølgende renses for syregasser, separeres og komprimeres til rene gasser. Denne metode introducerer en vis mængde fleksibilitet, idet co-gasificering kan implementeres ved integrering af alternative brændsler som biobrændsel, affald osv. Metoden vurderes fortsat umoden i fuld skala.

3.2 Post-forbrænding

Teknologierne for CC post-forbrænding kan anvendes til fangst af CO₂ fra røggas. I den konventionelle forbrændingsproces er koncentrationen af CO₂ typisk mellem 4-14 vol%, hvilket er lavt sammenlignet med koncentrationen pre-forbrænding og ved oxygenberiget forbrænding. Ved post-forbrænding CC af røggas er det hovedsageligt tre teknologier der fremkommer; opsamling ved absorption (bl.a. aminoskrubning) eller ved anvendelse af membraner eller en kryogen kulstofindfangning. En beskrivelse af de forskellige teknikker findes i nedenstående sektioner.

3.2.1 Absorption

Aminoskrubning er en kommerciel teknologi, som i vis udstrækning anvendes til behandling af røggas efter forbrænding. Processen baseres på kemisk absorption, hvor kovalente bindinger dannes mellem f.eks. aminer og CO₂ når røggassen kommer i kontakt med amin-opløsningen tilsat i en skrubber kaldet en absorber. Den CO₂-rige opløsning transporteres videre til en ny proces, hvor den opvarmes og CO₂ adskilles fra aminen idet temperaturen når ~ 120 °C. Denne proces kaldes stripping. Monoethanolamin (MEA) er den mest anvendte amin til fjernelse af CO₂. Processen er meget effektiv og kan fange op til 98% af den CO₂ der er i røggassen.

Teknologien kræver imidlertid store mængder aminobaseret opløsningsmiddel, som kan medføre korrosion af det anvendte udstyr. Der kræves en del energi i form af lavtryksdamp til at bryde de kovalente binder og frigive CO₂'en fra aminen. Regenerering af opløsningsmidlet er også en energikrævende proces. Teknologien er kommercielt tilgængelig i fuld skala.

3.2.2 Adsorption

En anden metode for CO₂-opsamling er ved anvendelsen af fysiske adsorbenter. Adsorption defineres som vedhæftning af ioner, atomer eller molekyler fra en væske, gas eller opløst fast stof til en overflade. Molekylerne danner en film på overfladen af de materialer, som de er fæstnet til. Adsorptionsprocessen ligner meget absorptionsprocessen, men ved adsorption kræves det at svovldioxid (SO₂) fjernes fra røggassen før den kan anvendes. Røggassen skal også afkøles til en temperatur mellem 40 °C og 70 °C for at sikre, at betingelserne for adsorption opretholdes.

Under regenereringsprocessen suges gasstrømmen ud under et svagt vakuum ved hjælp af en CO₂-booster fan, hvor den efterfølgende tørres og komprimeres. Teknologierne inden adsorption for CC, der i dag anses for at være mulig på industriel skala, er de såkaldte Pressure/Vacuum swing Adsorption (PSA / VSA) og Temperature-Swing Adsorption (TSA) metoder. Ved PSA drives processen under et forhøjet tryk, mens adsorption ved VSA udføres under atmosfærisk tryk eller lavere. Teknologien er kommercielt tilgængelig, men endnu ikke i fuld skala.

3.2.3 CC med membraner

Membraner er en ret ny teknologi der anvendes til separation af forskellige elementer. De er i de senere år blevet undersøgt i sammenhæng med kulstofopsamling. Påføring af polymer membraner er et lovende alternativ til traditionelle teknologier med hensyn til fordele såsom fravær af farlige emissioner og skadelige kemikalier, samt at teknologien har et lavere energibehov. Temperatur og tryk er to nøgleparametre for hvor effektivt membranen kan operere samt hvilke omkostninger er tilknyttet teknologien. Membranerne er sensitive for høje temperaturer og kan potentielt blive ødelagt, når røggastemperaturene overstiger ~ 100 °C. For at overholde dette skal røggassen afkøles til under ~ 100 °C, inden den kommer ind i membranen. Opsætningen består af to membraner, hvoraf 30% af røggassen som penetrerer den første membran recirkuleres. De resterende 70% sendes igennem den anden membran, hvoraf 5% recirkuleres. Anvendelse af membraner for CC har opnået høj effektivitet hvis koncentrationen af CO₂ i røggassen overstiger 10%, hvilket er et godt udgangspunkt, da koncentrationen af CO₂ i røggassen typisk er ca. 10-15%. Teknologien er fundet konkurrencedygtig sammenlignet med andre teknologier ved en CO₂-koncentration på 20% i røggassen. Teknologien er kommercielt tilgængelig, men endnu ikke i fuld skala.

3.2.4 Kryogen

Den kryogene teknik baseres på nedkøling af røggas. Ved at afkøle røggassen ændres dens egenskaber i overgangen fra gas til fast form, hvilket gør det muligt at trække CO₂ ud af gassen. At anvende lave temperaturer muliggøres en højere CO₂-genindvinding og en forøget renhed af CO₂ sammenlignet med andre teknologier. Nogle kryogene teknologier leverer en renhed af CO₂ på 99,99%. Adskillelse af CO₂ ved lav temperatur medfører en risiko for tilstopning forårsaget af kondensvand eller andre komponenter. At anvende elektricitet for nedkøling er utroligt dyrt og en klar ulempe ved teknologien. Den vurderes derfor kun relevant hvis der er adgang til en allerede tilgængelig kilde til gratis køling f.eks. i form af overskudskøling fra en anden proces.

3.3 Iltberiget forbrænding (oxy fuel)

Oxygenberiget forbrænding er en teknik anvendt til produktion af CO₂-rig røggas ved forbrænding af brændstof uden brug af atmosfærisk luft (nitrogen). Teknologien kræver ren ilt og derfor er en enhed til at separere ilt fra luften nødvendig. Iltberiget forbrænding er blevet undersøgt for brug i fossile kraftværker, samt ved forbrænding af blandinger af kuld og biomasse. Forbrændingen af iltberiget gas kan give gunstige betingelser for forbrænding af brændsler med lav brændværdi, såsom biomasse, da graden af genvinding af røggas kan justeres for at tage højde for en reduceret temperatur under forbrænding. Oxygenberiget forbrænding øger CO₂-indholdet i røggassen fra 10-15% til omkring 85%. Den primære udfordring med teknologien er effektivitetstab forårsaget af at produktionen af ilt da der er energikrævende. Derfor konkluderes det, at denne teknologi kun er relevant hvis ilt er meget billigt til rådighed, f.eks. som et biprodukt fra en tilstødende produktion.

3.4 CC fra luften

Sammenlignet med teknologierne beskrevet i overstående afsnit er det en yderligere teknologisk mulighed at fange CO₂, der allerede er frigivet til luften. Metoden giver en fleksibel tilgang til at fange CO₂, uafhængig af udslipkilde og lokation. Koncentrationen af CO₂ i luften er meget lav,

sammenlignet med koncentrationen i røggas fra et kraftværk. Det lave CO₂-indhold er den primære ulempe. Processen foregår ved at atmosfærisk luft filtreres og adskiller CO₂ fra luften. Filteret adskiller CO₂ med et absorberende middel, der dækker det maksimale overfladeareal i filteret. Når sorbenterne i filteret er fuldt mættede, adskilles CO₂ fra sorbenterne, hvilket gøres ved at påføre en specifik kombination af temperatur, tryk og fugt. Den optimale kombination afhænger af den anvendte type sorbent. Ved anvendelse af en aminopløsning gennemføres adskillelsen ved ~ 100 °C. Når CO₂ frigøres fra sorbenten, kan den komprimeres og anvendes. Den filtrerede luft indeholder ca. 80% mindre CO₂, når den frigives efter behandling. Teknologien er kommercielt tilgængelig i mindre skala, men meget dyr i drift.

3.5 Konklusion

Carbon Capture, CO₂ fangst med aminoskrubning er en kommercielt tilgængelig teknologi. Den anses som den bedste teknologi på markedet på nuværende tidspunkt i forhold til driftsøkonomi, sikkerhed for driftskapacitet, tilgængelighed og samlet system sikkerhed i anlæggets samlede levetid. Andre teknologier forventes at modnes i løbet af de kommende 5-10 år, ligesom tilgængelighed af ilt ville kunne opstå, f.eks. ved drift af større brintproduktionsanlæg. Derfor bør analysen gentages med ca. 3-5 års mellemrum for at være valid.

4. PROCESTRIN OG SCENARIER

CO₂ fangst og lagring (CCS) består som tidligere af en række forskellige procestrin, hvor nogle trin i forskellig grad påvirker valget af andre trin. I dette kapitel gives en overordnet beskrivelse af de forskellige procestrin. Det forklares, hvordan de forskellige procestrin er gensidige afhængige af hinanden. På baggrund af de forskellige CCS procestrin opstilles sluttelig en oversigt over kombinationerne af procestrin (scenarier), der anvendes i de videre analyser.

4.1 Proceskæden

Overordnet kan hele CCS proceskæden med fangst af CO₂ i røggas til lagring af CO₂ i undergrunden opdeles i følgende procestrin.

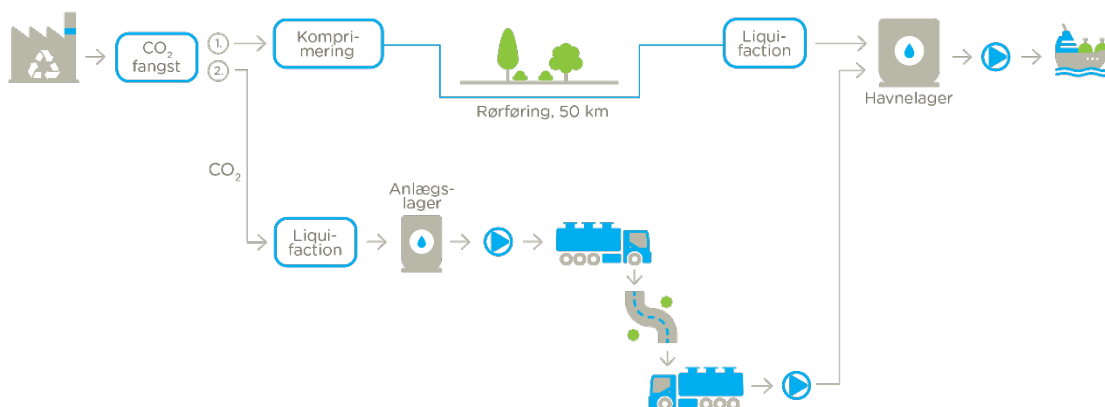
CO ₂ fangst	Proces, der etableres i umiddelbar nærhed af affaldsenergianlægget med det formål at trække CO ₂ ud af røggassen og koncentrere denne til en "ren" CO ₂ gas.
Tryksætning	Fortætning af CO ₂ gasses således, at denne omdannes til en væske, der lettere kan transporteres. Processen er energikrævende og der kan udvindes fjernvarme fra processen, hvorfor de med fordel kan etableres i umiddelbar nærhed af affaldsenergianlægget.
Sitelager	Midlertidig lagring i umiddelbar nærhed af affaldsenergianlægget. Lageret skal anvendes, ved vejtransport med tankbiler. Ved transport gennem rørledning er sitelager unødvendigt.
Landtransport	Transport fra affaldsenergianlæggets tryksætning (evt. sitelager) frem til midlertidigt lager på havn. Der er to mulige transportmuligheder for landtransport: tankbiler og rørledning.
Midlertidigt lager	Ved den efterfølgende skibstransport skal det sikres, at den fortættede CO ₂ kan lagres i umiddelbar tilknytning til havnens udlosningssystem. Fra Havnelageret pumpes den fortættede CO ₂ direkte over i tankskibet.
Søtransport	Den fortættede CO ₂ sejles til bestemmelsesstedet.
Endelig lagring	Fra skibet komprimeres og forgasses (om nødvendigt) den fortættede CO ₂ , hvorefter den lagres i undergrunden.

Til ovenstående proceskæde skal det bemærkes, at der for de sidste tre trin med midlertidigt lager, søtransport og endelig lagring, findes en særlig variant, hvor tryksat CO₂ i rørledning føres direkte fra anlæggets tryksætning frem til den endelige lagring i dansk kystnært lager. Ved en sådan løsning spares omkostninger til både det midlertidige lager og den efterfølgende søtransport.

I nedenstående Figur 2 og Figur 3 ses skematisk fremstilling af de forskellige delprocesser som beskrevet ovenfor.

Figur 2 viser processen fra anlægget frem til havnelageret med de to forskellige transportmuligheder. CO₂ transporteres i dag kommercielt i tankbiler med et tryk på 15-20 bar og nedkøles til ca. -30 °C, hvormed CO₂ fortættes til en væske. Tankbiler til opbevaring af under disse temperaturer og tryk kan i dag købes kommercielt, og der transporteres ca. 25 ton flydende CO₂ pr tankvogn (tanktrailer)

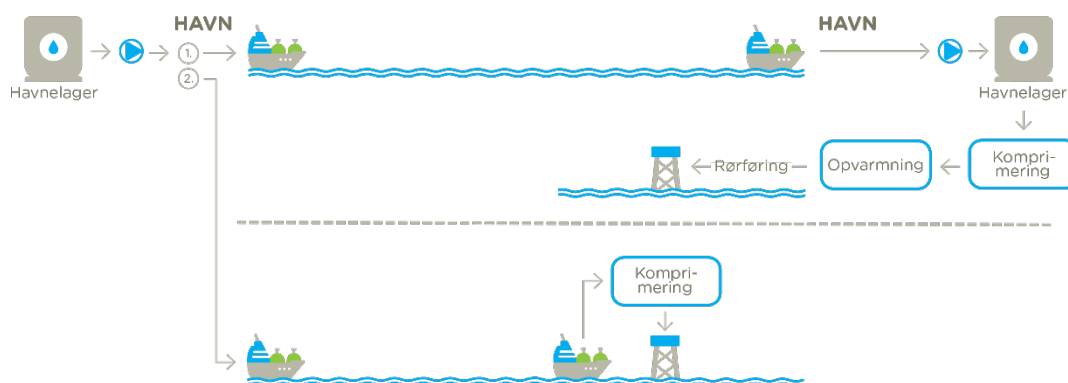
Alternativt til transport med tankvogn, er transport i rørledning. Ligesom med transport med tankvogn, ønskes CO₂ gassen fortættet, så transporten kan ske i så små rør som muligt. Transport i rørledning ved -30 °C ønskes ikke, hvorfor trykket typisk øges til 100-200 bar og gassen køles til eksempelvis 50 °C (trykafhængig). Under disse forhold fortættes CO₂ gassen igen og bliver væskelignende.



Figur 2 Schematisk fremstilling af CCS-processen trin med CO₂ fangst, tryksætning, landtransport og midlertidig lagring i havn samt udskibning.

Når gassen når frem til havnen, hvorfra den skal udskibes, kan den flydende CO₂ fra tankbilerne pumpes direkte over i et havnelager, der opbevarer gassen under samme tryk-/temperaturbetingelser. Hvis der anvendes en rørledning, vil gassen blive afkølet undervejs og friktionstab medfører, at trykket er faldet med eksempelvis 10 %. Afhængig af, hvordan gassen skal transporteres videre med skib, ekspanderes gassen til den ønskede tryk og den nødvendige køling skal gennemføres først, inden gassen kan overføres til havnelageret. For rørtransporten findes der derfor tillige en liquefaction på havnelokaliteten sted.

I Figur 3 viser den videre disponering med skibstransport, og som det fremgår af figuren, er der to forskellige veje for den videre disponering, hvilket afhænger af det set-up, der er for den platform, hvorunder der skal lagres CO₂.

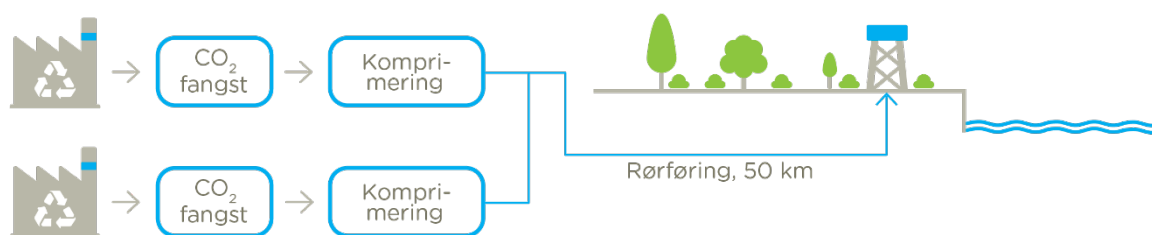


Figur 3 Schematisk fremstilling af CCS-processen trin med søtransport, komprimering, forgasning og lagring i undergrunden.

Fælles for de to lagringsmuligheder er, at gassen skal komprimeret meget (op til 200 bar), når den injiceres i undergrunden. Og for løsning 1 på figuren, sker dette på land, hvor den modtagne

gas (ved eksempelvis 15 bar/-30 °C) komprimeres og opvarmes til injektionsbetingelser (eksempelvis 200 bar/20 °C), hvorefter den via rørledninger føres ud til platformen. I løsning 2 er der ingen rørledning til platformen, hvorfor CO₂ gassen leveres "opvarmet" og under højere tryk (eksempelvis 45 bar/10 °C), hvorved det kun er nødvendigt at komprimere gassen til de endelige lagringsbetingelser

Den sidste mulighed er kystnær lagring vist i Figur 4 nedenfor hvor trykket er som ved rørføring ovenfor men der er intet lager hverken på anlæg eller ved modtagelse, så CO₂ pumpes direkte i CO₂ lageret ved produktion og eneste buffer i systemet er rørledningen og det volumen, der er der.



Figur 4 Kystnær lagring af CO₂ f.eks. som ved Hanstholm i Nordjylland eller ved Havnsø i Vestsjælland

De vigtigste af ovenstående processtrin gennemgås nærmere i de følgende kapitler.

4.2 CO₂ fangst-scenarier

Som det fremgår af afsnit 4.1 er eksisterer der for flere af de forskellige processtrin flere muligheder for trinnes konfiguration ligesom, der gennemføres beregning på to forskellige anlægsstørrelser. Når de to anlægsstørrelser kombineres med forskellige variationer af de enkelte processtrin, opstår der således en række kombinationsscenarier, der analyseres og prisberegnes.

Opbygning af disse kombinationsscenarier er nærmere beskrevet i det følgende.

4.2.1 Kapacitetsvariationer

Der opererer med to forskellige anlægsstørrelse (affaldsbehandlingskapaciteter), og følgelig bliver kapaciteten af de efterfølgende trin en funktion heraf.

For et lille anlæg regnes affaldsbehandlingskapacitet på 10 t/h, mens der for store anlæg regnes med en kapacitet på 30 t/h.

For alle beregninger forudsættes, at behandlingen af 1.000 kg affald frigiver ca. 1.100 kg CO₂, og med en beregningsteknisk fangstrate på 85 % giver dette en CO₂ mængde på henholdsvis 9,4 t/h og ca. 28 t/h.

I kombinationsscenarierne betegnes anlægskapacitetsvariationer som følger:

- Affaldsbehandlingskapacitet på 10 t/h
- Affaldsbehandlingskapacitet på 30 t/h

4.2.2 Energivariationer

For CO₂ fangst (CC-anlægget), kan der opstilles en række forskellige energivariationer afhængig af, hvorledes energiinput til CC-anlægget i form af damp, søges genvundet til fjernvarmeproduktion ved hjælp af varmepumper.

Som referenceanlæg gennemføres der indledningsvist en beregning af el-/varmeproduktion fra affaldsenergianlægget, helt uden integration med CO₂ fangst. Formålet med disse beregninger er at belyse de ændringer, der sker, hvor der implementeres CO₂ fangst på affaldsenergianlæg.

Som laveste energigenvindingsvariation opstilles et system, hvor CC-anlægget etableres uden brug af varmepumper. I dette system genvindes kun varme fra de anlægskomponenter, hvor temperaturen giver en varmeproduktion, der direkte kan anvendes i fjernvarmesystemet. Øvrige varmekilder må bortkøles.

Som den mellemste energigenvindingsvariation etableres der en varmepumpe kredsløb på den anlægskomponent, hvor det største varmetab finder sted, nemlig absorbereren. Øvrige varmekilder bortkøles.

Som den højeste energigenvindingsvariation etableres der varmepumper på alle de anlægskomponenter, hvor der finder et varmetab sted, og der forudsættes således ingen bortkøling af den tilførte dampenergi.

I kombinationsscenarierne betegnes energigenvindingsvariationerne som følger:

- E0: Intet CC-anlæg
- E1: CC-anlæg uden varmepumpe
- E2: CC-anlæg med varmepumpe på absorber
- E3: CC-anlæg med varmepumpe på alle varmekilder

4.2.3 Tryksætningsvariationer

For tryksætning kan der opstilles to variationer, der igen påvirker den efterfølgende lagring og transport. Med tryksætningsvariationerne følger derfor også den efterfølgende transport over land den såkaldte landtransport.

Den ene tryksætning komprimerer og afkøler CO₂ gassen til ca. 15 bar/-30 °C (liquefaction), hvorved gassen fortættes til en væske med en massefylde på ca. 1080 kg/m³. Den fortættede CO₂ lagres efterfølgende i kryoanlæg, hvorfra den kan fyldes på tankvogne (tanktrailere) for transport på vej.

Den anden tryksætning komprimerer og afkøler CO₂ gassen til ca. 120 bar/40 °C, hvorved gassen ligeledes fortættes til en væskelignende tilstand med en massefylde på ca. 750 kg/m³. Formålet med denne tilstand er at overføre CO₂ direkte til en rørledning, hvorved lagring i site tanke og logistik med tankvogne undgås.

I kombinationsscenarierne betegnes tryksætningsvariationerne som følger:

- Vej: 15 bar/-30 °C for transport med tankvogn
- Rør: 120 bar/40 °C for transport med rørledning (pipe)

4.2.4 Lagervariationer

Selve lagringen af CO₂ i undergrunden med hensyn til tryk og temperatur reguleres ene og alene af modtager af CO₂, da tryk og temperatur kan afspejle de forhold, der konkret gør sig gældende i undergrunden. Der er dog en væsentlig forskel på, hvorvidt den boreplatform, der kan modtage CO₂ og lagre den i undergrunden, er forsynet med en rørledning fra land. Der opstilles følgende to lagringsvariationer på den baggrund.

Den ene lagringsvariation forudsætter, at platformen er forbunden til land med en rørledning og, at komprimering og opvarmning sker på landjorden. Denne variation giver derfor mulighed for, at der kan modtages CO₂ gas ved eksempelvis 15 bar/-30 °C, da den nødvendige opvarmning til reservoirbetingelserne foretages land, inden den komprimerede CO₂ ledes ud til platformen. Andre tryk/temperaturkombinationer er også mulig. Som eksempel på denne mulighed kan nævnes Northern Light projektet i Norge, mens tilsvarende set-up findes hos eksempelvis Acorn i England

Den anden lagringsvariation har ingen rørledning til land, hvor al gas til/fra platformen skal transporteres med skib. Da der normalt ikke eksisterer den nødvendige opvarmningsmulighed til at bringe den modtagne CO₂ op til reservoirbetingelserne, forudsætter denne løsning, at der modtages CO₂ gas ved eksempelvis 45 bar/10 °C. Komprimering fra 45 bar til eksempelvis 200 bar, vil så ske til søs, mens skibet ligger ved boreplatformen og losses. Som eksempel på denne mulighed kan nævnes GreenSands projektet i Nordsøen.

I kombinationsscenerierne betegnes lagervariationer som følger:

Lager 1: Modtagelse ved eksempelvis 15 bar/-30 °C

Lager 2: Modtagelse ved eksempelvis 45 bar/10 °C

4.2.5 Kombinations-scenarier

Kombineres ovenstående processtrin variationer, kan der opstilles i alt 24 kombinations-scenarier fra ovenstående, og eksempelvis findes en variation med en affaldsbehandlingskapacitet på 30 t/h, etablering af CC-anlæg uden varmepumpe, hvor CO₂ komprimeres og køles til 15 bar/-30 °C efterfulgt af landevejstransport til havn, hvorfra CO₂'en udskibes til et lagersystem, lignende betingelserne for Northern Light projektet.

Det skal bemærkes, at kombinationsmuligheden vejtransport og Greensands lager ikke umiddelbart synes gennemførligt, da dette fordrer, at CO₂ ved modtagelse på havnen både skal komprimeres fra 15 bar til 45 bar og opvarmes fra -30 °C til 10 °C. Det synes kun at give mening for det tilfælde, at der allerede er etableret et CO₂ fangst kæde med Greensands og, at der efterfølgende tilføres CO₂ fra et anlæg, hvor landtransportomkostningerne er betinget af transport ad landevej (Vej).

Dertil kommer at scenarierne vurderes på kort sigt, hvilket er defineret som før 2030, og lang sigt som er efter 2030.

5. CO₂ FANGST

Kernen i CCS-processen er selve fangsten af CO₂ med en absorber (aminskrubber) og den efterfølgende regenerering af absorberens amin med en stripper, hvor CO₂ frigives igen for videre disponering. Absorberprocessen generer varme ved relative lave temperaturer og stripperprocessen er meget energikrævende i form af lavtryksdamp. I det følgende beskrives disse processer ud fra energimæssige betragtninger og det beregnes, hvorledes disse processer energiteknisk bedst kan implementeres på affaldsenergianlæg.

5.1 Energianalyse

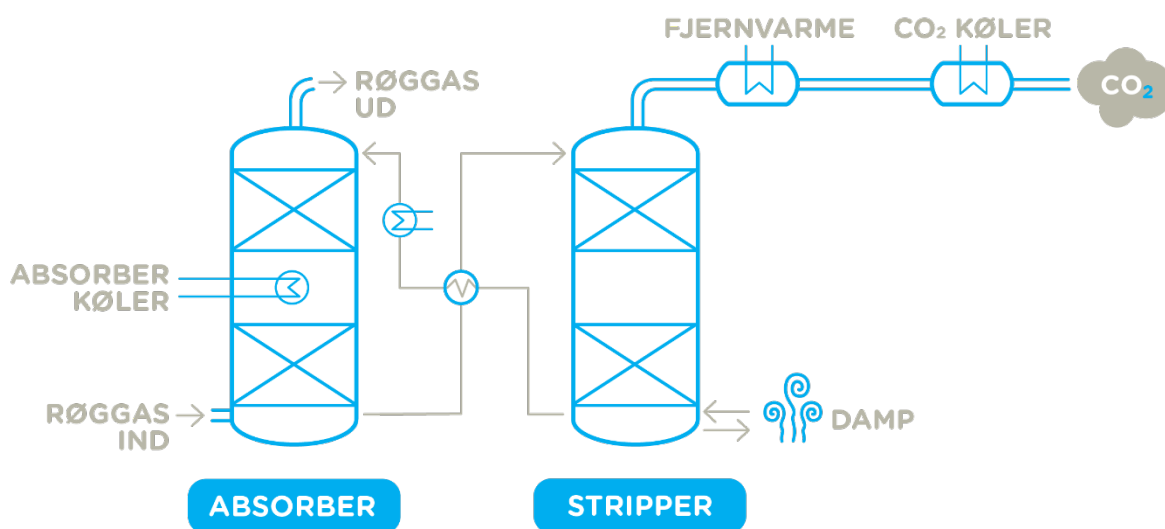
Integrering af CO₂ fangst på et affaldsenergianlæg modelleres ved kombineret brug af forskellige modelleringsværktøjer, såsom Thermoflex og RamSteam. Der er for hver af de opstillede scenarier beregnet, hvorledes energien kan udnyttes mest optimalt. Ved beregning på et affaldsenergianlæg uden integreret CCS, kan det således beregnes, hvilke nettovirkninger på el-/varmeproduktioner, der følger af implementering og integrering af CCS på anlægget.

Energianalyserne gennemføres for forskellige kombinationer af affaldsbehandlingskapacitet og graden af energigenvinding på absorberen og stripperen under forudsætning af et sæt standardiserede temperatursæt for fjernvarmens frem-/returløb.

5.1.1 Metode

Der er for hver af de to affaldsbehandlingskapaciteter (10 og 30 ton affald/time) opstillet tre CO₂-fangstscenarier med forskellig grader af energigenvinding, og der opstilles tillige et referencescenarie for hver af de to kapaciteter til sammenligning. Der er således taget udgangspunkt i de fire følgende forskellige energigvindingsmuligheder i analysen:

1. Referencescenarie uden CO₂-fangst
2. CO₂-fangst på anlægget uden varmepumpe
3. CO₂-fangst på anlægget med varmepumpe på absorber
4. CO₂-fangst på anlægget med maksimal varmepumpe



Figur 5 Proces-oversigt over CO₂ fangst-enheden (CC-anlæg)

I Figur 5 ses en principiel opstilling af kerneprocessen med absorber og stripperen: Figuren viser videre de vigtigste masse-/energistrømme i processen. I den viste proces indgår der følgende underkomponenter/-systemer, som kort beskrevet nedenfor.

- Absorber, hvor aminen (typisk monoethanolamin – MEA) i opløsning absorberer CO₂ fra røggassen. Denne reaktion er exoterm, hvilket betyder, at der frigives varme under absorptionen. Røggassen fra affaldsenergianlægget tilføres absorberkolonnen i bunden således, at aminopløsningen og røggassen bevæger sig i modstrøm. Den rensede røgstrøm føres efterfølgende ud af absorberens top. Aminopløsningen, der nu er rig på CO₂, tages ud af absorberens bund og føres til regenerering i stripperen.
- Absorberkøler er en varmeveksler, der nedkøler absorbereren således, at energien fra den eksoterme absorptionsproces ikke giver anledning til uønskede høje temperaturer i absorbereren.
- Stripper, hvori den CO₂-rige aminopløsning regenereres, frigiver CO₂ ved ca. 100 °C, ved at "koge" aminopløsningen ved damptilførsel. Den frigivne CO₂ føres ud igennem toppen af stripperen sammen med vanddamp fra aminopløsningen. I bunden af stripperen er der en genopvarmingskedel, der benytter damp til at foretage den nødvendige varmetilførsel til stripperen for frigivelse af CO₂.
- Kondensering fra stripperen sker på den afstrippede CO₂, og processen foregår i to trin. I første trin er temperaturen på CO₂ og den vanddamp, der følger fra stripperen, høj, hvorfor dette trin umiddelbart kan anvendes til fjernvarmeproduktion, I andet trin er temperaturen lavere, og her køles CO₂ gassen inden videre disponering.
- Mellem absorber og stripper er der en varmeveksler, hvor den CO₂-fattige aminopløsning fra stripperen afkøles ved opvarmning af den CO₂-rige aminopløsning fra absorbereren. Denne varmeveksler er essentiel for at opnå en generel god varmeøkonomi i CO₂-fangstenheden (absorber-/stripperprocessen).

Formålet med varmegenvinding i CO₂-fangstenheden er at producere så meget fjernvarme som muligt.

Retur- og fremløbstemperaturerne i fjernvarmen er forudsat til henholdsvis 40 °C og 90 °C. Den varme, der kan genvindes i CO₂-fangstenheden, fås ved forskellige temperaturniveauer, hvor ikke alle temperaturer fordrer direkte fjernvarmeproduktion.

Varmeudvindingen ved stripperudgangen foregår ved høj temperatur (~ 100 °C), og energien her kan anvendes direkte til fremstilling af fjernvarme ved 90 °C. Den varme, der genvindes fra absorbereren, fås ved lavere temperatur (maks. 70 °C). På grund af en lavere temperatur kan denne varme ikke anvendes direkte til at producere fjernvarme ved indgangstemperaturen på 90 °C. Den varme, der er til rådighed efter afkøling af aminopløsningen og CO₂'en inden den forlader enheden, har en lav temperatur på ~ 35 °C til 43 °C. Denne varme kan ikke bruges direkte til produktion af fjernvarme, og er generelt svær at udnytte, da temperaturniveauet er tilnærmet lig med eller lavere end returtemperaturen af fjernvarme.

Grundet kompleksiteten i varmegenvinding i CO₂-fangstenheden, er der udarbejdet en række forskellige scenarier, der går fra de mest teknisk set enkle og med laveste varmegenvinding til de mest komplekse og med den højest mulige varmegenvinding og dermed også højest fjernvarmeproduktion.

I energimodelleringerne indgår fire følgende energigenvindingsmuligheder, som nærmere beskrevet nedenfor:

- Scenarie E0: Energi- og massebalancerne på WtE-kraftværket, hvor der ingen CO₂-fangstenhed er etableret. Dette scenarie fungerer som et referencescenarie (baseline case).
- Scenarie E1: Sammenlignet med referencescenariet implementeres der en CO₂-fangstenhed ved kraftværket. Varmegenvindes fra stripperudgangen i CO₂-fangstenheden til produktion af vand til fjernvarme. Varmen udvundet fra absorberer går til spilde.
- Scenarie E2: Tilsvarende scenarie E1, men med tilføjelse af en varmepumpe som anvender varmen der genvindes fra absorberer som varmekilde og fjernvarme som kølemiddel for at øge fjernvarmeproduktionen.
- Scenarie E3: Tilsvarende scenarie E2, men med genvinding af kølevandet, der bruges til at afkøle aminopløsningen inden det tilføres absorberer, samt afkøle strømmen af frigivet CO₂. Anvendelsen af denne varme gør det muligt at bruge en højere strømningshastighed for kølevandet i absorberens kredsløbet, og dermed øge varmeoverførslen ved fordamperen i varmepumpen. Dette er det scenarie med det mest komplekse layout og med den højeste varmegenvinding.

Kombinationen af de to forskellige affaldsbehandlingskapaciteter (10 og 30 ton affald/time) og de fire forskellige grader af energigenvinding giver i alt 8 situationer, der er blevet undersøgt.

Masse- og energibalancerne i WtE-anlægget er beregnet ved hjælp af Rambølls beregningsværktøj *RAMsteam*. CO₂-fangstenhedens termodynamiske modellering er udført ved hjælp af den kommercielle software Thermoflex®. Afslutningsvis er resultaterne af de to modeller integreret med det formål at evaluere systemets samlede ydeevne (Affaldsenergianlæg + CO₂-fangstenhed).

En grundlæggende beregningsforudsætning er, at affaldsenergianlæggene er bestykket med en linje til affaldsbehandling, og at denne er etableret med moderne teknologi for røggasbehandling herunder røggaskondensering.

I scenarie 1 etableres ingen varmepumper, og der udnyttes "kun" den spildvarme fra CO₂-fangstenhed, der umiddelbart kan overføres til fjernvarmesystemet. I scenarie 2 og 3 introduceres successivt mere varmepumpekapacitet, hvor varmekilden er de kølevandskredse, der anvendes i absorberer for at regulere temperaturen i denne. Videre introduceres også varmepumpe på kølekredsen på CO₂ i afgang fra stripperen.

I scenarierne hvor der anvendes en varmepumpe, er det antaget, at den elektricitet, varmepumpen kræver tages fra egen turbine/generator, hvilket reducerer nettoproduktion af elektricitet på anlægget.

Tabel 1 vises de grundlæggende forudsætninger og antagelse for såvel det affald, der behandles som det fjernvarmesystem, der leverer fjernvarme ind til. Videre viser tabellen anlægsspecifikke designdata for ovn-/kedel og turbine m.v. ligesom tabellen også indeholder bestemmende designdata for CO₂-fangstenhedens absorber og stripper.

Parameter	Units	Value
Nedre brændværdi, affald	MJ/kg	11
Luft overskuld	-	1,60
Frisk damp	bar/°C	52/427
Deaeratorstemperatur	°C	130
omgivelsestemperatur	°C	22
Røggastemperatur, kedeludløb	°C	171
Fjernvarme retur og frem temperatur	°C	40/90
CO ₂ fjernelseseffektivitet	-	85%
MEA reaktionsvarme	kJ/kg	1918,8
Udgang fra stripperen, temperatur	°C	100
Maksimal udgangstemperatur for absorberkøling	°C	70
Røggasttrykfall i CC-enhed	mbar	35
damp til stripperen	bar/°C	3/140
Udgang CO ₂ parameter	bar/°C	1,724/35
Varmepumpe COP	-	3,417

Tabel 1 Forudsætninger for energianalyserne

5.1.2 Resultater

Detaljerede informationer og de modellerede systemer og anlæg med informationer om interne egergistrømme og anlægskonfiguration kan ses i Appendix 1 og 2, hvor processerne illustreres med RAMsteam og Thermoflex®. I Tabel 2 og Tabel 3 vises beregningsresultaterne for affaldsenergianlæg med behandlingskapacitet på 30 t/h for de fire forskellige energigenvindingsmuligheder, der indgår i denne rapport's analyser.

Tabel 2. Energianalyse til 30 t/h anlægget

SCENARIO	E0	E1	E2	E3
Anlægsstørrelse ton affald/h	30	30	30	30
Varmepumpe	Nej	Nej	lille	stor
CO₂ fanget ton CO₂/h	0	28,23	28,23	28,23
Indfyret energi, affald MW	91,7	91,7	91,7	91,7
Elproduktion, brutto MWel	22,4	17,7	17,5	17,5
Egetforbrug, estimeret MWel	2,1	2,4	2,8	2,9
CC + varmpumpeforbrug MWel	0	0,2	6,1	8,2
Elproduktion, netto MWel	20,3	15,1	8,6	6,4
Fjernvarmeproduktion MW	73,3	61,4	80,8	87,7
<i>CO₂ fangst detaljer</i>				
Elforbrug (inkl. varmpumper) MWel/kgCO₂	0	0	0,8	1,0
Energiforbrug, stripper MW/kgCO₂	0	3,4	3,4	3,4
Dampforbrug, stripper MW	0	26,6	26,6	26,6
Fjernvarme (ny produktion) MW	0	9,0	28,6	35,4

Brugen af CO₂-fangstenheden kræver en betydelig mængde højtemperaturvarme i form af damp til stripperen, for at drive processen, og dampforbruget svarer til ca. 30 % (masseflow) af det samlede dampflow fra kedlen. Det skal dog bemærkes, at den anvendte damp er lavtryksdamp, hvorved en del af dampens elproduktionskapacitet, er trykket af forinden. Dette resulterer således

i et stort udtag af lavtryksdamp på turbinens lavtryksudtag, hvormed produktionen af el og varme fra turbinen reduceres (scenario 1).

I scenarie 2 og 3 genvindes den tabte varmeproduktion ved anvendelse af varmepumper, og som det fremgår af Tabel 2 og Tabel 3 stiger fjernvarmeproduktionen i scenarierne med E₂ og E₃ følgelig og i begge scenarier produceres mere fjernvarme end i referencescenarier med kraftvarmeproduktion uden CO₂-fangstenhed.

På en turbine kan der normalt udtages 10-15% damp som udtagsdamp, hvis der ikke er andre forbrugere. Det kan derfor ikke forventes, at alle anlæg umiddelbart kan levere tilstrækkeligt lavtryksdamp til drift af stripperen uden nærmere undersøgelser og evt. ombygning/tilpasning af turbinen. Brugen af den samlede mængde damp som lavtryksdamp i dette studie er derfor udtryk for en forsimpning tilgang, som nøjere bør efterprøves for hvert enkelt anlæg, og som i høj grad afhænger af, hvor stort en CO₂-fangstenhed, der etableres på anlægget.

I absorberen og stripperen genvindes en del af varmen (dampforbruget) til fjernvarmeproduktionen, og andelen af produceret fjernvarme i forhold til den samlede mængde forbrugt damp beskriver energigenvindingseffektiviteten af CO₂-fangsenheden. Energigenvindingseffektiviteten af de forskellige energigenvindingsmuligheder er ca. 34 % i scenarie 1 (uden varmepumpe) og forbruget af lavtryksdamp leder til et samlet tab af fjernvarmeproduktion på ca. 16 % og elproduktion på ca. 26 % .

Tabel 3. Virkningsgrad til 30 t/h anlægget

SCENARIO	E0	E1	E2	E3
Anlægsstørrelse ton affald/h	30	30	30	30
Varmepumpe	Nej	Nej	Lille	Stor
Elvirkningsgrad, netto	22,1%	16,5%	9,4%	6,9%
Energivirkningsgrad, netto	102,1%	83,4%	97,5%	102,5%

Anvendelsen af en varmepumpe øger varmegenvindingen og fjernvarmeproduktionen i forhold til referencescenarie, men dette sker på bekostning af en yderligere reduktion i nettoelproduktion grundet varmepumpens elforbrug. I scenarie 2 og 3 stiger fjernvarmeproduktionen med op til 20 % i forhold til et anlæg uden CO₂-fangst, og den samlede virkningsgrad for anlægget stiger fra 83,4 % i scenarie 1 til henholdsvis 97,5 % og 102,5 % i scenarie 2 og 3 som det ses i Tabel 3. Som det ligeledes ses i tabellen, falder elproduktion falder fra 15,1 MW i scenarie 1 til henholdsvis 8,6 og 6,4 MW, hvilket betyder, at netto el-virkningsgraden falder til 6,9 %, når der er fuld varmegenvinding med varmepumper på CO₂-fangsenheden.

El- og fjernvarmeproduktionen afhænger af anlæggets affaldsbehandlingskapacitet. I Tabel 4 og Tabel 5 ses de tilsvarende energiproduktionsdata for et affaldsenergianlæg med en behandlingskapacitet på 10 ton/h. Som det fremgår af tabellerne, har skaleringen imidlertid kun mindre betydning for anlæggets relative præstation.

Tabel 4. Energianalyse til 10 t/h anlægget

SCENARIO	E0	E1	E2	E3
Anlægsstørrelse ton affald/h	10	10	10	10
Varmepumpe	nej	nej	lille	stor
CO₂ fanget ton CO ₂ /h	0	9,5	9,5	9,5
Indfyret energi, affald MW	30,6	30,6	30,6	30,6
Elproduktion, brutto MWeI	7,2	5,6	5,6	5,6
Egetforbrug, estimeret MWeI	0,7	0,8	0,9	1,0
CC + varmepumpeforbrug MWeI	0,0	0,1	2,0	2,8
Elproduktion, netto MWeI	6,5	4,8	2,8	1,9
Fjernvarmeproduktion MW	24,6	20,1	26,3	28,9
<i>CO₂ fangst detaljer</i>				
Elforbrug (inkl. varmepumper) MWeI/kgCO ₂	0	0	0,8	1,0
Energiforbrug, stripper MW/kgCO ₂	0	0	0,7	1,1
Dampforbrug, stripper MW	0	3,4	3,4	3,4
Fjernvarme (ny produktion) MW	0	8,9	8,9	8,9

Resultaterne i Tabel 4 og Tabel 5 viser således, at brugen af varmepumper i scenario 3 på en anlæg med en kapacitet på 10 ton/h medfører en samlet reduktion i nettoenergieffektivitet på ca. 1 % i modsætning det store anlæg, hvor nettoenergieffektivitet stiger lidt.

Tabel 5. Virkningsgrad til 10 t/h anlægget

SCENARIO	E0	E1	E2	E3
Anlægsstørrelse ton affald/h	10	10	10	10
Varmepumpe	nej	nej	lille	stor
Elvirkningsgrad, netto	21%	16%	9,1%	6,3%
Energivirkningsgrad, netto	101,8%	81,4%	95,3%	100,9%

5.1.3 Opsamling på energianalysen

Introduktion af CO₂ fangst kræver en betydelig mængde varme i form af damp til stripperen, og massestrømmen svarer til ca. 30 % af den samlede dampproduktion fra anlægget. Det er derfor essentielt, at så meget af varme genvindes til fjernvarmeproduktion. Forskellige scenarier for energigenvinding er udarbejdet og analyseret for at undersøge, hvilken betydning øget varmegenvinding har på anlæggets produktion.

For scenariet, der beskriver den mest teknisk enkle tilgang til genvinding af varme (ingen varmepumpe), er genvindingen begrænset til direkte fjernvarmeproduktion fra stripperen, og kun ca. 34% af den damp, der tilføres stripperen, udnyttes til fjernvarmeproduktion. Ved introduktion af varmepumper kan fjernvarmeproduktionen øges med op til 20 % i forhold til et anlæg uden CO₂-fangst, men til gengæld falder elproduktionen fra ca. 15 MW til ca. 6,5 MW for et anlæg med en affaldsbehandlingskapacitet på 30 ton/h.

Resultaterne viser et behov for en afvejning mellem reduktion i produceret elektricitet og en øget varmegenvinding og fjernvarmeproduktion, hvilket kræver en teknisk-økonomisk evaluering af det optimale resultat for det totale energisystem.

5.2 Indbygning på affaldsværker

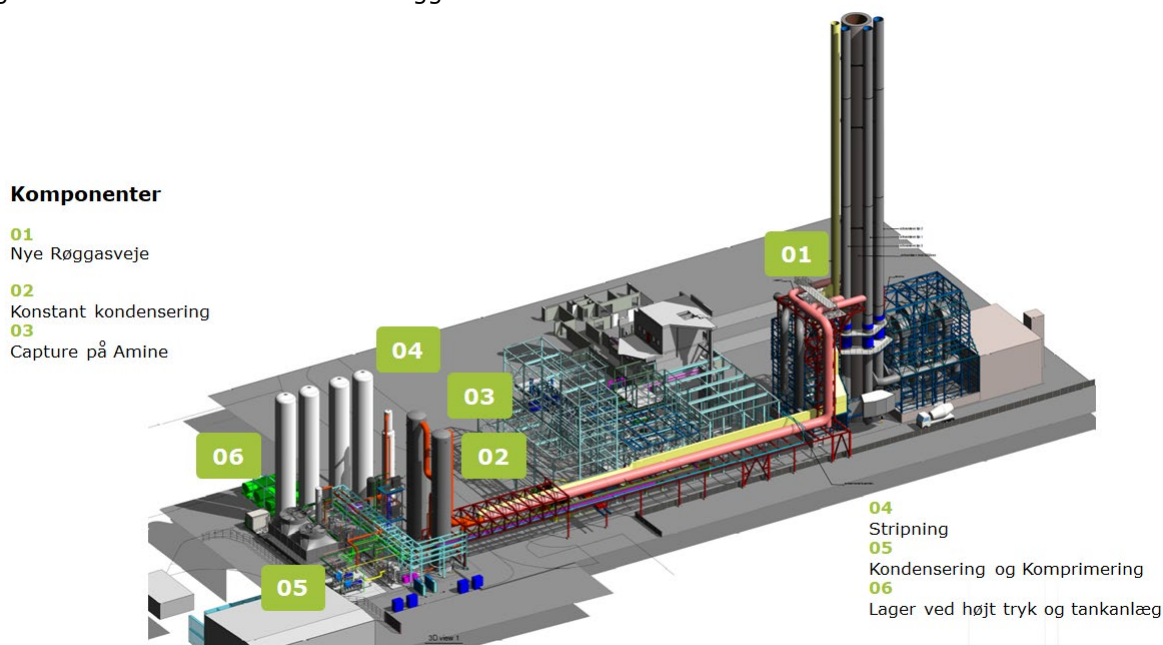
Et CO₂ fangstanlæg består i hovedtræk af en absorber, der grundlæggende er opbygget som et skrubbetårn og med omtrent samme størrelse, og en stripper, der er væsentlig mindre både i diameter og højde. Ved retrofit kan både absorber og stripper samt ID-boosterfan og forskellige tanke placeres udenfor, mens en mindre lav bygning huser udstyr som kompressorer, varmepumper, pumpestation, varmevekslere, eltavler og lignende. Hvis der skal være lokalt oplag af CO₂, kommer der hertil en række CO₂ tanke der enten kan være opretstående eller liggende cylindertanke afhængig af pladskrav.

Når et anlæg bygges til et eksisterende affaldsfyret kraftvarmeværk, vil det derfor som oftest kræve et areal udendørs i nærheden af røggasrens og skorsten.

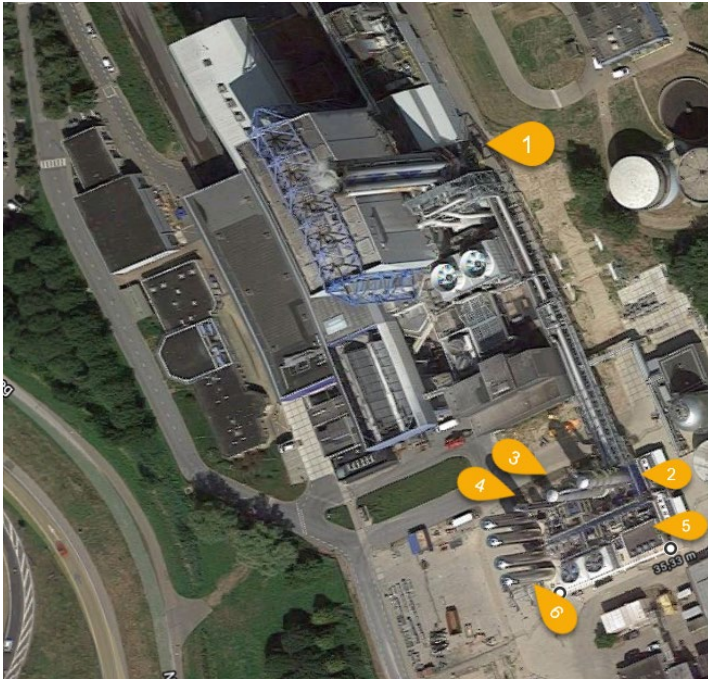
Under en planlagt revision af affaldsenergianlægget, kan der indbygges ny røggasheader med to udtag på røggaskanalerne med tilhørende afspærringsventiler i hvert udtag samt mellem udtag i eksisterende kanalføring. Herefter tilkobles det nye CO₂ fangstanlæg til affaldsenergianlægget, og der er mulighed for fuld bypass om nødvendigt.

Nedenfor i Figur 6 ses et eksempel på et layout fra Duiven i Holland, hvor CO₂ fangstanlægget er placeret ud for aflæssehal. Der er derfor behov for rørføring af røggas fra skorsten til aflæssehal og retur, hvilket primært skyldes pladsproblemer omkring skorstenen. Samlet footprint for Duiven CO₂ fangstanlægget, der har en kapacitet på ca. 100.000 ton CO₂/år, er ca. 35 x 25 m eller ca. 900 m² ekskl. CO₂-fangstkapaciteten svarer til en affaldsbehandlingskapacitet på 10-15 ton affald pr. time.

Figur 7 viser luftfoto af Duiven-anlægget i Holland



Figur 6 Layout fra Duiven i Holland hvor CC-anlægget er placeret ud for aflæssehal



Figur 7 Luftfoto af anlægget i Duiven i Holland

5.3 Driftsanalyse

Kompleksiteten i at drifte et CO₂-fangstanlæg med amineteknologi kan sammenlignes med at skulle drifte et ekstra vådt røggasrensingsanlæg. Dette gælder såvel anlæggets kompleksitet og interne reguleringsløjfer samt krav og kompetencer til driftspersonale. Anlægget indeholder en række komponenter med ikke bevægelige dele (absorber og stripper) og en række mekaniske komponenter med bevægelige dele som kræver både drift og løbende vedligehold (kompressorer, blæsere, varmpumper mm.).

Til driften af CO₂-fangstanlægget er der brug for tilsætning af en amin, der reagerer basisk, som så kan reagere med CO₂ i røggassen, som reagerer surt. Som amin anvendes traditionelt monoethanolamin (MEA), men flere anlægsleverandører har udviklet deres egen amin, som de hver især hævder er mere velegnet en monoethanolamin.

Aminen genanvendes i processen ved regenerering i stripperes, hvor CO₂ drives ud af amin-CO₂ adduktet ved hjælp af damp. En del af aminen nedbrydes dog i CO₂-fangstanlægget og forlader anlægget som nedbrydningsprodukter, ligesom der også finder også en vis forurening sted af aminen, og der produceres et aminslam af den forurenede amin. Aminslammet kan evt. tilføres affaldstragten, og destrueres sammen med affaldet.

Aminen "slides" således løbende i processen, hvorfor der skal påregnes en vis udskiftning/fornyelse af denne. Der er derfor behov for en lagertank, hvorfra der kan føres "frisk" amin til processen.

Når CO₂ fangstanlægget er i drift, skal røggaskondensering også være i fuld drift således, at røggassen køles til ca. 40 °C. Ved røggaskondenseringen fjernes overskydende vanddamp fra røggassen inden CO₂-fangstanlægget således, at der ikke opstår ubalance i de interne vandbalancer. Hvis varmen fra røggaskondensering ikke kan afsættes som fjernvarme, må den køles væk i luftkølere. Det samme gælder varmen i CO₂-fangstanlægget fra den forbrugte damp, køleenergi i absorber og CO₂ køler.

Der kan samlet set (røggaskondensering og CO₂-fangstanlæg) være tale om mange MW varme, og det kan ikke udelukkes, at nogle anlæg kan få behov for at installere tørkølere, hvis varmemarkedet ikke tilsiger, at den samlede varmeproduktion kan afsættes til fjernvarmemarked. Behov for tørkølere skal derfor vurderes individuelt, da alternativet til kølig er enten at reducere laste på affaldsenergianlægget eller at drifte anlægget uden CO₂-fangstanlægget. Det er også muligt at drifte CO₂-fangstanlægget ved brug af lavere varmegenvinding, men i dette tilfælde, skal der alligevel etableres køler til absorbereren og stripperen.

5.4 Indkøb og marked

Der er i dag en række leverandører af CO₂-fangstanlæg med amin-skrubning af røggasser svarende til røggas fra et affaldsenergianlæg, og markedet for CO₂-fangstanlæg må betragtes som tæt på modent. Der er dog en række leverandører, som enten skal tilpasse sig branchen (de kommer fra fødevareproduktion) eller til størrelsen (kombinationen af meget røggas og meget CO₂), og næsten alle leverandører skal tilpasse sig kraftværksdesign og dermed den designfilosofi og garantier for udstyr og dets ydeevne, som vi forventer af en leverandør til branchen. Der forventes derfor en moderat øget konkurrence og optimering over de næste 10 år, der kan lede til prisreduktioner på ca. 20 %.

Systemintegration er ikke noget ret mange leverandører har arbejdet intensivt med, og derfor forventes markedet i en lang periode ikke at kunne modsvare anlæggenes behov herfor. Det må derfor forventes, at anlægsejeren selv skal stå for en række integrationer mod fjernvarme, procesdamp, varmepumper og køleanlæg for at opnå optimalt anlægsdesign, og for at holde anlægsinvesteringerne i ave.

Priserne i markedet viser, at nogle leverandører prissætter risiko meget højt, hvilket betyder, at fordelen ved at udbyde projekter i flere pakker (lots), og dermed som bygherre påtage sig en del af systemrisikoen, vil være fordelagtig i en årrække fremover. Dette er fint illustreret ved projektet i Duiven, Holland hos AVR, hvor anlægsejeren og bygherren AVR tog en del af procesrisikoen og arbejdede sammen med leverandøren om design. Dette resulterede i en meget attraktiv pris på det samlede anlæg, om end det må forventes, at AVR har måtte undvære nogle af de garantier fra leverandøren, som man normalt gerne ser i et sådant projekt.

6. TRYKSÆTNING OG CO₂ TRANSPORT

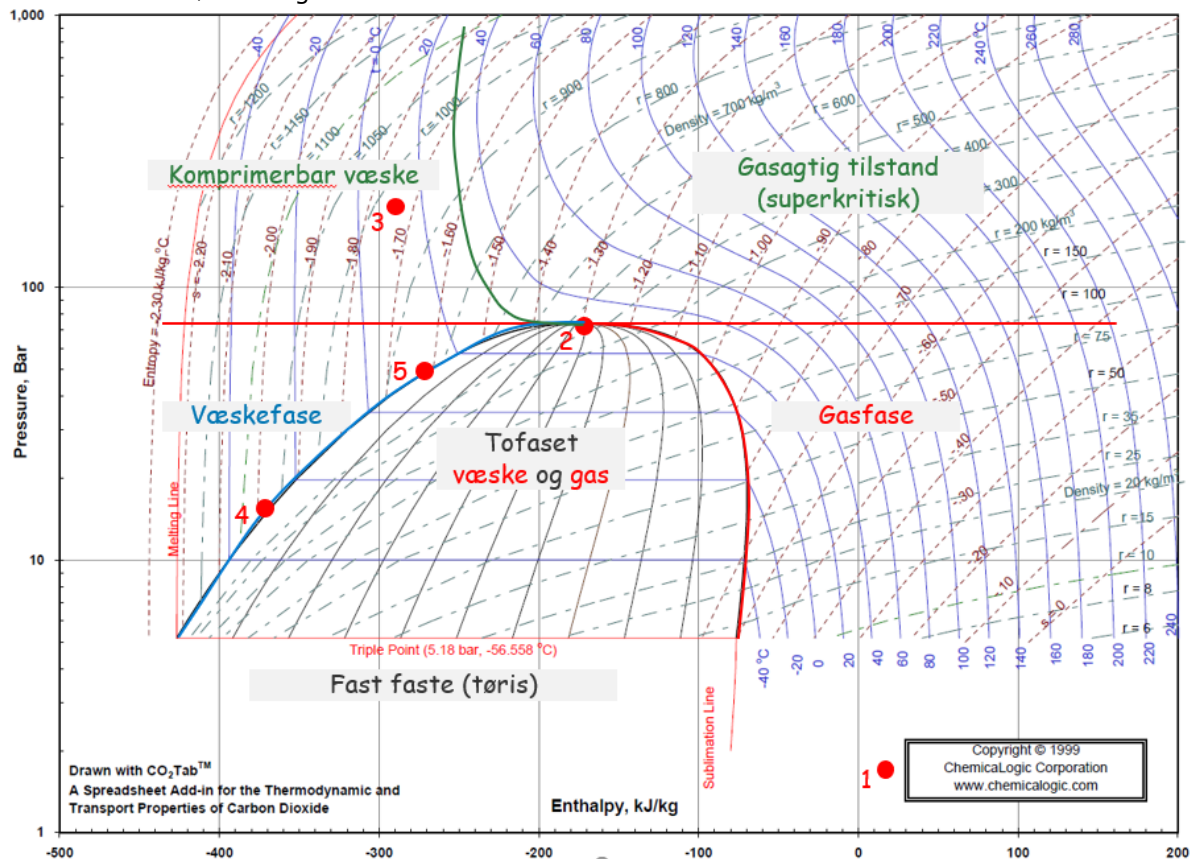
Under standardbetingelser som med et lufttryk på 1 atmosfære og temperatur på 20 °C, er CO₂ en gas i lighed med luft. For at opnå en priseffektiv transport og lagring af CO₂ er det nødvendigt at fortætte gassen til en væske eller til en væskelignende tilstand, hvormed gassens densitet (massefylde) stiger med ca. 500 gange, hvilket gør det økonomisk rentabelt at lagre og transportere gassen.

Fortætning til væske kaldes på engelsk "liquefaction", og i det følgende beskrives forskellige aspekter i tryksætning, herunder de forhold der gør sig gældende for højtryksprocesser og liquefactionprocesser.

6.1 Hvordan fortættes CO₂

Som beskrevet ovenfor er CO₂ en gas ved standardbetingelser, men i lighed med alle andre gasser, kan CO₂ omdannes til en væske eller til en væskelignende tilstand, når trykket øges og temperaturen reduceres.

I Figur 8 ses et såkaldt p-h tilstandsdiagram for CO₂, hvor gassens tilstand afbildes med trykket (p) op af y-aksen og entalpien (varmeenergiindhold) ud ad x-aksen. Midt i diagrammet ses en dome (kuppel), der adskiller gassen i en gasfase til højre for den røde del af domen og under den vandrette røde streg, mens væskeformig CO₂ findes til venstre for den blå del af domen og under den vandrette røde streg.



Figur 8 p-h tilstandsdiagram for CO₂ med udvalgte tilstande markeret. 1) er CO₂ fra CC-anlægget, 2) er det kritiske punkt for CO₂ og 3) er typisk injektionsbetingelse for CO₂. De to typiske tilstande er vist med 4) og 5), hvor 4) er 15 bar/-30 °C og 5) er 45 bar/10 °C.

For tryk over det kritiske tryk på 73 bar (vist i Figur 8 med rød plet mærket "2") eksisterer der ingen faseovergang mellem væske og gas, hvorfor den højre side af diagrammet over den røde vandrette linje betegnes som en gasagtigtilstand og den venstre side som en komprimerbar væske.

I Figur 8 er CO₂, når den kommer fra CC-anlægget, vist med en rød plet mærket "1", mens forholdene ved de typiske injektionstilstande er vis med mærket "3". Det er således tydeligt, hvordan gassen både skal komprimeres væsentligt (op ad y-aksen) og der skal fjernes varmeenergi (til venstre ad x-aksen) for at tilstanden kan nås.

For at bringe gassen over på væsketilstand anvendes typisk enten 15 bar/-30 °C, som er vist med "4" i Figur 8 mens 45 bar/10 °C er vist med "5" i figuren.

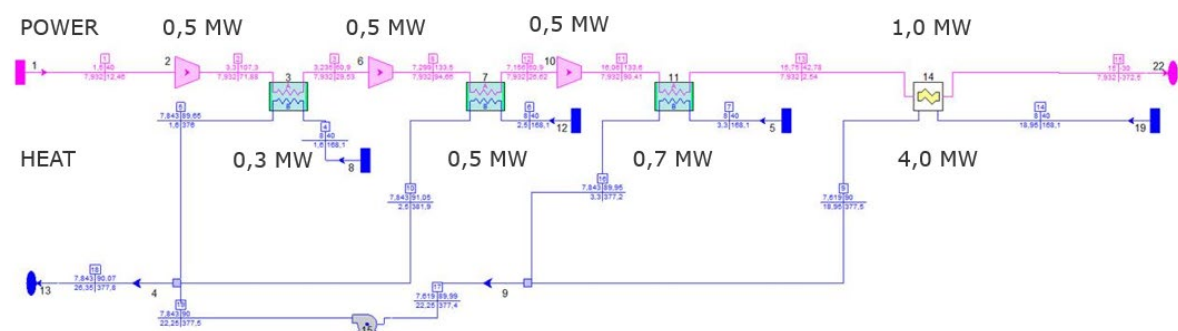
Fordelen ved tilstand "5" er, at det her er muligt at komprimere gassen direkte fra "5" til "2", uden tilførsel af varmeenergi. Komprimeringen vil øge temperaturen noget over de 10 °C, men afkøling i rørledning og reservoir vil sikre dette.

Når tilstand "4" komprimeres til eksempelvis 200 bar stiger temperaturen til ca. -20 °C, hvilket ikke er tilstrækkeligt for injektionen, hvorfor der tillige skal tilføres varmeenergi.

6.2 Liquefaction til transport med tankvogn

Ved liquefaction til transport med tankvogn komprimerer og afkøler CO₂ gassen til ca. 15 bar/-30 °C, hvorved gassen fortættes til en væske med en massefylde på ca. 1080 kg/m³. Den fortættede CO₂ kan lagres både på lager ved anlægget og havnelageret kryotanke, hvorfor der ikke skal tilføres energi undervejs i denne transportkæde udover pumpeenergi til at overføre væsken fra en tank til en anden. Den flydende CO₂ kan videre overføres til tankskib og derfra losses til modtagerens lagertanke.

I Figur 9 er det skematisk vist, hvorledes CO₂ komprimeres og køles til 15 bar/-30 °C. De viste processer er gældende for en stor anlæg med en affaldsbehandlingskapacitet på 30 t/h.



Figur 9 Energiforbrug/-produktion ved liquefaction af CO₂ til 15 bar/-30 °C.

Som det fremgår af Figur 9 er der ved processen et samlet el-forbrug på ca. 2,5 MW, og der genereres varmeproduktion på ca. 5,5 MW, hvoraf ca. 100 % kan udnyttes til direkte fjernvarmeproduktion.

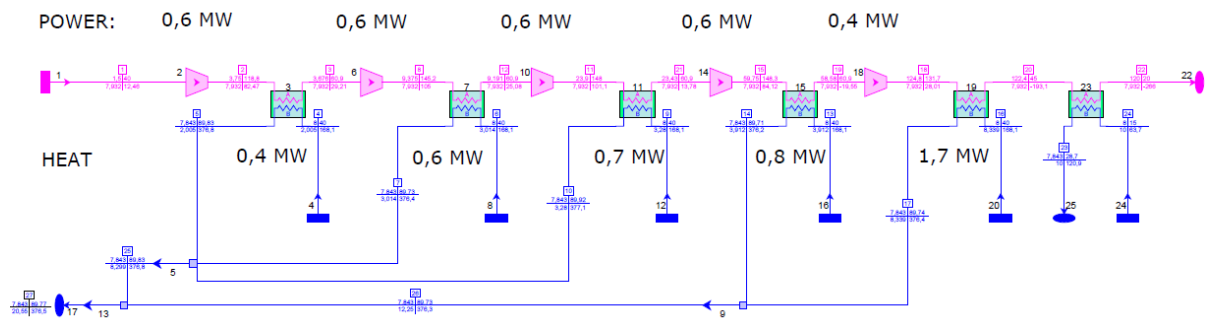
6.3 Højtryk til transport med rørledning

Ved tryksætning til transport med rørledning komprimerer CO₂ gassen væsentlig mere end ved vejtransporten og tryk på omkring 120-150 bar er ikke usædvanligt. Efter komprimering køles

gasses til eksempelvis 50 °C, hvorved den ledes ind i rørsystemet. Den fortættede CO₂ er i en superkritisk tilstand med en massefylde på ca. 700 kg/m³. Den fortættede CO₂ behøver ikke lagring på stedet, da den overføres direkte og kontinuert til rørsystemet. Transporten i rørsystem kræver som sådan intet energiinput, men selve transporten medfører et tryktab på ca. 10 % over en strækning på 50 km. Når gassen kommer frem til havnelageret, vil den således have et tryk på omkring 135 bar, og under transporten er temperaturen videre reduceret til ca. 25 °C.

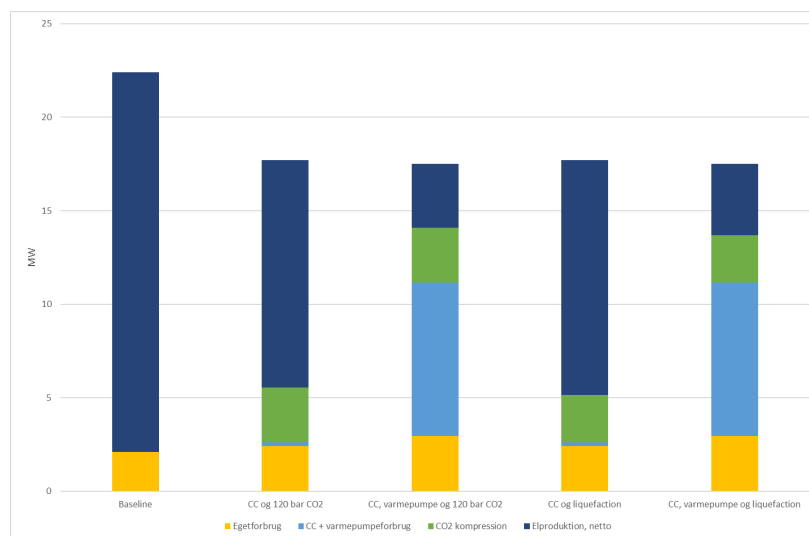
135 bar/25 °C er fortsat en gas i superkritisk tilstand og det er nødvendigt at dekomprimere denne når den skal overføres til havnelageret.

I Figur 10 er det skematisk vist, hvorledes CO₂ komprimeres og køles til 120 bar/45 °C, hvorefter der afslutningsvist foretages en yderligere køling til 20 °C. Sidstnævnte køling kan evt. foregå ved afkøling af gassen i rørledningen under transport, og kølingen er derfor vist uden varmegenvinding. De viste processer er gældende for en stor anlæg med en affaldsbehandlingskapacitet på 30 t/h.



Figur 10 Energiforbrug/-produktion ved tryksætning af CO₂ til 130 bar/20-45 °C.

Som det fremgår af Figur 10 er der ved processen et samlet el-forbrug på ca. 2,8 MW, og der genereres varmeproduktion på ca. 4,3 MW, hvoraf ca. 100 % kan udnyttes til direkte fjernvarmeproduktion. Som opsummering kan det forbrugte energi til kompression og liquefaction sidestilles med forbruget til varmepumper og i Figur 11 ses det, hvordan det påvirker den samlede resulterende elproduktion til rådighed for eksport fra et 30 ton/h anlæg.



Figur 11 Elforbrug og produktion uden CO₂ fangst, ved eksport af CO₂ til rørledning på 120 bar eller 15 bar og -30 C til tankvogne samt med og uden varmepumpe.

6.4 Tørring af CO₂

Af hensyn til injiceringen i undergrunden (den endelige lagring) skal CO₂ gassen tørres. Når CO₂ gassen kommer fra CC-anlægget er den mættet med vand ved den aktuelle temperatur og tryk. Ved afkøling efter hvert kompressionstrin (se Figur 9 og Figur 10) vil der udkondenseres vand, der kan drænes fra den komprimerede og afkølede CO₂, hvilket tørrer gassen til dels, men for at opnå en tørret gas med eksempelvis under 100 ppm vand, er det nødvendigt tillige at tørre gennem en desiccanttørrer eller lignende.

6.5 Landtransport

Som tidligere beskrevet er der to forskellige principper for transport over land (landtransport), nemlig i) tankvogn og ii) rørledning.

6.5.1 Tankvognstransport

Ved transport i tankvogn overføres den flydende CO₂ til tankbiler, der hver kan laste ca. 25 t CO₂. For at vedblivende kunne transportere større mængder CO₂ med tankvognen, vil være nødvendigt for et større anlæg, eller for denne underleverandør, at indkøbe et større antal tanktrailere (tankvogn uden førerhus) og lade disse køre fra anlæg til havnelager eller andet opsamlingssted for fortættet CO₂.

Fyldning af en tanktrailer, kørsel frem og tilbage samt tømning og evt. lidt ventetid vil over en 50 km afstand i alt tale omkring 3 timer, hvorved en tanktrailer over i alt 15 timer pr dag, vil være i stand til at gennemføre 5 kørsler med i alt 125 ton CO₂. En tanktrailer kan således transportere, hvad der svarer til liquefaction af 5 ton CO₂ pr time.

Et affaldsenergianlæg med en behandlingskapacitet på 10 t/h skal således bruge 1-2 tanktrailere, mens et stort anlæg med en behandlingskapacitet på 30 t/h skal bruge 5 tanktrailere.

Ved udskibning under 45 bar og 100 °C, svarende til betingelserne for udskibning til f.eks. Greensand, vil en yderligere komprimering fra 15 bar til 45 bar og tilførsel af varmeenergi fra en temperatur på -30 °C til 10 °C medføre, at der på havne medgår energi til dette. For at bringe hele CO₂ mængden over på den ønskede form, skal der foretages en komprimering på havnen på ca. 0,7 MW og tilføres varmeenergi på ca. 85 MJ/kg CO₂ for et stor affaldsenergianlæg med en behandlingskapacitet på 30 t/h. Det antages i denne sammenhæng, at den nødvendige varmeenergi kan tilføres i form af gratis overskudsvarme eller lignende idet det nødvendige temperaturniveau er endog meget lavt.

6.5.2 Rørtransport

Ved transport i rørledning vil denne blive udført i alm. stål, idet risikoen for indvendig korrosion undgås med den forudgående tørring af gassen.

Med udgangspunkt i, at rørledningen fødes med CO₂ ved 120 bar og 40 °C, vil der gennem rørledningen tabes både tryk og temperatur af gasses således, at denne har et tryk på omkring 105 bar, og en temperatur på ca. 20 °C. Det skal bemærkes at tryk og temperaturforløbet gennem rørledningen er meget afhængig af rørledningens dimensionering og design, hvorfor ovenstående data kun skal betragtes som orienterende.

Når gassen ankommer til havnen, skal denne dekomprimeres til det lagertryk, der gør sig gældende for havnelageret.

Ved lagring under 45 bar og 10 °C, svarende til betingelserne for udskibning til f.eks. Greensand projektet, vil en direkte dekomprimering fra 135 bar til 45 bar føre gassen over i den ønskede tilstand uden yderligere behov for køling eller opvarmning.

Ved lagring under 15 bar og -30 °C, svarende til betingelserne for udskibning til f.eks. Acorn, Northern Light eller lignende, vil en direkte dekomprimering fra 105 bar til 15 bar medføre, at gassen bliver tofaset med en fordeling på ca. 35 % gas og 65 % væske. For at bringe hele CO₂ mængden over på væskeform, skal der derfor foretages en køling på havnen på ca. 110 MJ/kg CO₂ (samlet gas og væskeform) svarende til ca. 0,8 MW køling for CO₂ mængden fra et stor affaldsenergianlæg med en behandlingskapacitet på 30 t/h.

7. LAGRING OG TRANSPORT

7.1 Geologisk Lagring af CO₂

Efter fangst af CO₂ og fortætning af gassen skal denne transporteres og lagres permanent i undergrunden. Der arbejdes med lagring af CO₂ i undergrunden på flere fronter, og man arbejder i flere af vores nabolande Norge, Storbritannien og Holland på at finde gode og egnede projekter med de første storskalaprojekter til transport, og endelig lagring af CO₂.

FNs Klimapanel vurderer, at der er rigelig lagringskapacitet til at lagre alt fanget CO₂ i verden under alle de fremtidsscenarier de har undersøgt. FNs Klimapanel vurderer således, at der i verden er kapacitet til at lagre 3900 Gt CO₂. For at sætte dette i perspektiv så noteres det, at der i verden blev udledt 43 GT i året 2018 og at alt menneskelig aktivitet i verden skønnes at have ført til udledning af 2200 Gt CO₂ i perioden 1895-2018.

IEA har i september 2020 udgivet en analyse af de globale perspektiver for CO₂ fangst, brug og lagring. Af denne rapport fremgår nedenstående figur, der indikerer hvordan CO₂ emissioner og lagringsmuligheder er fordelt i Europa. Det fremgår af denne rapport, at lagringskapacitet i Europa vurderes til at være henholdsvis 160 GT på land og 140 GT til havs. Den overvejende del af lagringskapaciteten til havs findes i Nordsøen.



Figur 12 CO₂ udledning og mulige lagerområder i Europa (Figuren er taget fra IEAs rapport "Energy Technology Perspectives 2020".)

I England, hvor der over de sidste år har været meget fokus på CO₂ fangst, udarbejdede man i 2016 en strategisk kortlægning af landets lagringskapacitet, og her anslog man den samlede kapacitet til at være omkring 78 GT. Dvs. England har en væsentlig del af lagringspotentialet i Nordsøen.

I Danmark noterede Klimarådet i deres rapport fra marts 2020 at CO₂ fangst er særligt relevant for Danmark. Og uddyber som følger: *"GEUS estimerer, at den danske undergrund har potentiale til at lagre over 22 mia. ton CO₂ svarende til ca. 500 år med de nuværende danske udledninger. Heraf vil over 13 mia. tons kunne lagres i formationer under land og 9 mia. ton under havbunden. Boringer på land forventes at være væsentligt billigere at etablere end boringer på havet. Givet*

Danmarks store potentiale for lagring i undergrunden bør en dansk CCS-strategi også se på, hvorvidt Danmark kan hjælpe vores nabolande med at deponere CO₂ ved at tilbyde lagring i den danske undergrund til lande, der ikke har tilsvarende potentialer”.

GEUS har over mange år deltaget i flere forskningsprojekter, der har til formål at identificere mulighederne for geologisk lagring af CO₂. Det meste af arbejdet er blevet udført i EU regi med fokus på fangst og lagring af CO₂. Et af de projekter, der blev ledet af GEUS, har givet et solidt grundlag for at vurdere brugen af fangst og lagring af CO₂ som en måde at reducere CO₂-emissionerne på i hele Europa. Resultaterne omfatter blandt andet udvikling af en standard for vurdering af lagerkapaciteten i underjordiske reservoirer. Derudover har GEUS deltaget i projekter, der har undersøgt hele værdikæden fra fangst, til transport til opbevaring, samt projekter, der har undersøgt langsigtede virkninger og sikkerhedsforhold.

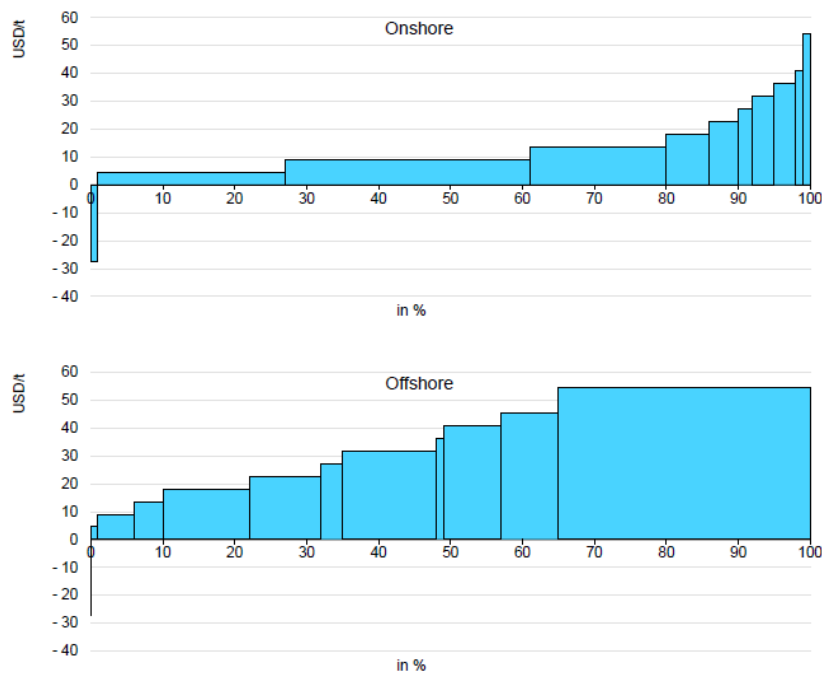
Ud fra dette arbejde er det GEUS' vurdering, at den danske undergrund er en af de mest velegnede til CO₂-lagring i hele Europa. En af grundene er, at der er udbredte sandstenslag i den danske undergrund, som har et overliggende lerstenslag. GEUS identificerede mindst ti af den slags områder, der synes at være velegnede til CO₂-lagring. Siden da har GEUS også vurderet god kapacitet i en række områder i Syddanmark, i udtømte oliefelter i Nordsøen samt et stort område af Skagerrak. Tilsammen vurderes det at disse områder kan lagre omkring 22.000 Mt CO₂. GEUS' mål er, at man inden for et eller to år vil kunne pege på mindst to områder, hvor det vil give mening at komme videre med udviklingen af betydelige danske CO₂-lagringsløsninger.

7.2 Lagringsomkostninger – internationale vurderinger

Der eksisterer ikke i dag et marked for CO₂ lagring i Nordeuropa og der er begrænset offentligt tilgængelig information om de enkelte projekters forventede prisstrategi. De mest udviklede lagringsprojekter forventes tidligst i drift i slutningen af 2024. Flere af disse projekter udvikles i faser således at mængderne i starten er lave og den første fase også dækker initiale investeringer, der sikrer en senere større kapacitet. Dette betyder ofte at lageret i første fase ofte bliver mere omkostningstungt per ton. Offentligt tilskud kan dog ikke mindst i første fase evt. reducere markedsprisen. Vurdering af markedsprisen for lagring omkring 2025 er derfor på nuværende tidspunkt forbundet med stor usikkerhed.

Senere faser udnytter ofte de initiale investeringer og priser kan baseres på større mængder, hvorved storskalafordele opnås og omkostningerne per ton bliver reduceret. Hvornår dette vil indtræde er vanskeligt at sige, men som CCS-sektoren synes at udvikle sig på nuværende tidspunkt, så virker det rimeligt at antage at flere store klynger med dertil hørende lagringsfaciliteter vil være etableret i 2030. Den Britiske regering har bl.a. udtalt, at den planlægger mod at have to store klynger etableret inden 2030. Klynger i Holland og Belgien kan også forventes udviklet på dette tidspunkt og det er sandsynligt, at Northern Lights projektets anden fase er idriftsat. Under disse omstændigheder ville vi forvente at lagringspriserne på markedet gradvist vil nærme sig de omkostningsestimater som forskellige institutioner har udarbejdet for diverse CCS-projekter.

Den amerikanske miljøstyrelse – the Environment Protection Agency (EPA) - vurderer i en kortlægning fra 2018 at halvdelen af den mulige amerikanske lagringskapacitet på land vil koste mindre end 10 USD/t og halvdelen af lagringskapaciteten til havs vil koste under 32 USD/t. Se nedenstående figur.

Figure 3.10 Indicative CO₂ storage cost curve for the United States (onshore and offshore)

Source: Based on US EPA (2018), Inventory of U.S Greenhouse Gas Emissions and Sinks 1990-2017.

Figur XX:13 Indikation af CO₂ lageromkostninger i USA - på land og til havs. (Figuren er taget fra IEAs rapport "Energy Technology Perspectives 2020".)

IEA indikerer at et tilsvarende billede forventes i andre regioner. En del af de lave priser til havs skyldes en antagelse om genbrug af udtjente olie- og gasfelter. På grundlag af ovennævnte konkluderer IEA at lagringsomkostningerne generelt forventes at være lave i forhold til omkostningerne til CO₂ fangsten.

The Zero Emission Platform (ZEP) er teknisk rådgiver for EU-Kommissionen vedrørende indførelse af CCUS. ZEP arbejder under den europæiske teknologi- og innovationsplatform (ETIP) under Kommissionens strategiske energiteknologiplan (SET-plan). ZEP udgav i december 2019 et memorandum ("the cost of subsurface storage of CO₂") med følgende vurderinger over lagringspriser i Europa:

- I 2011 offentliggjorde ZEP en analyse af de tekniske omkostninger ved transport og oplagring af CO₂. Oplagringsomkostningerne blev her anslået til at ligge i intervallet 2-20 EUR/ton. Lagre på land har en pris, der typisk er i den nederste ende af dette interval, mens lagring til havs er i den højere ende af området. Brug af lagre med stor kapacitet vil generelt resultere i lavere lageromkostninger og det bemærkes at omkostningsoverslagene gælder for en moden CO₂-lagringsindustri. I de tidlige faser af udviklingen af CO₂-lagringsindustrien forventes lagringsomkostningerne at være højere.
- I Storbritannien resulterede en detaljeret analyse af fem lageranlæg til havs i pålidelige omkostningsestimater [Pale Blue Dot, 2016]. De anslåede enhedsomkostninger for offshore transport fra land og lagring ligger i intervallet 13-20 EUR/ton. Disse omkostningsniveauer blev bekræftet af det efterfølgende detaljerede arbejde i Storbritannien, som også viste, at transport-

og lagringsomkostningerne kan reduceres betydeligt ved at genbruge og dele rørledninger og lagring til at betjene geografiske klynger af aktiviteter, der producerer CO₂.

- I Holland blev en køreplan for udviklingen af CCS fra 2010 [EBN-Gasunie, 2010] opdateret i 2017 [EBN-Gasunie, 2017], hvilket resulterede i et skøn over omkostningerne ved transport til og lagring i udtømte olie- og gasfelter i den hollandske del af Nordsøen. De anslåede enheds lageromkostninger ligger i intervallet 2-10 EUR/ton, hvilket er i overensstemmelse med de omkostningsoverslag, der blev offentliggjort i 2010 [EBN-Gasunie, 2010]. Igen antager alle disse omkostningsoverslag en fuld skala af CO₂-opsamling, -transport og -lagring i en moden industri.

7.3 Eksempler på CO₂ lagringsprojekter i Nordeuropa.

I Nordeuropa er der et antal CO₂ lagringsprojekter under udvikling. De fleste projekter udvikles som lager for en "klynge" af CO₂-udledere (på Engelsk: "Cluster"), men flere planlægger også med at kunne importere CO₂ med skib.

Blandt de mest kendte klynger/lagringsprojekter, der er udviklet til et vist niveau, kan nævnes følgende eksempler:

- Northern Lights (Norge)
- Greensand (Danmark)
- Acorn (UK)

Set med danske øjne er det endvidere interessant, at der i Danmark kan være projekter, der potentielt - på grund af deres forventede størrelse og placering tæt på land - og såfremt mængderne bliver tilstrækkeligt store, kan udvikles til at lagre CO₂ til meget lave omkostninger.

De nævnte eksempler på lagringsprojekter gennemgås kort i det følgende.

7.3.1 Northern Lights (Norge)

Northern Lights projektet er en del af et norsk fuldskala CO₂ fangst- og lagringsprojekt.

Det samlede projekt omfatter fangst af CO₂ fra to kilder i Oslofjordsregionen (fra forbrændingsanlægget FOV (400.000 ton CO₂ om året) og cementfabrikken Norcem (400.000 ton CO₂ om året)) og forsendelse af flydende CO₂ fra disse fangststeder til en landterminal ved Øygaarden på den norske vestkyst tæt ved Bergen. Derfra vil den flydende CO₂ blive transporteret via en rørledning til en lagerplads i Nordsøen. Projektet er et resultat af den norske regerings ambition om at udvikle en fuldskala CO₂ fangst- og lagringsværdikæde i Norge inden 2024.

Northern Lights - der et partnerskab mellem Equinor, Shell og Total - vil transportere CO₂ med op til tre skibe til den ny modtageterminal i Øygarden. Lageret vil i første fase have en kapacitet på 1.500.000 t CO₂ om året og dermed have kapacitet til at håndtere CO₂ ud over mængderne fra de to norske anlæg. Northern Lights er endvidere ved at udvikle planer for en yderligere udvidelse til en kapacitet på 5.000.000 tons CO₂ om året. I tilfælde af en investeringsbeslutning i efteråret 2020 og efterfølgende projektopstart i januar 2021 forventes hele kæden være i drift fra efteråret 2024.

Northern Lights projektet omfatter i fase 1 følgende:

- Skibstransport (to skibe) fra de to CO₂ mellemlagre omkring Oslo til Øygaarden (Ca 600 km).

- Etablering af procesanlæg og mellemlager ved Øygaarden (med en kapacitet på 1,5MT/år).
- Etablering af rørledning (med en kapacitet på 5 MT/år) fra procesanlægget ved Øygaarden til det underjordiske lager 125 km ud fra Norges vestkyst.
- Etablering af selve lagringsanlægget med en injektionsbrønd med muligheder for senere kapacitetsudvidelser med yderligere brønde.
- En option for et ekstra skib og en brønd mere med henblik på at transportere og modtage tredieparts CO₂ op til en samlet mængde på 1,5 MT/år.

Det norske "demonstrationsprojekt" tænkes som udgangspunkt at omfatte ovenstående (dog uden optionen) over en driftsperiode på 10 år. Det forventes dog at projektet (med optionen) vil kunne modtage 1,5MT/år i en periode på 25 år.

Over sommeren 2020 blev der gennemført en ekstern kvalitetsaudit på projektet. Denne er offentligt tilgængelig og heraf fremgår, at der forventes følgende omkostninger i fase 1 (inkl. optionen til transport og lagring af 1,5 MT/år i 25 år – prisniveau 2020):

- CAPEX: 9.700 mNOK (inkl afvikling)
- OPEX: 443 mNOK

På grundlag af disse oplysninger kan man groft skønne en enhedsomkostning på 65 EUR/t (med en real diskonteringsrente på 5%). (Vælges en højere diskonteringsrente bliver den beregnede enhedsomkostning højere).

Det bemærkes at dette tal indeholder initiale investeringer, der også kan udnyttes i en senere større fase 2, og er før indregning af støtte fra den Norske stat. Enhedsomkostningerne for en fase 2 med en kapacitet på 5 Mtpa kan således forventes at blive væsentligt lavere.

Statens tilskud til demonstrationsprojektet oplyses at forventes at omfatte:

- Tilskud til etablering af transport- og oplagringsfaciliteter både den grundlæggende investering og den mulige tillægsinvestering i et tredje skib og en anden injektionsbrønd
- Tilskud til drift af transport og oplagring i en tiårig periode
- Tilskud til oprydning og fjernelse af transport- og lagerfaciliteter ved projektlukning

I kvalitetsrapporten fremgår endvidere, at *"det er Northern Lights' ambition at etablere en forretnings attraktiv løsning for CO₂-volumener også ud over de to mulige opsamlingssteder, der indgår i demonstrationsprojektet"*. Og af samme rapport fremgår at Northern Lights i markedet har indikeret en langsigtet pris på i størrelsesorden 35-55 EUR/ton CO₂ for transport og lager.

Det fremgår ikke hvad der menes med "langsigtet", men med de forventede tilskud til demonstrationsprojektet vurderes det som sandsynligt, at dette prisleje faktisk vil kunne gøre det rentabelt for Northern Lights projektet at modtage CO₂ fra trediepart allerede under fase 1 uden yderligere tilskud.

Hvilken prisstrategi Northern Lights vil vælge, og hvordan den norske stats tilskud skal håndteres i forhold til import af CO₂, når man kommer til at skulle indgå kontrakter om levering af CO₂ fra trediepart, vides ikke på nuværende tidspunkt. Ej heller vides om der ville være kapacitet til eventuelt at modtage dansk CO₂ under fase 1. Men på grundlag af ovenstående kunne et bud på prisen for transport fra København og lagring i Northern Lights lager være 55 EUR/ton hvis en

kontrakt indgås i den tidlige periode 2025-2030. Heraf skønnes 25 EUR/ton at hidrøre fra transporten, hvorfor et skøn på lagerprisen kunne være 30 EUR/ton i den tidligere fase.

Herefter kunne man forstille sig at anden fase bliver igangsat og at såvel læring som storskalaeffekter for både transport og lagring kommer i spil. I en sådan anden fase kunne man derfor forvente at omkostninger og dermed priser falder ned mod den lavere ende af det interval, som Northern Lights har angivet. Et bud på en pris på transport og lagring kunne således være 35 EUR/ton efter 2030. Heraf skønnes 15-20 EUR/ton at stamme fra transport, hvorfor et bud på prisen på lagring i Northern Lights kunne være 15-20 EUR/ton på den lange bane, hvilket også ville flugte med de prisniveauer, der er indikeret af US EPA, ZEP of IEA for store lagre i et udviklet marked, jvnf. afsnit 7.22.

7.3.2 Greensand (Danmark)

Ineos Oil & Gas Denmark er i et konsortium med Maersk Drilling, Wintershall Dea og Geus ved at undersøge om reservoiret og infrastrukturen på Nini-feltet i den nordøstligste del af den danske Nordsøsektor vil egne sig til CO₂-lagring. Projektet støttes med 10 mio. kroner af EUDP (Energiteknologisk Udviklings og Demonstrations Program) og det forventes afslutte primo 2021. Det forlyder i september 2020 at de første resultater er lovende.

Nini-feltet og området omkring dette er allerede geologisk meget velbeskrevet og Ineos vurderer, at lageret er på samme tekniske udviklingsniveau som Northern Lights. Hvis alle resultaterne fra projektets fase 1 forløber tilfredsstillende, er målet at kunne etablere opbevaring af op til 0,5 mio. ton CO₂ om året i Nini-feltet. Ineos har oplyst at med de rette rammevilkår så kan lageret være parat i 2025.

Omkring Nini-feltet er der nabofelterne Nini Øst, Cecilie og Siri, der består af samme type undergrund, og det vurderes at det fulde potentiale for CO₂ lagring i det samlede område er betydeligt.

Ineos plan er at transportere CO₂ med skib til lageret og injicere CO₂ direkte fra skibet til lageret. Ineos planlægger at tilbyde den samlede transport- og lagerløsning. Denne løsning adskiller sig fra Northern Lights og Acorn, hvor importeret CO₂ lodses i en havn til et mellemlager, hvorefter CO₂ transporteres til lageret via en rørledning. Fordelen ved den sidste løsning er at lodning vil være mindre vejrafhængig samt at injektion af CO₂ i lageret kan gøres med et konstant flow, hvilket vurderes som værende en fordel for lagerets drift.

Ineos har på markedet oplyst at man forventer at omkostningen til skibstransport og lagring i første fase vil ligge på omkring 80-100 EUR/ton CO₂, hvoraf mere end 50% oplyses at hidrøre fra transporten. Lagring alene kan derfor skønnes til at koste mellem 35 og 45 EUR/ton CO₂ på dette projekt (men kan ikke købes separat fra transporten).

En anden fase med større kapacitet kan forventes at have lavere enhedsomkostninger. Der er dog ikke tilgængelig information om omkostningsniveauer for denne fase.

7.3.3 Acorn (UK)

Acorn er navnet på et stort CO₂ fangst- og lagringsprojekt i Scotland (en klynge). Acorn beskriver projektet som et "lavprisprojekt" for CO₂-opsamling og -lagring med lav risiko, der er specielt designet til at udnytte eksisterende olie- og gasinfrastruktur og et velkendt offshore CO₂-lagringssted.

Acorn har til formål facilitere store CO₂-transport- og lagringsløsninger til Storbritanniens østkyst. Projektet, der udvikles af "Pale Blue Dot Energy", er anerkendt som et europæisk projekt af fælles interesse (Europa-Kommissionen, 2019), og er placeret på St Fergus Gas Terminal i det nordøstlige Skotland, et aktivt industriområde, hvor omkring 35% af al den naturgas, der anvendes i Storbritannien kommer på land. St. Fergus ligger 1050 km fra København.

Det planlægges at projektet kan modtage CO₂ før 2025. Første fase planlægges med en kapacitet på 2 MT/år og allerede omkring 2026 planlægges med skibsimport af CO₂. Fase 2 kan lageret opskaleres til 5 MT/år. Samlet kapacitet af det udvalgte område er 150 MT, men der er flere yderligere egnede lagringsmuligheder i området som man ville kunne inddrage på et senere tidspunkt.

Det vurderes at projektet er ret modent, og at det vil være vel positioneret til at være et af de klynge projekter, der vil modtage støtte fra den britiske regering.

Den samlede investering for fase 1 er oplyst til at være omkring 2,3 mia DKK, og enhedsomkostningen ved fuld udnyttelse af kapaciteten i fase 1 skønnes at være omkring 20 EUR/ton. Dette niveau flugter også med oplysninger, der er indeholdt i rapporten UK Strategic Storage Assessment (2016).

7.3.4 Danske kystnære lagringsprojekter

Som nævnt ovenfor har GEUS identificeret mindst ti områder, der synes at være velegnede til CO₂-lagring i Danmark. Specielt er der to kystnære projekter ved Hanstholm og Havnsø, der ser lovende ud. Ved Hanstholm vurderes det at lageret kan have en kapacitet på 2700 MT og ved Havnsø en mulig kapacitet på mere end 900 MT. GEUS' mål er, at man inden for et eller to år vil kunne pege på mindst to områder, hvor det vil give mening at komme videre med udviklingen af betydelige danske CO₂-lagringsløsninger. GEUS er allerede del af en EU Horizon ansøgning, der har til formål at lave en større undersøgelse af Hanstholm lageret.

Såfremt disse lagres bonitet kan eftervises, så kunne man forvente at lagringsomkostningerne, såfremt lagrene udnyttes i stor skala, ville være i samme størrelsesorden som de omkostninger som US EPA og ZEP anfører for landprojekter eller billige projekter til havs - dvs. omkring 5-10 EUR/ton.

Såfremt der kan udvikles større lagringsprojekter i Danmark med omkostninger på dette niveau, så er det sandsynligt, at der også vil være et marked for import og lagring af CO₂ fra landene omkring Østersøen. Dette vil også kunne bringe skala til projekterne og forbedre økonomien.

Verifikation, udvikling og godkendelse af sådanne lagringsprojekter vil tage tid. Sådanne projekter vil ikke kunne forventes at være i drift før efter 2025, men det er sandsynligt at et eller flere projekter ville kunne være i drift før 2030. Hvor hurtigt eventuelle lagre kan udvikles og sættes i drift vil også afhænge af hvilken prioritet projekterne får. Parallelt med den tekniske udvikling af projekterne ville man også skulle beslutte, hvem der skal eje, anlægge og drifte sådanne lagre.

7.3.5 Lagringsomkostninger; Sammenfatning

Som beskrevet ovenfor så eksisterer der ikke i dag et marked for lagring af CO₂. Der er flere projekter under udvikling omkring Nordsøen, men der er ikke etableret et egentligt prisniveau endnu. Det er derfor forbundet med stor usikkerhed at skønne hvad prisen på lagring vil være omkring 2025 og de næste år herefter. Men på grundlag af ovennævnte vurderinger fra forskellige institutioner, suppleret med offentligt tilgængelige oplysninger på bl.a. de tre eksempler på

lagringsprojekter vi har gennemgået ovenfor, kunne et bud være en lagringspris på mellem 150 og 340 DKK/ton på den kortere bane (2025-2030).

På den længere bane – i årene efter 2030 – forventes det, at mængden af CO₂ fanget i Nordeuropa er steget betydeligt og at en række lagringsprojekter er kommet i drift. I et sådant mere modent marked, der drager nytte af såvel læring som skala, kunne man forvente, at omkostninger og priser går mod de omkostningsniveauer som US EPA og ZEP rapporter. Det vil sige mellem 75 og 150 DKK/ton.

Endelig skønnes det at et godt udnyttet kystnært lager i Danmark kunne forventes at have væsentligt lavere omkostninger, potentielt på 50% af de angivne omkostninger af lager til havs.

7.3.6 Søtransport til lager

Som beskrevet i afsnit 7.3 findes der en række forskellige muligheder for permanent lagring af CO₂ i Nordeuropa. Nogle af løsningerne fordrer, at CO₂'en transporteres til en nærtliggende havn, der modtager CO₂ og sørger for den videre transport og lagring i undergrunden, mens andre løsninger forudsætter, at CO₂'en transporteres til den platform, hvorfra selv injektionen i undergrunden foretages.

Fælles for alle ikke-danske løsninger er, at de store mængder CO₂ skal transporteres med skib fra et havnelager i Danmark frem modtagerens modtagefaciliteter og, som allerede tidligere beskrevet i denne rapport, skal tryk og temperatur på CO₂ modsvare modtagernes krav herom, hvor sidstnævnte i høj grad afhænger af de lokale muligheder for tryksætning og opvarmning m.v.

CO₂ transporteres og handles kommercielt men da handlen af CO₂ er markant mindre end det behov, der vil komme med CO₂ fangst, transporteres CO₂ også følgelig i væsentlig mindre skibe. Typisk transporteres CO₂ med skibslaster på ca. 1.000 ton CO₂, og den europæiske handel med CO₂ er anslået til ca. 3 mio. ton CO₂ årligt ¹.

Behovet for CO₂ transport med CCS er størrelsesorden mere, end hvad der i dag handles, og søtransport af CO₂ vil følgelig foregå med specialbyggede tankskibe til formålet, hvor skibet indrettes efter de tryk og temperaturer, der skal losse og lastes ved. Transport fra havnelager til modtageren vil være en vedblivende proces, hvor et skib sejler i rundfart mellem afsender og modtager af CO₂ og afpasning af skibsstørrelsen fortrinsvist afhænger af transportbehovet og sejlfafstanden.

For danske forhold vurderes, at lagerdestinationer som giver mest mening, er lagring i det danske Greensand projekt, det Norske Northern Light projekt, samt de britiske projekter som eksempelvis Acorn eller tilsvarende.

7.3.7 Tilstand for transport

Transport af CO₂ på gasform er ikke økonomisk på grund af gasens lave tæthed, hvorfor CO₂ transporteres som flydende CO₂ under tryk. Densiteten af CO₂ har stor betydning for, hvor meget CO₂ der kan transporteres med et givent transportvolumen, og i Tabel 6 densiteten for CO₂ i væske-/gasform ved udvalgte temperaturer og tryk, der alle er velegnede for skibstransport.

Som det tidligere er diskuteret i denne rapport, er tryk og temperatur et designvalg, der har konsekvenser for alle dele af transportkæden af CO₂ fra fangsten på anlægget, tryksætning på stedet, landtransport og søtransport.

¹ Shipping CO₂ – UK Cost estimation Study, ; Business, Energy & Industrial Strategy Department, November 2018

Som det fremgår af Tabel 6 er der en åbenlys ulempe ved transport af CO₂ under højt tryk idet densiteten af CO₂ på væskeform kun er 861 kg/m³ sammenlignet med det "kolde" tilstand, hvor densiteten er over 1000. Ydermere skal det bemærkes, at skibet under losning af CO₂ skal opretholde trykket i lastrummet, hvorfor skibet ved 45 bar returneres med et væsentlig højere indhold af CO₂ på gasform end, når der transporteres CO₂ ved eksempelvis 15 bar.

Tryk	Temperatur	Tryk	Densitet væske (kg/m ³)	Densitet gas (kg/m ³)
Højt tryk	10	45	861	135
Mellemtryk	-30	14	1,076	37
Lavt tryk	-55	6	1,173	15

Tabel 6 Densitet af CO₂ på væske og gasform ved forskellige tryk og temperaturer

Umiddelbart kunne transport af CO₂ ved 6 bar/-55 °C synes attraktivt, men som beskrevet tidligere i denne rapport under liquefaction og landtransport fordrer dette, at hele transportkæden af CO₂ afpasses herefter, og da landtransport ved 6 bar/-55 °C ikke umiddelbart er gængs, inkluderes denne mulighed ikke i de nærmere beregninger.

7.3.8 Rundture

Transport af CO₂ ved CCS vil foregå med specialbyggede tankskibe, der i fast rutefart sejler mellem et havnelager i Danmark og frem til modtagerens havn og/eller platform. I Figur 14 er sejlruterne til tre mulige modtagere af CO₂ vist med sejlruiter fra København og Esbjerg. De tre destinationer er som følger 1) Greensand i Danmark, 2) Northern Lights i Norge og 3) Acorn i Scotland.

Tiden for en rundfart (rundture) er afgørende for, hvor meget CO₂ et givet skib kan transportere på årsplan. En rundtur skal således inkludere følgende operationer:

- Lastetid i national havn
- Manøvre ud af national havn
- Sejltilid frem til destination
- Manøvre ind i af havn/anlæg til platform
- Lossetid i modtagerhavn/platform
- Manøvre ud af modtagerhavn/afgang fra platform
- Sejltilid til national havn
- Manøvre ind i national havn

De væsentligste elementer i en rundtur (rent tidsmæssigt) er sejltiden, der for en destinationsafstand på eksempelvis 600 km udgør ca. halvdelen af den samlede tid for en rundture og for en afstand på 600 km, kan en samlet rundtur beregnes til ca. 85 timer.

Under antagelse af, at der uhindret kan lægges an til såvel haven i Danmark som modtagerhavnen, kan der således i løbet af et år gennemføres ca. 100 rundture pr år. Ved anlæg til en egentlig havn hos modtageren forventes 95 % udnyttelse af skibet således, at det i praksis kan gennemføre 95 rundture pr år.

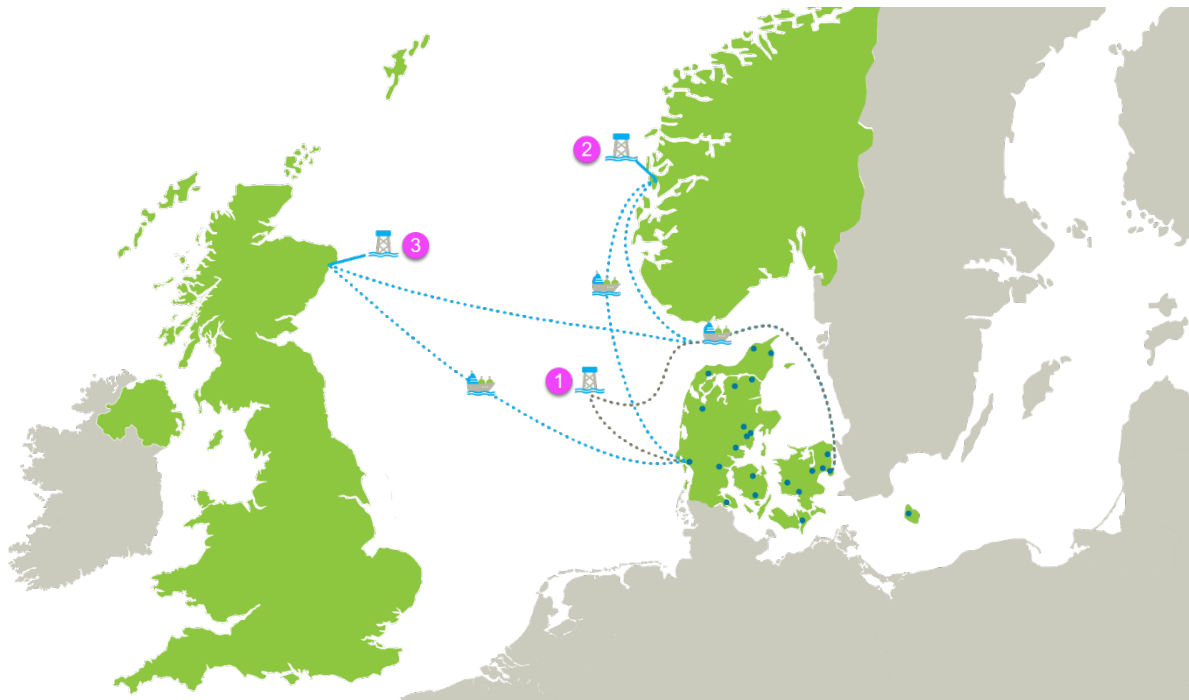
Ved direkte anlæg platform skal der i beregningerne imidlertid korrigeres for dårligt vejr, og det forudsættes således, at skibet kun har en udnyttelse på 75 % således, at der i praksis kan gennemføres 75 rundture pr år.

7.3.9 Skibsstørrelse

Som tidligere beskrevet forventes et skib vedblivende at være i rutefart mellem det nationale havnelager og modtageren, hvorfor skibets optimale størrelse afspejler den årlige transporterede mængde CO₂, rundture tiden og skibets udnyttelse.

Et skib med en nettolasteevne på 5.500 ton CO₂ kan således årligt med rundture tid på ca. 100 timer transportere ca. 500.000 ton CO₂ (0,5 Mt CO₂), når der lægges til havneanlæg hos modtageren, mens der ved anlæg direkte til en platform skal anvendes et skib med en nettolasteevne på ca. 8.000 ton for at samme mængde kan transporteres grundet skibets lavere udnyttelse.

Ved transport af større mængder, vil der kunne opnås endog meget store besparelse på transporten, som det nærmere er beskrevet i afsnit 7.1.



Figur 14 Kort over sejlads til/fra tre mulige CO₂ lagre med sejlruiter vist fra København og Esbjerg.

8. SELSKABSØKONOMI

I dette kapitel behandles de selskabsøkonomiske implikationer for affaldsenergianlæg efter etablering og idriftsættelse af CO₂ fangst og lagring (CCS). Som tidligere beskrevet indbefatter CCS en række delprocesser, der kan udføres på forskellig vis, og som hver er kendetegnet af forskellige investeringer og driftsomkostninger. Der opstilles derfor selskabsøkonomiske beregninger for de forskellige processer således, at disse kan kombineres efter behov/ønske.

Udover de forskellige delprocesser, opstilles der beregninger, der viser forholdene for små og store anlæg.

Der opstilles således en række scenarier, hvor anlægskapacitet og CO₂ fangst kombineres på forskellig vis.

Beregningerne gennemføres dels for et centralt estimat for den fremtidige drift, og dels for en række forskellige situationer, hvor anlæggets konfigurationer ændres, rammebetingelserne ændres, eller hvor udvalgte driftsparametre varieres.

Kapitlet indeholder de økonomiske og driftstekniske beregninger for den fremtidige drift vedrørende ovenstående ligesom de anvendte driftsøkonomiske forudsætninger, betingelser og antagelser beskrives.

For alle scenarier gælder der en række grundlæggende forhold såsom, at implementering af CO₂ fangst ikke påvirker anlæggets eventuelle varmeafsætningsbegrænsninger således, at der behandles samme affaldsmængde med og uden CO₂ fangst. Denne forudsætning gælder for det generelle tilfælde i nærværende rapport, men forudsætningen er ikke nødvendigvis dækkende for et specifikt anlæg.

Rent teknisk forudsættes videre, at det enkelte anlæg allerede har installeret røggaskondensering til en røggastemperatur på 40 °C, således at et sådant tiltag, hverken påvirker investeringsomfang og driftsøkonomi. Bevæggrunden for denne forudsætning er at mange danske anlæg allerede har etableret røggaskondensering, og at de økonomiske indvirkninger af en evt. eftermontering af røggaskondensering er meget individuel, hvorfor dette ikke er velegnet at inkludere det generelle tilfælde, som omfattet af denne rapportes analyser.

En sidste meget væsentlig forudsætning er, at der kan etableres et dampudtag på anlæggets turbine, der kan levere den tilstrækkelige mængde lavtryksdamp til at drive processerne, igen et forhold, der kan variere, når de enkelte specifikke anlæg, skal betragtes.

Detaljerede beregningsudskrifter kan ses i Appendix 2.

8.1 Beregningsprincip

Når forskellige muligheder for CO₂ fangst skal sammenlignes ud fra et økonomisk synspunkt, vil løsningerne blive sammenlignet, dels med hvad den samlede omkostning er i forhold til, hvis der ikke foretages CO₂ fangst på et affaldsenergianlæg, og dels med, hvad det koster pr. ton CO₂, der fanget og lagret.

Beregningen af omkostningerne for CO₂ fangst på affaldsenergianlæggene gennemføres som relative beregninger, der ikke kan anvendes til at vurdere den generelle økonomi ved affaldsenergiudnyttelse, hverken med eller uden CO₂ fangst. Interne omkostninger, der ikke er relateret til CO₂ fangst, medtages ikke i nærværende rapport.

De estimerede investeringer og driftsomkostninger for de forskellige scenarier anvendes følgelig til at beregne de to følgende økonomiske parametre til vurderingen:

- Nutidsværdi (NPV²) over projektets levetid
- Udjævnet enhedsomkostning (LCCC³) over projektets levetid

Løsningen med den laveste NPV vil være den foretrukne mulighed set ud fra et økonomisk synspunkt under forudsætning af, at de sammenlignede løsninger fanger og lagre lige meget CO₂. Ved sammenligning af systemer med forskellige mængde CO₂, bør sammenligningen foretages med LCCC, der udtrykker, hvilke gennemsnitlige omkostninger, der i hele projektets levetid er forbundet med aktiviteten.

Detaljeret matematisk forklaring på NPV og LCCC findes senere i Appendix 1.

8.2 Beregningsforudsætninger

I det følgende gennemgås en række finansielle beregningsforudsætning for de selskabsøkonomiske beregninger.

8.2.1 Basale forudsætninger

Alle selskabsøkonomiske beregninger og vurderingen følger grundlæggende principperne i EU-guidelinen *Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects, December 2014*.

8.2.1.1 Beregningsperiode

Alle økonomiske beregninger gennemføres for en planperiode på 15 år fra eksempelvis 2025 – 2040, og perioden afspejler således den forventede afskrivningsprofil for et CO₂ fangstanlæg, svarende til, at også lånavviklingen forventes foretaget over 15 år. Denne planperiode er konservativ i forhold til anlæggets levetid, fordi det bliver bygget til et eksisterende anlæg med mindst en tilsvarende restlevetid.

Tidsforbrug og investeringer i forberedende arbejde som planlægning, indhentning af godkendelser, tilvirkning af udbudsmateriale og kontrahering m.m., ligesom konstruktion og indkøring af anlæg er alle antaget gennemført (økonomisk afholdt) forinden driftsstart.

For at forsimple NPV- og LCCC-beregningerne antages det, at alle omkostninger i forbindelse med det forberedende arbejde samt investeringerne i udstyr og bygninger m.v. alle sker i år 0 efterfulgt af 15 års drift. Alle nødvendige vedligeholdelsesomkostninger og geninvestering til dette er inkluderet i beregningerne. Første driftsår er 2025.

8.2.1.2 Prisniveau

Alle beregninger foretages i faste 2020 kr. og de årlige omkostninger og indtægter tilbagediskonteres til 2024 (år 0, første år før idriftsættelse).

8.2.1.3 Selskabsøkonomisk kalkulationsrente.

Der anvendes en real kalkulationsrente for beregningerne på 4,0 % jævnfør føromtalt EU-guideline.

² NPV er engelsk for Net Present Value

³ LCCC står for Levelized Cost of Carbon Capture

8.2.1.4 El-forbrug

Ved brug og produktion af elektricitet er det vigtigt at sondre mellem, om elforbruget kan modregnes i anlæggets normale elproduktion eller ej.

I det omfang et el-forbrug modregnes i egenproduktionen, enten direkte ved at forbruget tages direkte fra generatorens/transformatorens afgang inden der sker afregning eller ved, at der på anlægget er aftalt en brutto-nettoafregning på eksempelvis timebasis således, at el, der forbruges modregnes i den producerede el uagtet, at disse to strømme ikke løbe gennem samme transformator, bevirker dette, at forbrugt de facto afregnes til salgspris, hvormed der ikke betales net-, distributions- og systemafgifter.

I modsat fald skal der tillige afregnes net-, distributions- og systemafgifter for den anvendte elektricitet, hvilken fordyrer elektriciteten væsentligt.

Da CO₂ fangstanlægget først forventes i drift i 2025, vil betaling af PSO-afgift være ophørt.

Der henvises til særskilt afsnit om el-priser, for specifikke oplysninger om el-tariffer og net-, distributions- og systemafgifter. Se afsnit 8.3 for yderligere

8.2.1.5 Varmepriser

Der henvises til særskilt afsnit om varmepriser. Se afsnit 8.3 for yderligere.

8.2.1.6 Forbrugsstoffer

Udover forbrug af energi er der i fangstdelen af CO₂ fangstprocessen også et mindre forbrug af forbrugsstoffer.

Forbruget af forbrugsstoffer ved drift af fangstdelen CO₂ fangst er relativt begrænset, og der medregnes fortrinsvist omkostninger til udskiftning af den amin, der udgør kernen i absorbersystemet. Udskiftning af amin i absorbereren afhænger af mange drifts-/designforhold, hvor røggassens renhed og driftstemperatur har stor betydning ligesom valget af amin også influerer på udskiftningen. Som generisk forbrug regnes med ca. 2 kg amin per ton fanget CO₂ svarende til en variabel driftsomkostning for fangstdelen på 20,-/ton CO₂.

Som tidligere beskrevet forudsætter CO₂ fangst, at røggassen inden den når CO₂ fangstanlægget, er kølet ved røggaskondensering til ca. 40 °C. Da røggassen, hverken afkøles eller opvarmes i CO₂ fangst processer, betyder dette, at anlægget hverken forbruger vand eller producerer kondensat.

8.2.1.7 Afgifter

Der betales i dag afgifter ved affaldsenergiudnyttelse og afgifterne kan opdeles i afgifter, der udelukkende vedrører varmesiden, afgifter der udelukkende vedrører affaldssiden, og endelig afgifter, der afholdes af varmesiden og affaldssiden i fællesskab. Ved etablering CO₂ fangst forventes dette gjort realiserbart gennem bl.a. en ændring af afgiftssystemet eller ved på anden vis at begunstige CO₂ fangstteknikken relativt, hvorfor det ikke umiddelbart synes at give mening at foretage beregninger med det eksisterende afgiftssystem.

Alle beregninger gennemføres derfor uden hensyntagen til dagens afgifter, ligesom varme-/elpriser udtrykkes som de kendes i dag uden nugældende afgifter. Det forudsættes således, at affaldsvarmeafgiften, tillægsafgiften og CO₂ afgift samt NO_x-afgift alle forbliver uændrede for et affaldsenergianlæg, når mængde af restaffald, der behandles, er uændret før/efter etablering af CO₂ fangst.

Til perspektivering foretages dog en beregning af, hvor stor et økonomisk incitament de eksisterende afgifter vil have i forhold de beregnede omkostninger til CO₂ fangst.

8.2.1.8 CO₂ kvoter

Ved emission af CO₂ med fossil oprindelse fra kraftvarmeproducerende affaldsenergianlæg, svares der i dag CO₂-kvoter. Kvotepriisen er imidlertid meget svingende, og det vil være vanskeligt at give et retvisende billede af, hvilke CO₂-kvoteromkostninger, der således kan spares ved etablering af CO₂ fangst på et affaldsenergianlæg.

I et system, hvor der i omfattende grad anvendes metoder til fangst og lagring af CO₂ kan der argumenteres for, at det ikke giver mening også at indregne kvoteomkostninger til emission med den begrundelse, at CO₂ emissioner skal ophøre på den ene eller anden måde. Videre må det forventes, at der på længere sigt, også for emissioner af biogent CO₂, indføres emissionsregulering således, at forbrænding af biogent materiale i kombination med CO₂ fangst i en eller anden udstrækning vil blive tildelt en klimamæssig gevinst, der kan udmøntes i en økonomisk kompensation for anlæggene.

CO₂-kvote-systemet er i dag dog ikke forberedt på CO₂-fangst, ligesom fangst og lagring af biogent CO₂ tilskrives ingen værdi. Derfor giver de nuværende kvotepriser lige så lidt mening som de aktuelle afgifter, og der findes ingen skøn for hvilke kvotepriser, der kan forventes eller hvordan de i givet fald skal afregnes. Derfor indregnes CO₂-kvotepriser ikke i beregningerne, men det forventes at affaldsenergianlæg i fremtiden vil kunne spare at betale CO₂-kvoter for emissioner, hvis de forhindrer CO₂ emissioner med fangst og lagring.

8.2.1.9 Faste omkostninger

Ved opgørelse af de driftsøkonomiske forhold ved CO₂ fangst inkluderes følgende faste omkostninger:

- i. Faste driftsomkostninger
- ii. Vedligeholdelsesomkostninger

Faste driftsomkostninger

I de faste driftsomkostninger inkluderes normalt følgende poster: Personalemkostninger, fast ejendom, administration, administrationsbidrag, forsikring og øvrige faste omkostninger m.v. Ved opgørelse af CO₂ fangstanlæggets faste driftsomkostninger inkluderes dog kun personalemkostninger i begrænset omfang, idet driften af CO₂ fangstanlægget, den del der er tilknyttet affaldsenergianlægget, i stor udstrækning forventes at kunne varetages af det eksisterende driftspersonale.

Personalemkostninger

Alle danske affaldsenergianlæg er bemandedt døgnet rundt og det forventes grundlæggende, at det eksisterende driftspersonale kan varetage driftsoperationerne/-overvågning på den del af CO₂ fangstanlægget, der er opført i umiddelbar tilknytning affaldsenergianlægget. Yderligere driftspersonale vil udgøres af dedikerede driftsteknikere-/ingeniører, der tilsammen forventes at udgøre en ekstra personaleomkostning på 1 mio. kr. årligt.

Vedligeholdelse

Omkostninger til vedligeholdelse beskrives nærmere under specifikke økonomiske forhold for hver af de specifikke driftsoperationer, der udgør hele CO₂ fangstkæden.

8.3 El-/varmepriser

Salg af elektricitet og varme udgør to væsentlige indtægtskilder for affaldsenergianlæg, hvorfor fastsættelse af de fremtidige forventede el-/varmepriser er af meget stor betydning. Da CO₂ fangst anlægget både producerer og forbruger el og varme (direkte og indirekte), har fastsættelse af disse priser stor betydning for CO₂ fangstanlæggets økonomi. I det følgende beskrives og beregnes prognoser for de fremtidige el-/varmepriser.

8.3.1 Elpriser-/prognoser

Da salg af el fra kraftvarmeproducerende affaldsenergianlæg påvirkes af etablering af CO₂ fangst, har fastsættelse af fremtidige elpriser stor betydning.

Det er derfor vigtigt, at der ved fastsættelse af elpriserne og valg af fremskrivningsmetode til bestemmelse af de i fremtiden forventede elpriser, foreligger et klart og transparent grundlag for dette, ligesom der naturligvis skal foretages følsomhedsberegninger for denne parameter.

Afhængig af de aktuelle aftaler om køb/salg af elektricitet, vil indkøb elektricitet og/eller manglende salg af elektricitet til en vis grad følge spot markedsprisen som den fremgår af Nord Pool el-børsen. Forbruget af elektricitet af CO₂ fangst er jævnt fordelt over året, hvorfor der i de økonomiske beregninger generelt gøres brug af årsmiddelværdier for elprisen.

Fra et historisk synspunkt har el-prisen altid varieret, og i Figur 15 ses, hvorledes prisen siden 2000 har udviklet sig. Elprisen har været stigende fra 2000 frem til finanskrisen, hvor den toppede i 2008 med over 500,- kr./MWh (2020 priser). Efter finanskrisen i 2008 har prisen været faldende. Det skal til grafen bemærkes, at 2020 elprisen er beregnet på baggrund af årets første 9 måneder.

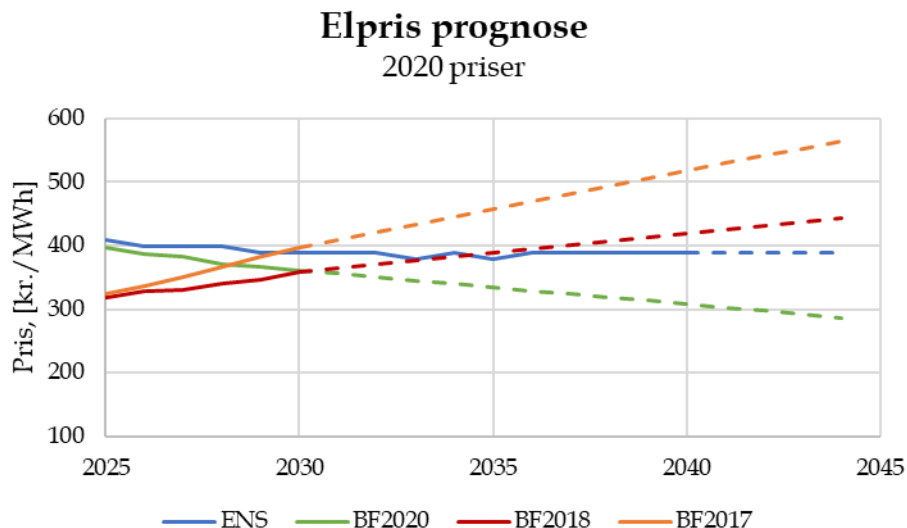


Figur 15 Historiske elpriser udtrykt i faste 2020 priser

De fremtidige elpriser er meget vanskeligt at forudsige. Markedsudsving, ændret strømefterspørgsel i fremtiden og interaktioner og udvekslinger af elektricitet over landegrænser gør det umuligt at forudsige, hvorledes de fremtidige priser vil udvikle sig. Energistyrelsen udarbejder regelmæssigt prognoser for elpriserne til spotmarkedet og af Figur 16 fremgår en række forskellige prognoser fra Energistyrelsen. Alle prognoser er omregnet til 2020-priser.

Prognoserne med *BF* er Energistyrelsens elprisprognoser fra deres årlige basisfremskrivninger, og *BF2020* betegner således elprisprognosen fra basisfremskrivning 2020. Prognoserne i basisfremskrivningerne går generelt kun til 2030 og for at vise en prisprognose for den samlede

beregningsperiode, ekstrapoleres de forventede priser under forudsætning af, at de sidste 5 års gennemsnitlige prisændringer fortsætter i fremtiden.



Figur 16 Sammenligning af forskellige prognoser for de fremtidige elpriser. Alle prognoser er omregnet til 2020 priser. Stiplede linjer indikerer ekstrapolerede værdier.

Som det fremgår af prisprognoserne i Figur 16, har Energistyrelsen gennem de seneste 3 år (fra 2017 til 2020) ændret deres forventning til elpriserne fra, at disse vil stige i fremtiden (den orange kurve for BF2017) til, at priserne generelt vil falde i fremtiden (den grønne kurve for BF2020).

ENS kurven i Figur 16, viser Energistyrelsens samfundsøkonomiske elpris (rå elpris) for forbrug, svarende til el-spotprisen på Nord Pool. Denne pris er fra Energistyrelsens beregningsforudsætning for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, dateret oktober 2019. Som det fremgår af Figur 16, synes ENS prognosen på længere sigt at ligge mellem de to yderprognoser fra 2017 og 2020, og ENS prognosen vil følgelig blive anvendt, som et centralt estimat for de fremtidige elpriser.

De fremtidige betalinger for transmission, distribution og systemtariffer estimeres ligeledes ud fra Energistyrelsens elprisprognoser. Fremad blot kaldt systemtarif. Systemtariffen opgøres som forskellen på den rå elpris og elpris for store virksomheder. Systemtariffen kan således opgøres til ca. 145 kr./MWh i hele beregningsperioden.

8.3.2 Varmepriser-/prognoser

Ligesom salg af el, er også salg af varme en væsentlig indtægtskilde for affaldsenergianlæg, og da varmeproduktionen påvirkes af etablering af CO₂ fangst, har fastsættelse af fremtidige varmepriser også stor betydning.

Der eksisterer ingen national varmebørs for fjernvarme i Danmark, og følgelig, eksisterer der heller ikke nogen markedspris for varmeproduktion. Grundet historiske årsager er der meget stor forskel på fjernvarmeproduktionen i forskellige områder i landet, herunder brændselssammensætning, hvorfor det er vanskeligt at fastsætte nøjagtige fremtidige fjernvarmepriser, der kan indgå i nærværende beregninger.

Varmepriserne fra affaldsenergianlæg fastsættes typisk som den laveste pris af flere forskellige priser. Dels vurderes den omkostningsbestemte pris, hvor de faktiske omkostninger til varmeproduktionen indgår som oftest efter regler der er kontraktuelt fastlagt. Videre vurderes, hvilken pris, fjernvarmeforsyningens selv kunne have produceret den leverede varme til (substitutionsprisen) og endelige må den anvendte varmepris ikke overstige prisloftet for affaldsvarme jf. bekendtgørelse nr. 817 af 21. juni 2017 om et prisloft for opvarmet vand eller damp fra affaldsforbrændingsanlæg (prisloftbekendtgørelsen).

Da prisloftet således udgør en national overligger fælles for alle affaldsenergianlæg, tages der udgangspunkt i denne pris, ved fastsættelse af en beregningsvarepris for nærværende undersøgelse. Affaldsvarmeprisloftet for 2020 er udmeldt af Forsyningstilsynet til 94,- kr./GJ inkl. afgifter. I 2021 er prisloftet af Forsyningstilsynet udmeldt til 98 kr./GJ, til gengælde øges affaldsvarmeafgiften (lovforslag november 2020) med ca. 4.5 kr./GJ.

Som tidligere beskrevet, gennemføres alle beregninger uden afgifter, hvorfor den resulterende affaldsvarmeafgift på 20,8 kr./GJ (gældende for 2020) skal fradrages varmeprisloftet

I en situation, hvor et CO₂ fangstanlæg etableres sammen med et affaldsenergianlæg, ændres både el-/varmeproduktionen ligesom kapital-/driftsomkostningerne ændres markant. I denne situation, synes begrebet "den omkostningsbestemte varmepris" ikke umiddelbart at give mening, og det forudsættes følgelig, at den ændrede varmeafsætning kan ske til en fast varmepris, beregnet som 85 % af affaldsvarmeprisloftet således, at beregningerne ikke forudsætter antagelse om, at affaldsvarmeprisloftet udnyttes 100 %.

I beregningerne anvendes således en nettovarmepris på $85 \% * (94 - 20,8) = 62,2$ kr./GJ, hvilket er bredt accepteret som en gennemsnitlig varmepris i hele branchen.⁴

8.4 Specifikke forhold for enkelte delprocesser

Som tidligere beskrevet udgøres en samlet CO₂ fangstproces af en række enkelte operationer, og i det følgende beskrives de specifikke økonomiske forhold for hver af disse nærmere.

8.4.1 CO₂ fangst

Kernen i CO₂ fangstprocessen, er fangst af CO₂ i en absorber og frigørelse af CO₂ i ren form fra anlæggets stripper.

8.4.1.1 Investering

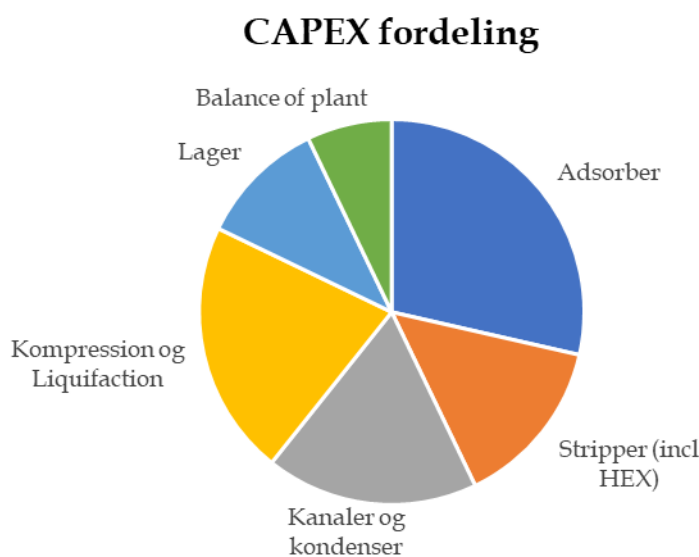
Ved estimering af investeringsomfang for en CO₂-fangstproces (eng: Carbon Capture eller CC) tages der udgangspunkt i de ganske få anlæg, der er etableret med denne proces. De enkelte grundprocesser i CO₂-fangstprocessen en såsom absorber og stripper med tilhørende instrumentering og hjælpeudstyr i form af varmevekslere, kondensorer og cirkulationspumper m.v. er alle kendte enhedsoperationer, der kan prissættes. CO₂-fangstanlæg bygges i dag kommercielt til andre formål end fangst af CO₂ i røggasser, hvorfor kontrahering af et CO₂-fangstanlæg, med de særlige rammebetingelser, der gælder for affaldsenergianlæg, ikke kendes af de eksisterende teknologiudbydere. Ved indkøb af et komplet CO₂-fangstanlæg er der derfor nogen procesmæssig usikkerhed, som følge af et umodent marked, der bevirker, at prisdannelsen skal tillægges et usikkerhedsmoment (risikotillæg). På længere sigt, når marked for CO₂-fangstanlæg er blevet mere modent, må etableringsomkostningerne forventes reduceret.

⁴ Ifølge Energistyrelsen Benchmarking på Forbrændingsområdet, se her:

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Affald/beate_afrapportering_forbraending_2016_29maj2017.pdf udgjorde den gennemsnitlige vægtede varmepris i 2015 i alt 69 kr./GJ.

Ved estimering af investeringsbehovet for et CO₂-fangstanlæg, inkluderes investeringer i tryksætning. Årsagen hertil er, at det som oftest er samme entreprenør, der leverer up-stream delen med absorber og stripper, og down-stream delen med tryksætning i form af komprimering og køling. Videre er der styringsmæssigt et meget nær sammenhæng mellem CO₂-fangstanlæggets absorption- og stripperproces, og den efterfølgende komprimering og køling m.v., hvorfor det kontraktuelt er en fordel, at disse dele designes, leveres og indkøres under samme entreprenøransvar.

En vigtig designparameter for anlægget er dets Capture Rate, der beskriver hvor stor del af røggassens indhold af CO₂, der fanges med absorberen. I denne rapport opereres med en CO₂-fangstrate (Capture rate) på 85 %. CO₂-fangstanlæggets kapacitet udtrykkes med mængde af CO₂, der fjernes med CC-anlægget.

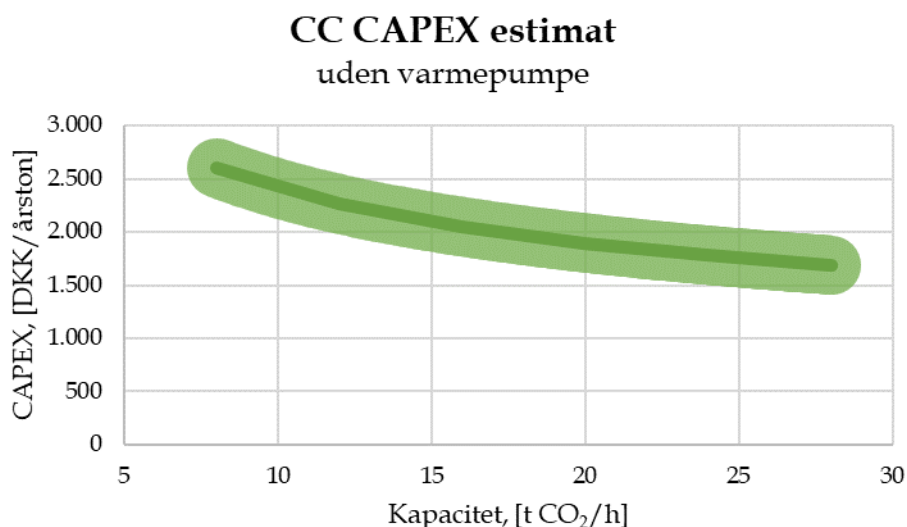


Figur 17 Fordeling af CAPEX for CO₂ fangst på WtE anlæg

Estimering af anlægsinvesteringen baseres på indgåelse af en såkaldt EPC-kontrakt, hvor en entreprenør (leverandør) har det fulde ansvar for at levere en driftsklart anlæg, der kan opfylde de opstillede krav til CO₂-fangstrate og kapacitet. Investeringsestimatet baseres dels på de ganske få etablerede anlæg, der er i drift i Europa, dels på omkostningerne til etablering af førnævnte enhedsoperationer, og endelig på indgåelse af lignende elektromekaniske leverancer, hvor Rambøll har været involveret, for både ovn/kedelsiden, røggasning og røggaskondensering.

Sædvanligvis er det et krav fra myndighederne (miljøgodkendelsen), at anlæg ved ophør af driften afvikles således, at maskinelementer fjernes, bygning nedrives, og at grunden reetableres i større eller mindre grad. Der er dog i nærværende beregninger ikke inkluderet omkostninger til dekommissionering af CO₂-fangstanlægget, da omkostningerne hertil skønnes at være relative begrænsede sammenlignet med dekommissionering af det samlede affaldsenergianlæg.

Investeringsoverslaget i Figur 18 indeholder ikke omkostninger til køb af byggegrund lige som etablering af byggeplads og plads til opsætning og opbevaring forudsættes at kunne foretages på bygherrens areal. Videre inkluderes ikke varmepumper, da disse, som tidligere beskrevet, afhænger af, hvilken energikonfiguration der ønskes. Se yderligere herom i afsnit 4.2.2 om energivariationer.



Figur 18 Estimerede omkostninger til etablering af CC-anlæg uden varmepumper. Omkostningerne er estimeret som EPC kontrakt for levering af den elektro-mekanisk leverance.

Ligeledes forudsætter investeringsoverslaget i Figur 18, at anlægget i overvejende grad placeret udendørs (elektriske komponenter dog under tag), hvorfor der bygningsmæssigt kun er inkluderet fundamenter samt en mindre bygning til elektriske komponenter. Videre er der ikke inkluderet større forberedelser på stedet for at lette tæt integration og grænseflader med eksisterende anlæg, ligesom fjernvarmeomkostningerne er begrænset til varmeforsyningsudstyr inden for affaldsenergianlæggets område. Endelig tages der med estimatet forbehold for omkostningstunge geotekniske forhold, forsikring under opførelse og valutaeffekter samt det nødvendigt godkendelses- og myndighedsarbejde for etableringen.

De anslåede anlægsberegninger er foretaget på grundlag af ovenstående antagelser og inklusive alle mekaniske, elektriske og bygningsmæssige forhold, design og tilhørende arbejder, såsom forberedelse af anlæg, er tilvejebragt.

Investeringsoverslagen inkluderer, som tidligere beskrevet, dog ikke varmepumper, da omfanget af varmepumpeinvestering ikke kun påvirkes af CO₂ fangstanlæggets kapacitet, men også af hvilken energikonfiguration (grad af udnyttelse af lavtemperaturvarme), der ønskes.

I Tabel 7 ses beregningsoverslag for forskellige anlægskonfigurationer, hvor de to kapacitetsscenerier (10 t/h og 30 t/h) er kombineret med til de tre forskellige energiscenerier (1, 2 og 3). Der henvises til rapportens afsnit 4.2 for yderligere information om de forskellige scenariekombinationer.

I Tabel 7 ses således, hvordan varmepumperne i scenariekombinationerne med energigenvindingsmulighed 2 og 3 udgør en ikke uvæsentlig andel af de samlede investeringsomkostninger til CO₂-fangstanlægget. Ved en simpel afskrivning af investeringerne må det således forventes, at afskrivningerne udgør mellem 84,- og 140,- kr. per ton CO₂, der fanges med anlægget.

SCENARIO ENERGI	1	2	3	1	2	3
Anlægsstørrelse ton affald/h	10	10	10	30	30	30
Varmepumpe	nej	lille	stor	nej	lille	stor
CO₂ fanget ton CO ₂ /h	9	9	9	28	28	28
CAPEX total MDKK	185	210	220	379	456	484
Heraf varmepumpe MDKK	0	25	35	0	78	105
CAPEX MDKK/ton CO ₂ /h	20	22	24	14	16	17
CAPEX 20 år* DKK/ton CO ₂	124	140	147	84	102	108

*SIMPEL AFSKRIVNING VED 20 X 8.000 FULDAST DRIFTSTIMER

Tabel 7 Carbon Capture CAPEX for scenarier. "Energi" refererer til de forskellige energigvindingsmuligheder beskrevet i kapitel 5.

8.4.1.2 Energiudgifter / indtægter

CO₂-fangstanlægget har, som nærmere beskrevet i afsnit 5, et ikke uvæsentligt energiforbrug i form af lavtryksdamp til drift af anlæggets stripper. Der forbruges i omegnen af 30% af dampproduktionen til dette formål, og således er worst-case scenariet, at 30 % af både el og varmeproduktionen er tabt, og dermed ikke indtægtsgivende for anlægget. Det skal dog bemærkes, at den anvendte damp er lavtryksdamp, hvorfor der ved passende turbineudtag, kan udtages dampe herfra således, at dampen er delvist energiudnyttet til elproduktion inden den anvendes i CO₂-fangstanlægget.

En mindre del af den anvendte dampenergi kan dog relativt let udnyttes ved kondensering af damp/CO₂ blandingen ved udgangen af stripperen. Her kan der eksempelvis veksles varme direkte med fjernvarmevandets returløb og opvarme dette helt til dets fremløbstemperatur, svarende til de energigvindingsmulighed 1. I Tabel 8 ses hvorledes den tabte fjernvarmeproduktion hentes ved denne veksling med fjernvarme, og hvordan varmepumperne i energigvindingsmulighed 2 og 3 i Tabel 8 øger den samlede produktion af fjernvarme. Tabt varmeproduktion bliver således negativt (negativt varmetab er en gevinst), og samlet set reduceres driftsomkostningerne til tabt elproduktion således markant.

Scenarie Energi	1	2	3	1	2	3
Anlægsstørrelse ton affald/h	10	10	10	30	30	30
Varmepumpe	nej	lille	stor	nej	lille	stor
CO₂ fangst ton CO ₂ /h	9	9	9	28	28	28
Tabt el-salg MDKK	6	12	15	17	37	45
Tabt varmesalg MDKK	8	-3	-8	21	-14	-26
Samlet ekstra udgift MDKK	14	9	7	38	24	19
Udgift DKK pr ton CO ₂	184	119	96	169	106	84

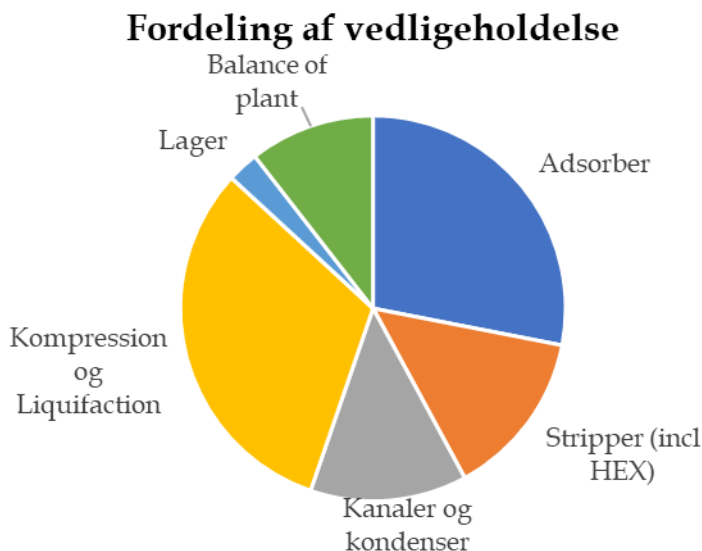
Tabel 8 Sammenligning af værdi af tabt el-salg samt fjernvarmesalg (negative priser er ny indtægt). "Energi" refererer til de forskellige energigvindingsmuligheder beskrevet i kapitel 5

8.4.1.3 Vedligehold

Omkostninger til vedligeholdelse spænder vidt, idet vedligeholdelse både omfatter omkostninger i forbindelse med de årlige revisioner af anlægget (reparation, udskiftning af slidte dele og opstilling af stilladser m.v.), og almindelige tilsyns- og inspektionsopgaver samt større udskiftning

af anlægsdele, der kræver cykliske udskiftninger for, at anlægget kan opretholde sin fulde produktionskapacitet.

Der vil derfor optræde meget store variationer i vedligeholdelsesomkostningerne år for år. I Figur 19 ses, hvorledes vedligeholdelsesomkostningerne på længere sigt forventes at fordele sig.



Figur 19 Gennemsnitlig fordeling af vedligeholdelsesomkostninger uden varmepumpe

På baggrund af anlægsinvesteringens opdeling i delkomponenter, og hvad der tildeles af gennemsnitlige vedligeholdelsesomkostninger til hvert system, estimeres de samlede vedligeholdelsesomkostninger for et CO₂-fangstanlæg uden varmepumpe til en affaldsenergianlæg med en behandlingskapacitet på 30 t/h, til ca. 8 mio. kr. årligt i gennemsnit

8.4.2 Tryksætning af CO₂

Som tidligere beskrevet i afsnit 6 om tryksætning, er der to veje til at fortætte CO₂ gassen for transport over land. Enten komprimeres gassen til 15-20 bar og afkøles til ca. -30 °C (liquefaction) eller gassen komprimeres til eksempelvis 120 bar og køles til alm. stuetemperatur (højtryk). Valget af fortætning afhænger af, hvorledes den videre transport og disponering af CO₂ foretages.

Investeringsomfanget i sidstnævnte tilfælde med komprimering til 120 bar er dog noget højere, og den yderligere ca. 8 ganges komprimering fra 15 bar til 120 bar vil øge investeringen noget uagtet, at kølekompressorbehov i førstnævnte liquefactionproces, ved afkøling til -30 °C, dog kan undgås. Tryksætning til eksempelvis 120 bar medfører derfor højere omkostninger til investeringer og vedligeholdelse, og som det videre fremgår af afsnit 6, er elforbruget også højere.

Komprimering, køling, og tørring af CO₂ gassen fra CC-processen er investeringsmæssigt grundlæggende indeholdt i CO₂-fangstanlæggets investeringer, som nærmere beskrevet i afsnit 8.4.1.1, grundet det forhold, at de to processer (up-stream delen med absorber og stripper og down-stream delen med tryksætning) er nært forbundet med hinanden. Ikke kun anlægsteknisk, men også styrings- og reguleringsmæssigt, idet tryksætning skal designes og reguleres således, at der vedblivende fjernes CO₂ fra stripperprocessen, og så stripperprocessen ikke forstyrres. Investeringsoverslaget for CO₂-fangstanlægget inkluderer liquefaction til 15 bar/-30 °C, og ved tryksætning til andre tryk/temperatur-tilstande, korrigeres herfor.

I og med, at investeringen i tryksætning er indeholdt i CO₂-fangstprocessernes anlæg, er de vedligeholdelsesmæssige driftsomkostninger til tryksætning også inkluderet i CO₂-fangstanlæggets omkostningsberegning. Der vil derfor ikke blive redegjort særskilt for tryksætningsprocessens vedligeholdelse med undtagelser som nærmere fremgår af følgende.

Merinvesteringen for et affaldsenergianlæg med en behandlingskapacitet på 30 t/h og med en tryksætning til 120 bar kan beregnes til ca. 20 mio. kr., hvilket skal tillægges investeringen i CC-anlægget, når der anvendes landtransport i rørledning

Som beskrevet i afsnit 6 eksisterer der fire havne-processer, der nødvendigvis må foretages på havneområdet, nemlig:

- i. modtagelse af flydende kold CO₂ fra tanktrailertransport (15 bar/-30 °C) til havnelager hvorfra det udskibes til havn, der er forberedt for modtagelse af CO₂ under disso omstændigheder. Som eksempel herpå kan nævnes Acorn og Northern Light
- ii. omdannelse af flydende kold CO₂ fra tanktrailertransport (15 bar/-30 °C) til flydende CO₂ ved 45 bar og 10 °C, svarende til betingelserne for udskibning til eksempelvis Greensand
- iii. omdannelse af højtryk CO₂ fra rørtransport (105 bar/20 °C) til flydende CO₂ ved 15 bar/-30 °C, svarende til betingelserne beskrevet under i)
- iv. omdannelse af højtryk CO₂ fra rørtransport (105 bar/20 °C) til flydende CO₂ ved 45 bar og 10 °C, ved en trykreduktion svarende til betingelserne beskrevet under ii)

Ad i)

Ved denne proces kræves ingen specielle installationer, da de nødvendige pumper og det nødvendige trykholdeudstyr for processen er inkluderet i tanktrailere og havnelagerets installationer.

Ad ii)

Da den sluttelige komprimering og opvarmning skal ske efter transport med tanktrailer, må denne proces nødvendigvis ske på havneområdet, hvorfor der i forbindelse med havneinstallationerne tillige skal etableres trykforøgerudstyr og opvarmningsinstallationer. Merinvesteringen for et anlæg, svarende til et affaldsenergianlæg med en behandlingskapacitet på 30 t/h, kan beregnes til ca. ¼ af liquefaction investeringerne ved landtransport i rørledning som beskrevet ovenfor.

Ad iii)

Ved ankomst af den komprimerede gas til havnen, skal denne ekspanderes, hvilket resulterer i et tofaset system (CO₂ på både gas-/væskeform). Ekspansion og supplerende afkøling skal derfor ske på havnen efter transport med rørledningen, hvorfor der i forbindelse med havneinstallationerne tillige skal etableres liquefaction installationer. Merinvesteringen for et anlæg, svarende til et affaldsenergianlæg med en behandlingskapacitet på 30 t/h, kan beregnes til ca. ¼ af liquefaction investeringerne ved landtransport med tanktrailer som beskrevet ovenfor.

Ad iv)

Ved denne proces kræves ingen specielle investeringstunge installationer, da trykreduktionen af CO₂ mere eller mindre overfører CO₂'en direkte til den ønskede tilstand. Nødvendige drøvleventiler m.v. er inkluderet i havnelagerets installationer.

8.4.3 Landtransport

Som tidligere beskrevet i afsnit 6.5, er der to mulige transportveje for CO₂ over land, nemlig enten transport af flydende og kold CO₂ ved ca. 15 bar/-30 °C eller gennem rørledning, hvor gassen er komprimeret til eksempelvis 120 bar.

8.4.3.1 Tankvognstransport

Af afsnit 6.5.1 fremgår det, hvordan en tanktrailer med 5 kørsler pr. dag kan klare at transportere ca. 125 ton CO₂ fra sitelager til havnelager, og et anlæg med en affaldsbehandlingskapacitet på 30 t/h således skal kunne råde over mindst 5 tanktrailere. Af logistik-/forsyningsikkerhedsmæssige årsager indregnes der dog et ekstra kapacitetsbehov på 25 % således, der altid er det nødvendige antal tanktrailere til rådighed for CO₂ transporten.

Tanktrailere til transport af flydende og kold CO₂ kan sædvanlig ikke lejes, og det forudsættes følgelig, at de enkelte affaldsenergianlæg, der anvendes tankvognstransport, selv indkøber de nødvendige antal tanktrailere. Selve kørslen med tanktrailerne kan så enten varetages af anlæggene selv, eller opgaven kan udliciteres til eksterne vognmænd.

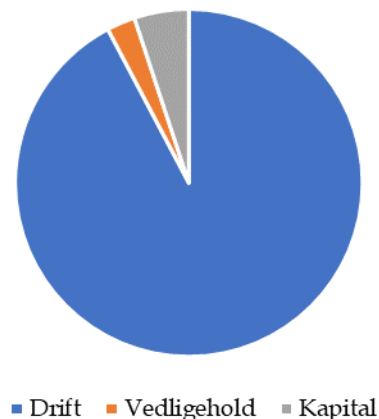
Beregninger viser, at størsteparten af omkostninger til landtransport med tanktrailer hidrører fra variable driftsomkostninger (kørselsomkostninger og betaling for ventetid) som illustreret i Figur 20.

Ved beregning med "standard" kørselsomkostning for at trække tanktrailereren, og som det fremgår af ovenstående, vil kørslen med CO₂ tanktrailere være af en sådan karakter, at noget rabat må kunne forventes.

Omkostninger til kørsel med CO₂ er således nærmest uafhængige af anlægsstørrelsen, og ved transport over eksempelvis 50 km forventes en samlet omkostning på ca. 110,- kr./ton CO₂.

En meget stor fordel ved transport med tanktrailer er, at kapitalomkostningerne er meget små, hvilket betyder, at der ved opstart af et CO₂-fangstanlæg kombineret med tanktrailertransport, kun bindes en meget lille kapital, hvor senere ændring til transport med rørledning ikke efterlader betydelige strandede omkostninger (eng: stranded cost) i form af en flåde af tanktrailere.

Omkostningsfordeling vejtransport



Figur 20 Omkostningsfordeling ved landtransport af CO₂ med tanktrailer

8.4.3.2 Rørledning

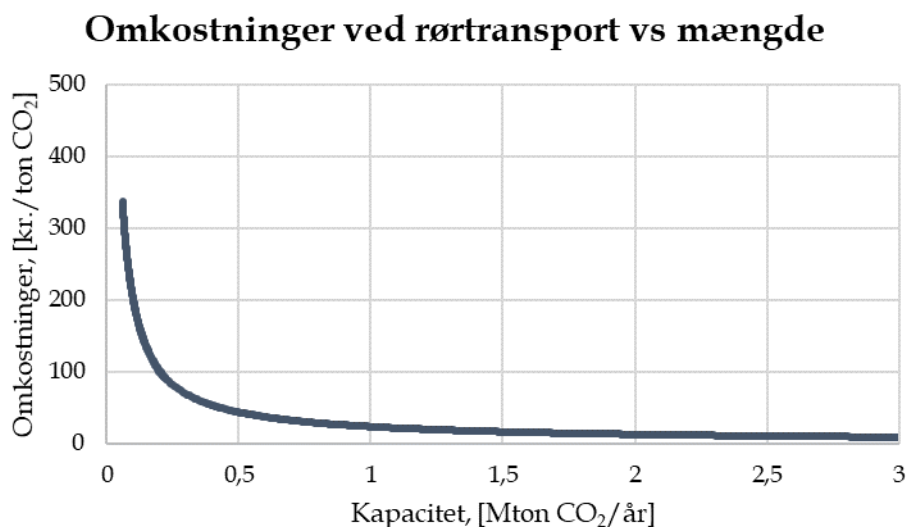
I afsnit 6.5.2 er transport af CO₂ i rørledning nærmere beskrevet, og det fremgår her, at rørledningen fødes med CO₂ ved eksempelvis 120 bar og 40 °C. Kapaciteten af en rørledning afhænger naturligvis af rørledningens dimensioner og det tryk (og temperatur), den fødes.

Når først en rørledning er etableret, er der meget få driftsomkostninger forbundet med dens drift, og de eneste egentlige driftsomkostninger er det tryktab, der opstår, når CO₂ gassen transporteres gennem denne. Det betyder i praksis, at CO₂ gassens tryk skal være eksempelvis 15 bar ved indløb end hvad der ønskes ved ankomst til havnelageret. Rørledningens driftsomkostninger indregnes derfor i omkostningerne til tryksætning, når denne proces tilpasses transport med rørledning.

Omkostningerne ved transport gennem rørledning på 50 km hidrører derfor fortrinsvist fra dennes kapitalomkostninger. Videre udgør selve røret og det tilhørende rørarbejde en relativ lille del af de samlede anlægsomkostninger, hvorfor der er endog en meget stor skalaeffekt for rørledninger, da den samlede etableringsomkostning for rørledningen kun stiger lidt, når/hvis rørets dimension forøges.

I nedenstående ses Figur 21 ses, hvorledes omkostningerne for landtransport af CO₂ gennem rørledning reduceres markant, når mængden af CO₂ der passerer gennem rørledningen er forøget. Først når der ledes ca. 0,2 Mt CO₂ (0,2 mio. ton) gennem ledningen, svarende til CO₂ mængden fra et affaldsenergianlæg med en kapacitet på 30 t/h, bliver transportomkostningen sammenlignelig med, hvad det koster at transportere den med tanktrailer. Hvis flere anlæg kan slå sig samme og anvende en fælles rørledning, bliver omkostningerne til landtransporten endog meget lave.

For mindre anlæg betyder dette, at omkostningerne ved rørledning formentlig vil være for høje med mindre flere små anlæg slår sig sammen med tilkobling til en fælles rørledning.



Figur 21 Transportomkostninger ved transport af CO₂ i 50 km rørledning

8.4.4 Søtransport

Det forudsættes som tidligere beskrevet i afsnit 7.3.6, at søtransporten af CO₂ foretages ved, at der chartres et nybygget skib, der er designet til formålet, og ved en årlig mængde CO₂ på 0,5 Mt, vil et skib med en nettolasteevne på 5.500 – 8.000 ton kunne klare opgaven.

Ved et affaldsenergianlæg med en behandlingskapacitet på 30 t/h, er den årlige CO₂ mængde ved CO₂ fangst imidlertid kun ca. 0,2 Mt/år, hvorfor et sådant anlæg enten må slå sig sammen med andre anlæg med CO₂ fangst eller chartre et væsentlig mindre skib. Som det fremgår af de følgende beregninger, er sidstnævnte løsning dog en væsentlig dyrere.

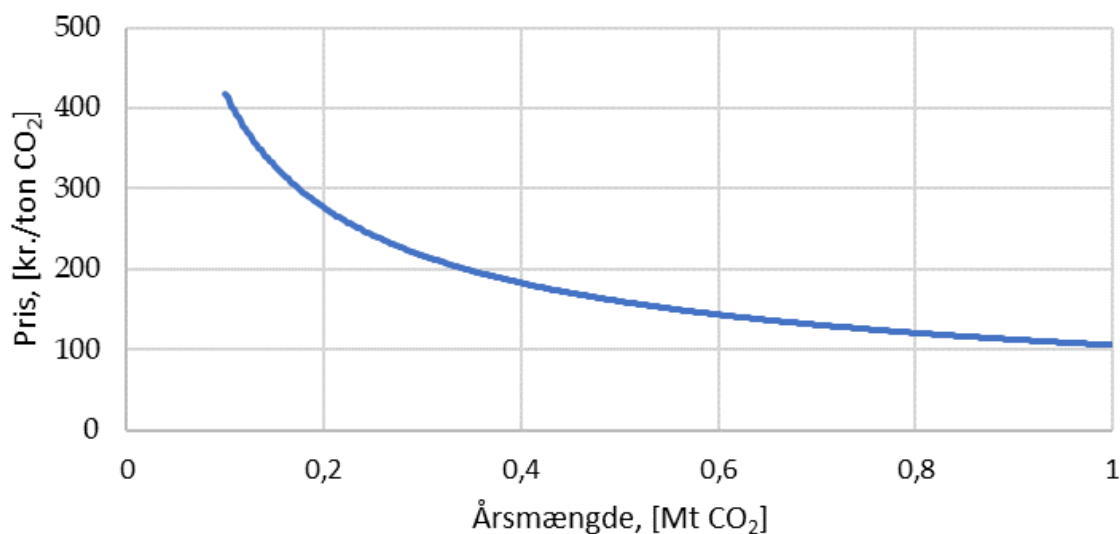
Ved søtransport skal der sondres mellem, transport ved mellemtryk eller højtryk, hvilket i høj grad påvirkes af, hvorledes den transporterede CO₂ skal modtages. De tekniske forhold de to trykvariationer er nærmere beskrevet i afsnit 7.3.6. I det følgende beskrives de økonomiske forhold.

Skibsøkonomien er i høj grad drevet af, hvilken charter-rate der skal betales. Skibsejeren køber skibet og charterer det ud på en langsigtet kontrakt, og i det følgende estimeres denne på baggrund af en krævet afkastgrad fra rederierne på 12 % over en 25-årig periode. Denne beregningsperiode afviger fra den beregningsperiode der ellers anvendes i denne rapport. Dette begrundes med forhold i skibsindustrien, da at et skib efter eksempelvis 15 års drift, uden fornyet charter, ikke er værdiløst, da det kan anvendes, evt. efter ombygning, til andre transportformål.

8.4.4.1 Mellemptryk (15 bar/-30 °C)

Et skib med en nettolasteevne på 5.500 ton, og ved transport af CO₂ under et tryk på 15 bar/-30 °C, vil således under disse forhold koste næsten 50 mio. kr. om året. Hertil kommer driftsomkostninger, brændsel og havneskatter på yderligere 30 mio. kr. således, at den samlede søtransport af 0,5 Mt CO₂ årligt koster ca. 80 mio. kr., svarende til 160 kr./ton.

I Figur 22 ses, hvorledes transportomkostningerne afhænger af, hvilken mængde CO₂, der årligt skal transporteres. Beregningerne er gennemført under forudsætning af en afstand til destinationen på 600 km, destinationen er en havn, anvendelse af en skibsstørrelse, der modsvarer en udnyttelse af skibets transportkapacitet på 95 % og endelig, at der transporteres flydende CO₂ ved medium tryk (se afsnit 7.3.6 for yderligere om forudsætninger for skibstransport).



Figur 22 Omkostninger til 600 km søtransport ved varierende mængde CO₂ (årsmængde) under antagelse af, at transporten tilrettelægges med 95 % udnyttelse af skibet og medium tryk

Som det fremgår af Figur 22 ses, hvordan omkostningerne stiger markant, når den årlige transporterede mængde reduceres.

For et anlæg med en affaldsbehandlingskapacitet på 30 t/h forventes en årlig mængde CO₂ på ca. 0,2 Mt, og omkostningerne for søtransport kan beregnes til ca. 250,- kr./ton. Men omkostningerne reduceres i de tilfælde, at der opsamles og afskibes 0,5 Mt CO₂ årligt, til ca. 160,- kr./ton. Hvis der kan samles op til 1 Mt CO₂ for fælles afskibning, falder omkostningen til ca. 100,- kr./ton.

Et lille anlæg med en affaldsbehandlingskapacitet på 10 t/h vil, hvis det afskiber CO₂ alene og uden yderlige samarbejde med andre anlæg bestykket med CO₂ fangst, således kunne afskibe ca. 0,075 Mt CO₂ årligt, og omkostningerne hertil bliver uforholdsmæssige høje.

Ved afskibning af 0,5 Mt CO₂ årligt, kan det videre beregnes, at hvis transportafstanden i ovennævnte tilfælde stiger fra 600 km til 1.100 km medfører dette, alt andet lige, at størrelsen af skibet stiger fra en nettolasteevne på ca. 5.500 ton til en nettolast på ca. 7.500 ton og, at omkostningerne ved skibstransport stiger fra ca. 160,- kr./ton til ca. 190,- kr./ton.

Det ses således, at den vigtigste faktor ved skibstransport er mængden af den transporterede CO₂, og at dette i højere grad end afstanden påvirker omkostningerne til transporten

8.4.4.2 Højtryk (45 bar/+10 °C)

Ved højtrykstransport af CO₂ med skib (45 bar/10 °C) forudsættes samtidig, at skibet skal lægge direkte an til platformen for den endelige injicering i Nordsøen, hvilket medfører, at der vil være dage, hvor vejret er for hårdt til, at skibet kan lægge an og, at det derfor er nødvendigt at indregne en lavere udnyttelse af skibets transportkapacitet som tidligere beskrevet i afsnit 7.3.6 Søtransport til lager. Transporten foretages derfor med et skib med en nettolasteevne på ca. 8.000 ton og transporten vil under disse forhold koste næste ca. 110 mio. kr. om året, hvortil kommer driftsomkostninger, brændsel og havneskatter på yderligere 60 mio. kr. således, at den samlede søtransport af 0,5 Mt CO₂ årligt koster ca. 170 mio. kr., svarende til 340 kr./ton.

Ved sammenligning med beregningerne i forrige afsnit om mellemtryk transport ses, at transportprisen for højtrykstransport er mere end dobbelt så høj som prisen ved mellemtryk transport alt andet lige.

De væsentligste årsager til de forøgede transportomkostninger er dels, at selve skibet ved højtrykstransport er dyrere i indkøb end et skib med samme lasteevne til medium tryk. Men det forhold, at udnyttelsen af et skib, der planlægges at lægge an direkte til platformen i Nordsøen nødvendigvis må have en højere nyttelast, da der ikke kan gennemføre lige så mange rundture grundet vejrlig. Med større skibe stiger både kapitalomkostningerne og driftsomkostningerne, hvilket fordyrer transporterne.

8.4.4.3 Transportomkostninger

Som det fremgår af de forrige afsnit, er transportomkostningerne ved søtransport meget afhængige af, hvilke omstændigheder, der transporteres under, og det forudsættes følgelig i nærværende beregninger, at der kan samles så meget CO₂ i et givet havnelager, at der årligt kan udskibes 0,5 Mt CO₂ under medium-trykbetingelserne og ved afskibning til destinationshavn således, at enhedsfragtomkostninger kan opgøres til 160,- kr./ton CO₂.

8.4.5 Lagringsomkostninger

Omkostningerne til endelig lagring af den indfangede, fortættede og transporterede CO₂ kan ikke beregnes ud fra systemets opsætning. Det nødvendige omfang af investering og driftsomkostningerne forbundet hermed, involverer en lang række af informationer og data, der i dag kun findes hos ejerne af de berørte felter og reservoirer, hvor lagring skal ske. Lagringsomkostningerne baseres derfor udelukkende på tilgængelige litteraturredata.

I afsnit 7 er der beskrevet forskellige projekter med fremtidige lagringsmuligheder. De fremtidige lagringsmuligheder for CO₂ opdeles nu efter, ved hvilke trykforhold og under hvilke betingelser, de forskellige aktører ønsker at modtage CO₂ som tidligere beskrevet.

Priserne for lagring varierer bl.a. med de trykforhold og modtagefaciliteter, CO₂ skal modtages ved, og som beskrevet ovenfor eksisterer der ikke i dag et marked for lagring af CO₂, men lagringspriser til havs på kort sigt er skønnet til 150,- til 340,- kr./ton og på længere sigt skønnet til mellem 75,- og 150,- kr./ton.

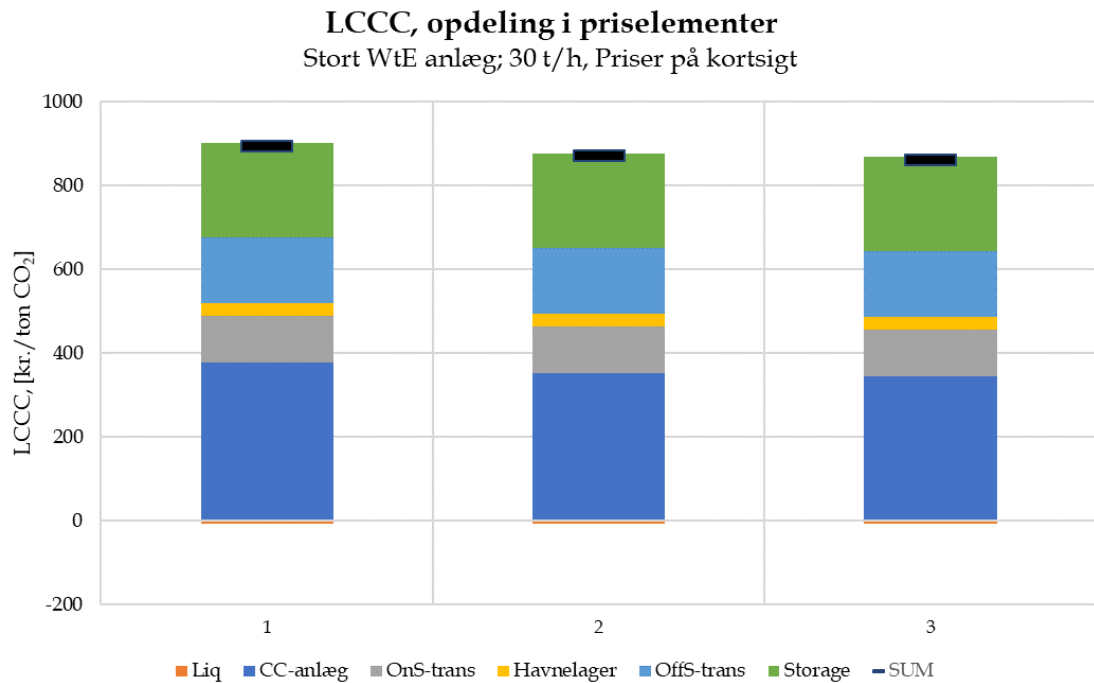
Et godt og veludnyttet kystnært lager i Danmark kan forventes at være væsentligt billigere, måske 50% af de angivne omkostninger til et lager på havet.

8.5 Selskabsøkonomiske resultater

Som det fremgår af de forrige afsnit, består produktionskæden for fangst af CO₂ til lagring af den komprimerede CO₂ i undergrunden af en række delprocesser.

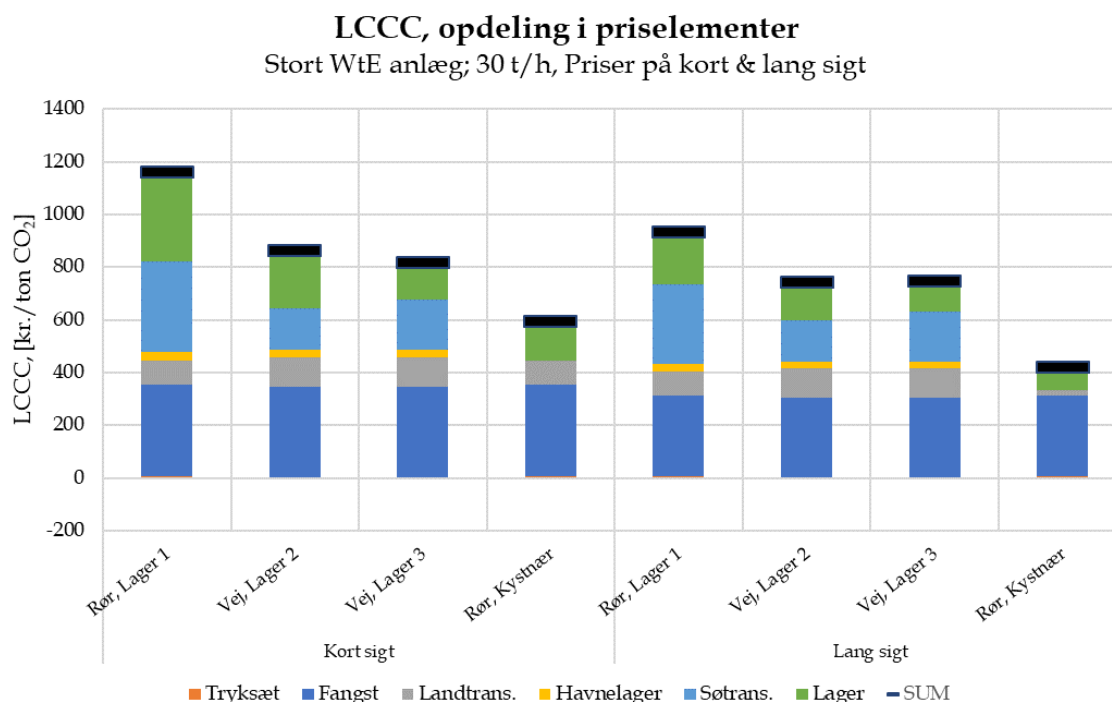
Selve CO₂-fangsten er en proces, der udelukkende foregår på affaldsenergianlægget, ligesom fortætningen (tryksætning og liquefaction) i overvejende grad også forudsættes at foregå på anlægget eller meget nær dette. CO₂-fangstprocessen og den efterfølgende tryksætning vil derfor påvirke affaldsenergianlægget med kapitalomkostninger og tabt elproduktion (mindre indtægter), men dog også med øgede indtægter fra salg af fjernvarme. I Figur 23 ses hvorledes de tre forskellige energigvindingsmuligheder (energiscenarier) på et affaldsenergianlæg påvirker den udjævnedede enhedsomkostning for CO₂ fangst (LCCC balanceprisen), og det mest optimale scenarie er med den store varmepumpeløsning, der samtidigt giver den største energieffektivitet.

Dette billede går igen for alle alternativer til lagring og logistik. Derfor arbejdes der fremadrettet med en antagelse om at der investeres i den store varmepumpe i alle scenarier.



Figur 23 Sammenstilling af priser for CO₂ fangst for anlæg med stor affaldsbehandlingskapacitet og varierende energiudnyttelse på kort sigt med tankvognstransport og udslibning til mellemtryksaktør

I Figur 24 vises en sammenstilling af priserne for de enkelte proceselementer i den samlede CO₂ fangst proceskæde for store anlæg med en affaldsbehandlingskapacitet på 30 t/h.



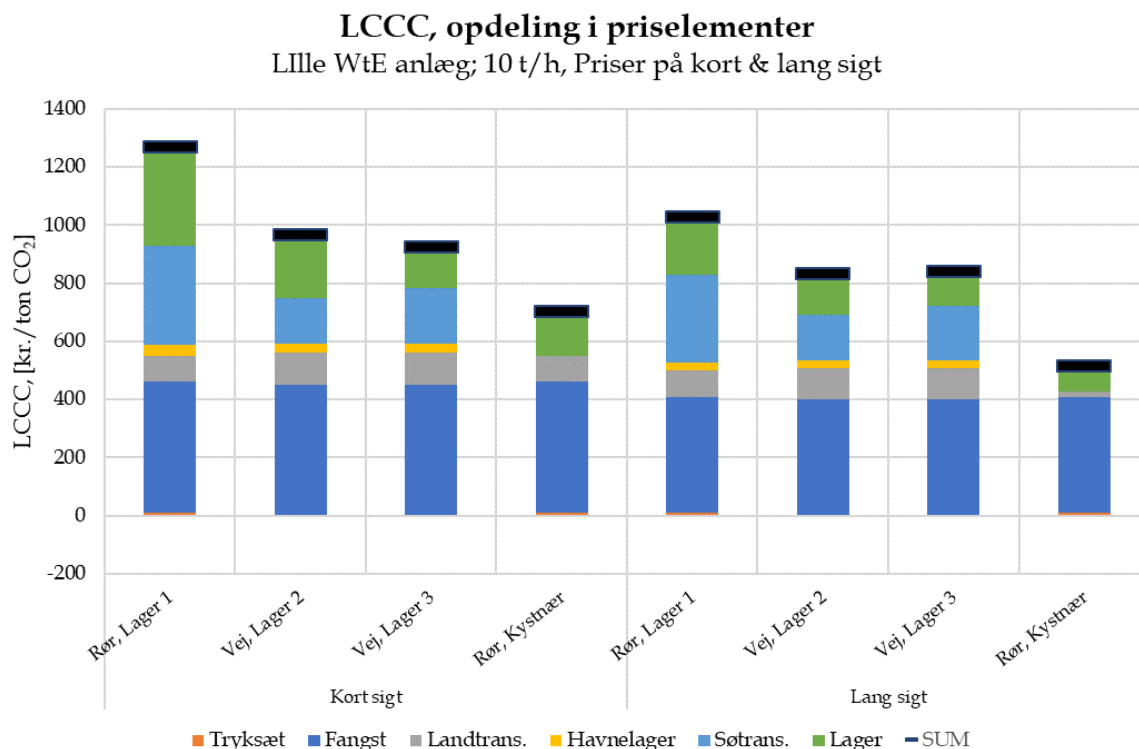
Figur 24 Sammenstilling af priser for CO₂ fangst for 30 ton/h anlæg og varierende transport (vej/rør) og lager (3 offshore og 1 kystnær). Priserne er for udnyttelse på kort sigt (4 til venstre) og lang sigt (4 til højre)

I Figur 24 er alle scenarier med den store varmepumpe (energigenvindingsmulighed 3) og der varieres kun på landtransport (Vej= Tanktrailer og Rør=rørledning) og CO₂ lager (Lager 1 = højtrykslager, Lager 2 og 3 er forskellige mellemtrykslagre og kystnær er national lagring i kystnært lager, hvor søtransport kan undgås). Figur 24 indeholder kun optimerede scenarier for transport og lagring af CO₂ det ses hvordan scenarier med liquefaction til 15 bar/-30 °C giver et negativt LCCC bidrag, hvilket skyldes, at varmen fra processerne kan sælges som fjernvarme med et samlet overskud.

Priserne i Figur 24 er vist således, at de kortsigtede priser er vist til venstre, mens de langsigtede priser er vist til højre.

På tilsvarende vis er de dyreste og billigste scenarier for den samlede CO₂-fangst proceskæde for små anlæg med en affaldsbehandlingskapacitet på 10 t/h vist i Figur 25, og det er ligeledes forudsat, at anlæggene etableres med den store varmepumpeløsning. I figuren er de kortsigtede priser ligeledes vist til venstre, mens de langsigtede priser er vist til højre.

Som det fremgår af både Figur 24 og Figur 25 er det omkostningerne til CO₂-fangstanlægget og selve lagringen, der dominerer billedet, mens omkostninger landtransport m.v. ikke påvirker omkostningerne så meget.



Figur 25 Sammenstilling af priser for CO₂ fangst for 10 ton/h anlæg og varierende transport (vej/rør) og lager (3 offshore og 1 kystnær). Priserne er for udnyttelse på kort sigt (4 til venstre) og lang sigt (4 til højre)

Når søtransport af CO₂ foretages til mellemtryksaktør (15 bar/-30 °C), er transportomkostningerne lavere, end hvor der skal transporteres til højtryksaktører, hvor der pumpes direkte fra skib til endelig lager ude i Nordsøen.

De vigtigste scenarier og beregninger er opstillet og sammenlignet i Tabel 9, hvor det tillige er inkluderet, hvorvidt, der på længere sigt kan opnås væsentlig lavere priser for de forskellige deloperationer. Det skal til tallene i tabellen bemærkes, at de viste omkostninger er afrundet til nærmeste hele 5,- kr., hvorfor en summering af de afrundede delpriser ikke nødvendigvis i alle tilfælde giver den helt rigtige afrundede omkostningssum.

Samlet set kan priserne for håndtering og lagring af CO₂, som det ses af Tabel 9, bringes ned fra en kortsigtet pris på ca. 590-1.160 kr./ton CO₂ til omkring 700 kr. pr ton CO₂ og potentielt helt ned på 400 kr./ton pr ton CO₂ eller lavere ved en kystnær løsning med delt rørføring og stor tilslutning. Således går håndtering og lagring fra at være den klart dyreste enhedsoperation ved CO₂ fangst og lagring til at være en mindre udgift i den samlede værdikæde.

DKK / ton CO ₂	Sigt	CO ₂ fangst anlæg	CO ₂ fangst	Land-transport	Havnelager mm.	CO ₂ Lager	Sø-transport	Total
Rør+lager1	Kort	28 ton/h	345	100	35	340	340	1160
Vej+lager2	Kort	28 ton/h	345	100	30	225	160	860
Vej+lager3	Kort	28 ton/h	345	100	30	150	190	820
Rør+kystnær	Kort	28 ton/h	345	100	0	150	0	595
Rør+lager1	Lang	28 ton/h	305	100	30	200	300	935
Vej+lager2	Lang	28 ton/h	305	100	25	150	160	740
Vej+lager3	Lang	28 ton/h	305	100	25	125	190	750
Rør+kystnær	Lang	28 ton/h	305	20	0	85	0	410

Tabel 9 Oversigt over udvalgte scenarier med priser for mindre og større anlæg på kort og lang sigt med forskellige CO₂ lager optioner

Det bør yderligere bemærkes, at LCCC-beregningerne er meget følsomme overfor energipriserne der er anvendt. De kan således både blive lavere ved lavere elpriser eller højere ved elpriser, der i fremtiden er højere end forudsat. Dertil kommer, at der i LCCC-beregningerne ikke er medtaget positive effekter af sparede afgifter eller sparet køb af CO₂ kvoter, hvilket selv med dagens afgiftsniveau vil være en selskabsøkonomisk besparelse.

9. SKYGGEPRIIS

Ved beregning af den samfundsøkonomiske skyggepris for CO₂ fangst tages der udgangspunkt i Energistyrelsens vejledning for beregning af samfundsøkonomiske omkostninger ved virkemidler i klimaplan, dateret 14. august 2013. Beregningerne justeres dog således, at de overordnet set følger Energistyrelsens Vejledning i samfundsøkonomiske analyse på Energiområdet, dateret juli 2018.

I denne sammenhæng er CO₂ fangst således at betragte som et virkemiddel for reduktion af de nationale CO₂ udledninger, og der beregnes således en velfærdsøkonomisk CO₂-skyggepris ud fra de samfundsøkonomiske omkostninger og reduktionen i udledningen af drivhusgasser angivet som kr. per ton CO₂-ækvivalent reduceret.

Referencen for beregninger er, som tidligere beskrevet under de selskabsøkonomiske beregninger, et affaldsenergianlæg med kraftvarmeproduktion, men uden CO₂ fangst. Ved indførelse af CO₂ fangst som virkemiddel påvirkes elproduktionen, varmeproduktionen og driftsomkostninger ved projektet ligesom der skal afholdes investeringer til diverse anlæg.

9.1 Forudsætninger

Den samfundsøkonomiske skyggepris beregnes grundlæggende under de samme forudsætninger og på samme tekniske grundlag, som gældende for de selskabsøkonomiske beregninger. Med hensyn til Elpriser, varmepriser og CO₂ kvotepriser anvendes dog Energistyrelsens forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, dateret september 2019.

For de enkelte scenariers tekniske beskrivelse og deres indvirkning på el-/varmeproduktion samt indvirkning på driftsøkonomi og investeringer henvises til rapportens forrige afsnit herom.

I skyggeprisberegningen inkluderes det forhold, at der med CO₂ fangst samfundsøkonomisk kan spares omkostninger til CO₂-kvoter, og det forudsættes i den forbindelse, at 50 % af den emitterede CO₂ er af fossil oprindelse. Ved CO₂ fangst forudsættes videre, at det ved kvoteredegørelsen kan gøres gældende, at den fangede CO₂ kan modregnes i anlæggets emission af fossilt CO₂, dog således, at der ikke opnås negative CO₂ emissioner rent kvoteteknisk.

I de samfundsøkonomiske skyggeprisberegninger medtages således både variable og faste omkostninger til drift og vedligeholdelse af de tekniske anlæg, samt investering i det tekniske anlæg m.v.

Samfundsøkonomisk værdiansættes varmesalget sædvanligvis ikke direkte, da fjernvarmen i de danske fjernvarmenet i langt overvejende grad er overskudsvarme fra de store centrale kraftværker, hvormed den samfundsøkonomiske fordel opgøres ved den alternative varmeproduktion, der så kan undlades. Da varmeprisen således bliver afhængig af, hvilket fjernvarmenet, der forsynes med varme fra projektet, anvendes der alternativt affaldsvarmeprisloftet som udmeldt af Energitilsynet. Dette prisloft afspejler netop værdien af den gennemsnitlige vægtede varmeproduktionspris i danske fjernvarmenet.

Investering i CO₂ fangst anlæg, der er lokaliseret ved selve affaldsenergianlægget, inkluderes som investeringer med den af energistyrelsens anbefalede reale kalkulationsrente på 4 % p.a. Investeringer der foretages eksternt i form af havneanlæg og skibe m.v. indregnes med de respektive selskabsøkonomiske omkostninger idet, disse ydelser forventes at blive udført af underleverandører. Faktorpriser korrigeres med nettoafgiftsfaktoren på 1,325.

9.2 Beregningsprincip

De samfundsøkonomiske omkostninger ved et drivhusgasreducerende virkemiddel beskrives mest hensigtsmæssigt ved at tage udgangspunkt i virkemidlernes nutidsværdi. Nutidsværdien udtrykker den tilbagediskonterede værdi af fordele ("benefits") og omkostninger ("costs") ved et givet virkemiddel.

Når r udtrykker diskonteringsraten og T virkemidlets tidshorisont, kan virkemidlets nutidsværdi NPV beregnes ved følgende formel:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^T \frac{\Delta CO_2^t \cdot p^{CO_2}}{(1+r)^t}$$

hvor B_t og C_t afspejler henholdsvis virkemidlets gevinster og omkostninger i periode t . ΔCO_2^t angiver ændringen i udledningen af drivhusgasser som følge af virkemidlet i periode t . Denne størrelse opgøres som negativ, hvis udledningen reduceres. r angiver diskonteringsraten. p^{CO_2} beskriver skadesomkostningen ved en udledning af CO₂.

De globale skades- og reduktionsomkostningerne ved klimaforandringer, p^{CO_2} , er komplicerede at fastlægge. Idet der for drivhusgasser er fastsat absolutte bindende mål, kan de samfundsøkonomiske omkostninger derfor med fordel i stedet udtrykkes ved reduktionsomkostningen per enhed CO₂-ækvivalent (CO₂-skyggeprisen).

Sættes nutidsværdien til nul i ovenstående formel, kan enhedsomkostningen ved at reducere drivhusgasudledningen (CO₂-skyggeprisen) ved hjælp af det konkrete virkemiddel beregnes. Omkostningen findes ved at isolere prisen på den CO₂-ækvivalente reduktion, idet denne antages at være konstant over tid.

$$p^{CO_2} = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} \cdot \left(\sum_{t=1}^T \frac{\Delta CO_2^t}{(1+r)^t} \right)^{-1}$$

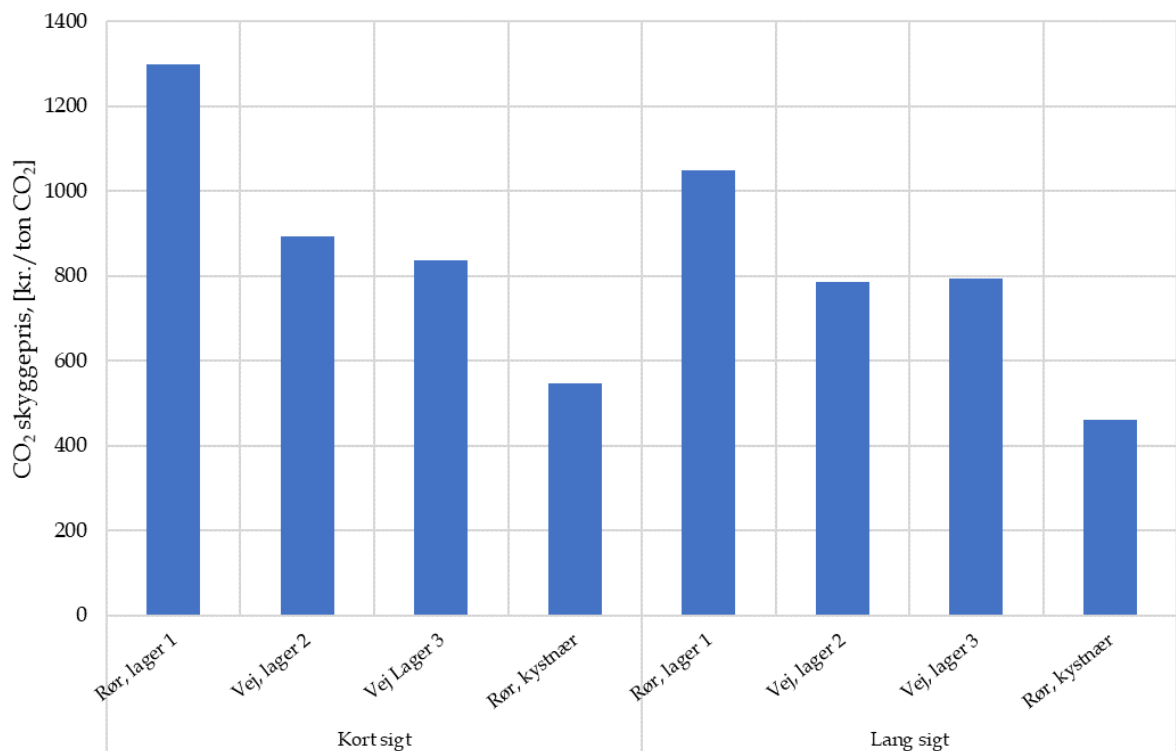
Ved beregningen af B_t og C_t indgår den samfundsøkonomiske nettoafgiftsforvridningsfaktor i alle faktorpriser, hvilket alt andet lige øger den beregnede skyggepris med 32,5 %. ΔCO_2^t er mængden af CO₂ der fjernes med virkemidlet uanset om der er tale om biogent CO₂ eller om fossilt CO₂. I beregningen af B_t og C_t er det dog kun CO₂ kvoter af den fossile andel der inkluderes som tidligere beskrevet.

9.3 CO₂ skyggepriser

De beregnede CO₂-skyggepriser er grafisk afbildet i Figur 26. Som det fremgår af figuren, varierer CO₂-skyggeprisen en del efter hvilket scenariekomposition, der er tale om, og det fremgår ligeledes, hvordan skyggepriserne vil falde på lang sigt. De laveste CO₂-skyggepriser opnås med kystnær lagring i Danmark, hvor skyggeprisen på lang sigt reduceres til ca. 450,- kr./ton, mens den på kort sigt er ca. 550,- kr./ton

For scenarier med transport af flydende CO₂ ved 15 bar/-30 °C til et "billigere" lager til havs skønnes skyggeprisen på kort sigt at være omkring 800-900 kr./ton.

Dyrest er kombinationen med højtrykstransport til et dyrt lager til havs.



Figur 26 Beregnede CO₂ skyggepriser for forskellige scenariekompositioner. Skyggepriserne på kort sigt (4 til venstre) og lang sigt (4 til højre)

Det skal til skyggeprisberegningerne bemærkes, at beregningerne naturligvis indeholder samme usikkerheder, som beskrevet under de selskabsøkonomiske beregninger. Selve CO₂-fangstenheden er teknisk set moden. Usikkerheden skyldes i høj grad, at der overordnet set er tale om en umoden markedssituation, for så vidt angår landtransport, søtransport samt selve lagringen. Dette medfører variation og usikkerhed på de tilhørende priselementer. Når Figur 26 således viser varierende priser fra ca. 450,- kr./ton til ca. 1.300 kr./ton, skyldes dette i høj grad netop usikkerheden omkring transport og lagring samt forskellene på kort og lang sigt. Det skal bemærkes, at det især er alternativet med et kystnært lager og fælles brug af infrastruktur, der giver sig udslag i lave priser.

10. KONKLUSION

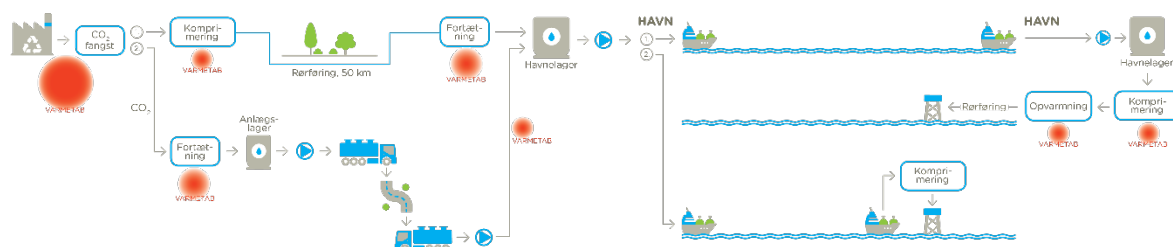
Energimodellering af affaldsfyrede anlæg med CO₂ fangst installeret viser, at det kan lade sig gøre at udnytte næsten al energien, hvis der installeres varmepumper. En del af energien kan hentes selv uden varmepumper. Hvis et fjernvarmesystem ikke kan aftage den ekstra energi ville denne skulle køles væk med deraf følgende økonomisk tab for anlægget.

Det er vurderet, at det - under de opstillede forudsætninger og under antagelse af den i dag mest udbredte fangstteknologi - koster ca. 345 kr. pr ton CO₂ for et mellemstort affaldsenergianlæg at fange CO₂ inkl. omkostninger til investering, drift og vedligehold, helt frem til at CO₂ er klar til videre transport. Denne omkostning dækker således også udgifter til kemikalier, og f.eks. ekstra mandskab samt såvel udgifter som indtægter fra energi køb/salg. På sigt forventes priserne at falde på indkøb af udstyr til CO₂ fangst, og således bliver omkostningen ca. 305 kr. pr ton CO₂ på længere sigt. Nye teknologier kan potentielt bringe omkostningen til CO₂ fangst yderligere ned.

Ovennævnte omkostninger forudsætter dog, at de affaldsfyrede værkers varme prioriteres i fjernvarmenettene, og at der derved sikres afsætning af den producerede varme til de nuværende priser. Udnyttes denne CO₂ neutrale og billige energi ikke vil det betyde en ekstra udgift pr ton CO₂. Alternativt kan CO₂ fangsten indstilles, når fjernvarmen ikke kan afsættes og udgiften kan derved undgås, men med en ekstra CO₂ emission til følge.

Afsætningen af det fangede CO₂ fangst kræver en del udstyr på det enkelte affaldsfyrede anlæg. Hvilket udstyr der kræves er afhængig af det valgte system for transport og lagring af CO₂. Samtidigt definerer systemet for afsætning også, hvor i systemet der er energiforbrug og dermed mulighed for afsætning af fjernvarme.

I Figur 27 nedenfor ses to eksempler på systemer for landtransport (henholdsvis rørføring og transport på tankvogn) og to eksempler på søtransport (henholdsvis losning af CO₂ på land og til havs).



Figur 27 Schematisk oversigt over to muligheder for landtransport af CO₂ samt to muligheder for søtransport med angivelse af hvor der er varmetab (varme røde cirkler)

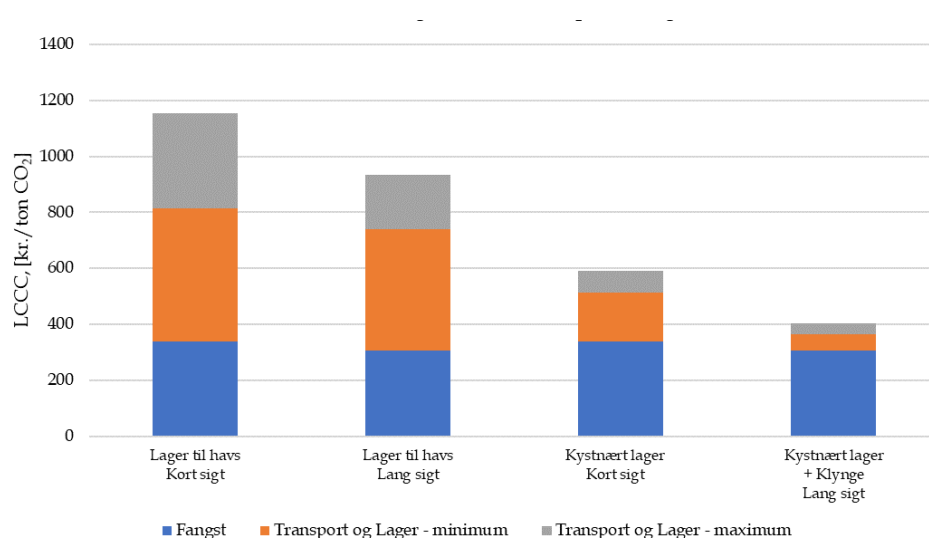
De røde varmecirkler på Figur 27 angiver, hvor der er energiforbrugende processer, der er udtryk for et varmetab, hvis der ikke er mulighed for effektiv udnyttelse af fjernvarme. I beregningerne er det forudsat at hvis fangstprocesserne ligger fysisk tæt ved et affaldsfyret anlæg bliver energien udnyttet til fjernvarmeproduktion, mens hvis de ligger andre steder i systemet, bliver energien kølet væk eller erstattet af fossile kilder.

Der er ikke i dag et egentligt marked for lagring af CO₂. Der er flere projekter under udvikling omkring Nordsøen, men der er ikke etableret et egentligt prisniveau endnu. Det er derfor forbundet med usikkerhed at skønne hvad prisen på lagring vil blive. Men på grundlag af vurderinger fra forskellige internationale institutioner, suppleret med offentligt tilgængelige oplysninger for konkrete projekter, kunne et bud på omkostningen til lager til havs på kort sigt være 150-340 kr. pr ton CO₂ og lang sigt være 75-150 kr. pr ton CO₂. Et godt udnyttet kystnært

lager i Danmark ville forventes at have væsentligt lavere omkostninger, potentielt på 50% af de angivne omkostninger af lager til havs.

De udførte vurderinger af omkostninger til CO₂ lager samt transport viser, at lagerets krav til modtagelse af CO₂ påvirker hele systemet. Desuden at et optimalt lager både har et billigt lager og et krav til CO₂, der betyder billig transport. Kystnære lagre har potentiale til at være langt de billigste, både med hensyn til lager og transport.

Samlet vurderes der – for et mellemstort anlæg og under de givne forudsætninger – at være selskabsøkonomiske omkostninger på ca. 595-1.160 kr. pr. ton CO₂ til at fange og lagre CO₂ på kort sigt (før 2030) samt at disse omkostninger kan bringes ned på 410-935 kr. pr. ton CO₂ på længere sigt. Variationen i de samlede omkostninger er helt overvejende et udtryk for variation i omkostningerne ved forskellige transport og lagringsløsninger samt for den generelle usikkerhed omkring lagringsomkostninger. De laveste omkostninger opnås gennem udvikling og udnyttelse af effektive kystnære CO₂ lagre samt udnyttelse af fælles transportinfrastruktur.



Figur 28 CO₂ omkostninger på kort (før 2030) og på lang sigt (efter 2030) til: (1) fangst, (2) transport + lager til havs eller et kystnært lager. Lys grå udtrykker forskellige transport og lager modeller samt usikkerhed i prissætning.

Det samlede afgiftsniveau på CO₂ i dag, består af en CO₂ afgift og et køb af CO₂ kvoter i EU-ETS systemet på i omegnen af 300 DKK/ton fossil CO₂. Omregnet til den samlede CO₂ mængde svare dette til ca. 150 kr./ton CO₂. De nuværende afgifter, som kan spares ved CO₂ fangst, er derfor ikke tilstrækkelig for at sikre introduktion af CO₂ fangst ved de vurderede omkostninger vist i Figur 29.

De samfundsmæssige skyggepriser er beregnet efter Finansministeriets vejledning og beregningerne viser, afhængig af scenariet kombination og usikkerhed, at skyggepriserne på kort sigt forventes at ligge i intervallet 550-1300 kr. pr ton CO₂. På lang sigt vurderes intervallet at være 450-1050 kr. pr ton CO₂. For scenarier med transport af flydende CO₂ ved lavt tryk og temperatur til et "billigere" lager til havs skønnes skyggeprisen på kort sigt at være omkring 800-900 kr./ton. De laveste CO₂-skyggepriser opnås med kystnær lagring i Danmark og fælles udnyttelse af rør, hvor prisen på kort sigt skønnes til 550,- kr. pr ton CO₂ og lang sigt reduceres til ca. 450,- kr./ton (med brug af fælles rør).

APPENDIX 1 MATEMATIK BAG NPV OG LCCC

Mathematical explanation on NPV and LCCC

Consider a project with an investment (Inv) in year 0 followed by n years of operation each with cost and income designated with I_n and C_n . In Figure 10-1 below this cash flow is illustrated.

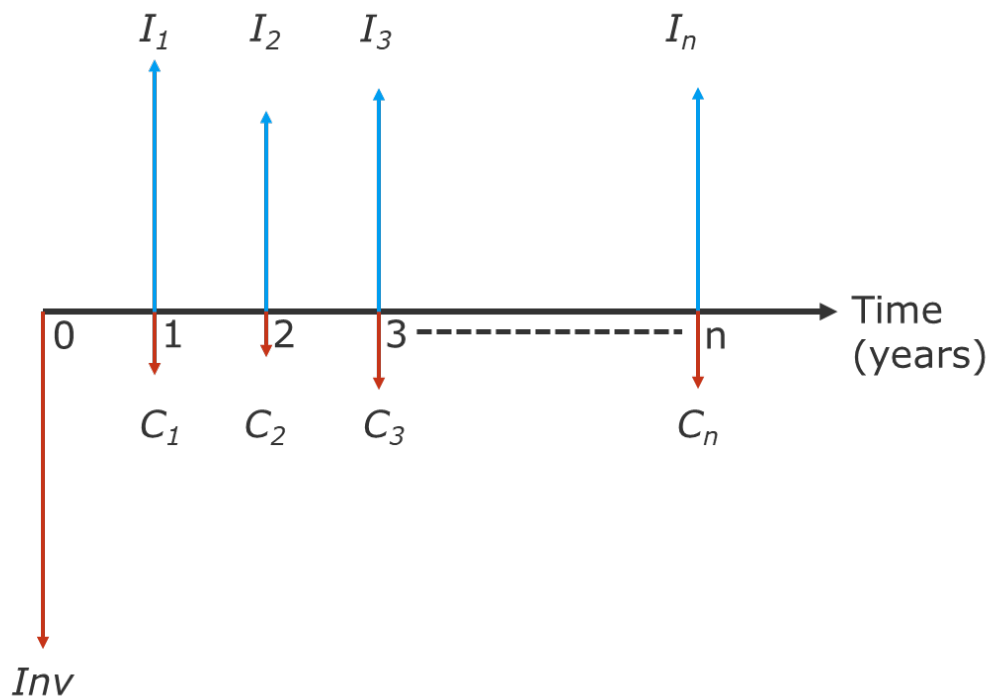


Figure 10-1 Graphic illustration of investment and corresponding cash flow. Inv is the investment in year zero and C_i and I_i are the cost respective income in year i .

NPV (net present value) for the project is calculated as the accumulated discounted value of the annual cost and income from the project added with the investment assumed to be made (paid) in year zero.

The mathematic calculation is made with the following equation:

$$NPV = Inv + \sum_{i=1}^n (C_i - I_i)(1 + r)^i$$

As it appears from the above equation that the calculated NPV expresses the sum of cost thus any positive income (positive I_i) must be subtracted from the annual cost.

The r is often defined as the rate of return that could be achieved otherwise, or simply expressed as the cost of capital. As explained previous all cost and incomes are expressed in fixed prices thus the rate of return must be the real interest rate of return.

With the aim to find the levelized cost of carbon capture (LCCC), an average capture price (fee) must be identified hence the accumulated and discounted carbon capture cost (NVP) is balanced by income from the capture fees. If the capture fees are calculated as an income in the NPV expression above, the NPV equation must be solved for NPV=0.

The annual CO₂ fangst fee is calculated as the levelized cost of carbon capture multiplied with the annual amount of captures carbon (CO₂) hence the annual income form carbon capture in year "i" ($I_{Tr,i}$) is calculated as $I_{Tr,i}=LCCC \cdot M_i$, where M_i is amount of capturec carbon in year i.

It must be noted that LCCC is constant in all years expressed in fixed prices. In real world inflation increases the annul capture fee, but the price will follow the inflation.

By introducing these preconditions in the NPV equation above we get:

$$NPV = Inv + \sum_{i=1}^n (C_i - I_i - (M_i \cdot LCCC))(1+r)^i = 0$$

Rewriting the NPV equation be get the following:

$$Inv + \sum_{i=1}^n (C_i - I_i)(1+r)^i = \sum_{i=1}^n (M_i \cdot LCCC)(1+r)^i$$

Recognizing the left-hand side of the equation as the NPV value from the NPV equation and recalling that LCCC is a constant, LCCC can be calculated as follows:

$$LCCC = \frac{NPV}{\sum_{i=1}^n (M_i)(1+r)^i}$$

The factor $\sum_{i=1}^n (M_i)(1+r)^i$ is recognised as a NPV-calculation of the annual amount of captured carbon. Often Economics argue that NPV of other things than money does not give sense and from a financial point of view this is probably right, however from a mathematical point of view the calculation is exactly identical.

Consequently, to the above calculation there is not any mathematically difference between NPV of costs and NPV of Incomes. Therefore, LCCC is often expressed in a condensed formula with $LCCC = NPV(\text{Net cost})/(NPV(\text{amount}))$.

Often the annual amount of carbon to be captured is constant ($M_i = \text{constant}$) and the factor $\sum_{i=1}^n (M_i)(1+r)^i$ can be rearranged as $M_i \sum_{i=1}^n (1+r)^i$. The sum $\sum_{i=1}^n (1+r)^i$ is often referred as "factor of recovery" and the factor calculated as follows:

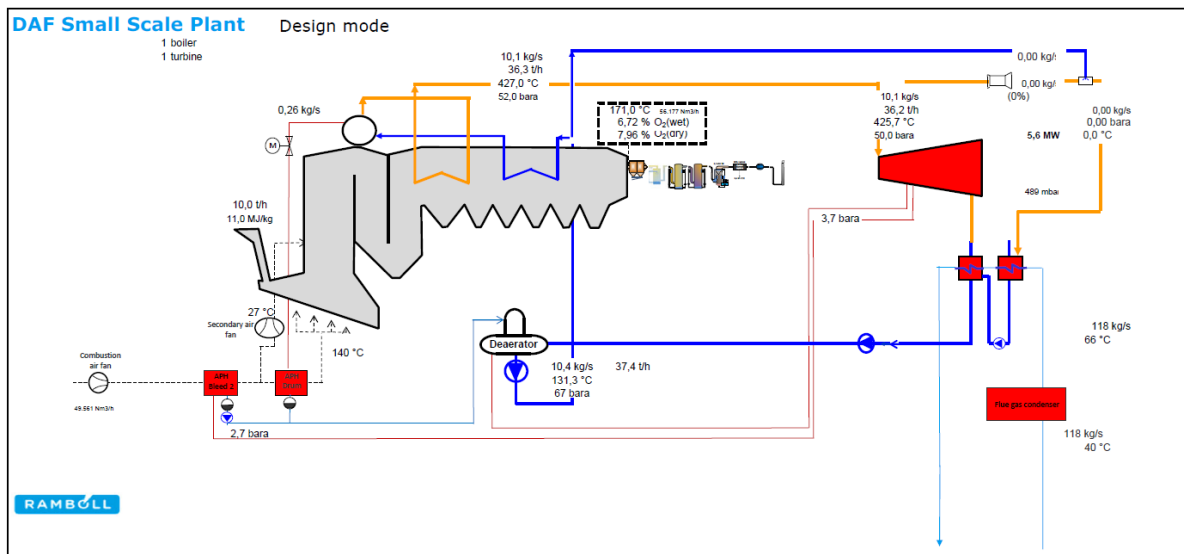
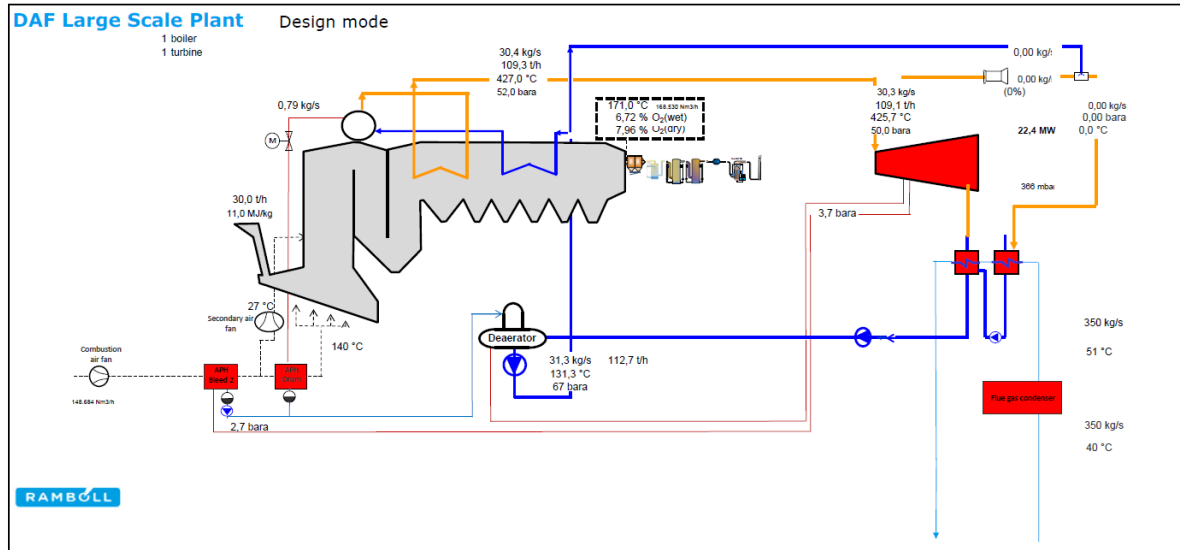
$$\sum_{i=1}^n (1+r)^i = \frac{1 - (1+r)^{-n}}{r} = \alpha(n,r)$$

With a constant annual amount of captured carbon (M_i) the levelized cost of carbon capture (LCCC) is calculated as:

$$LCCC = \frac{NPV}{M_i \cdot \alpha(n, r)}$$

APPENDIX 2 RAMSTEAM MODEL

The Figures below show the layout and mass and energy flows computed using the RAMsteam model for the baseline case and the large- and small-scale plants (30 t/h and 10 t/h), respectively.



APPENDIX 3 THERMOFLEX MODEL

This Appendix shows the THERMOFLEX models for the carbon capture unit of the large- and small-scale plants (30 t/h and 10 t/h) and for the three scenarios being considered. A total of 6 cases is shown (3 scenarios, 2 capacities).

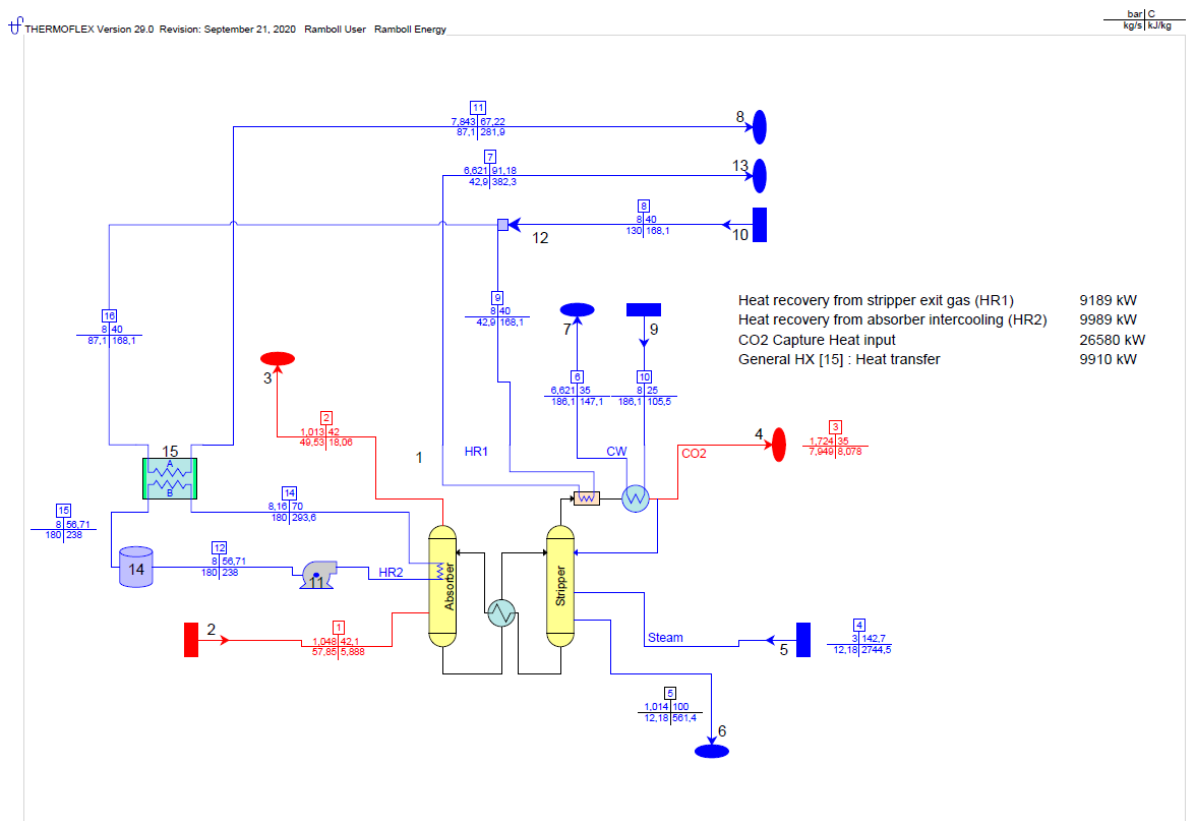


Figure 2. Carbon Capture unit for Large Scale Plant, Scenario 1

CO₂ Fangst på Danske Affaldsenergianlæg

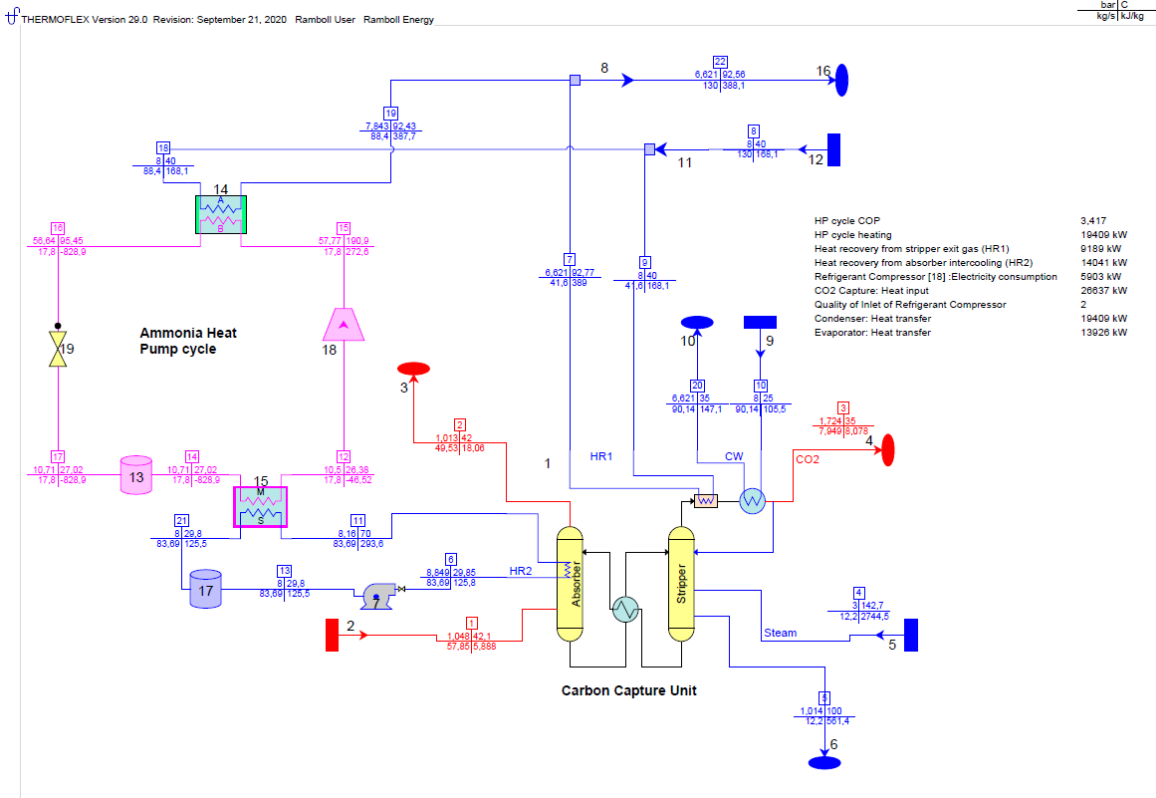


Figure 3. Carbon Capture unit for Large Scale Plant, Scenario 2

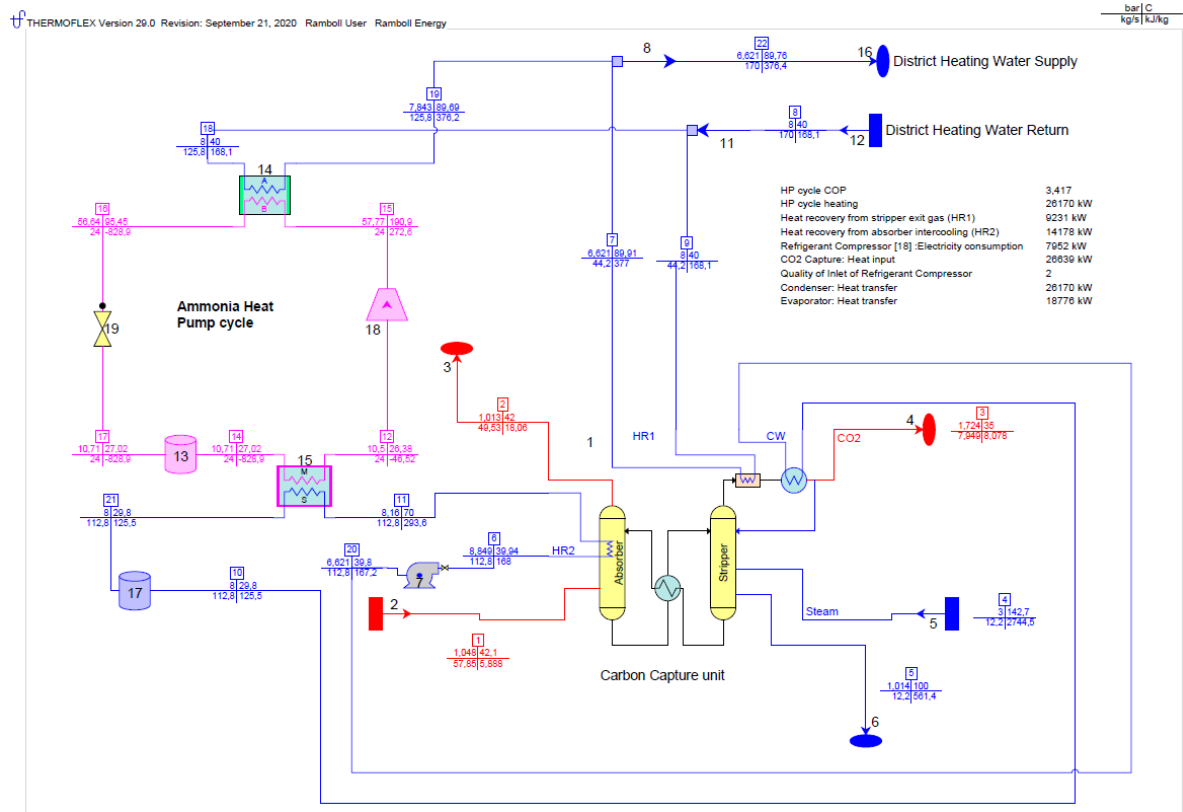


Figure 4. Carbon Capture unit for Large Scale Plant, Scenario 3

CO₂ Fangst på Danske Affaldsenergianlæg

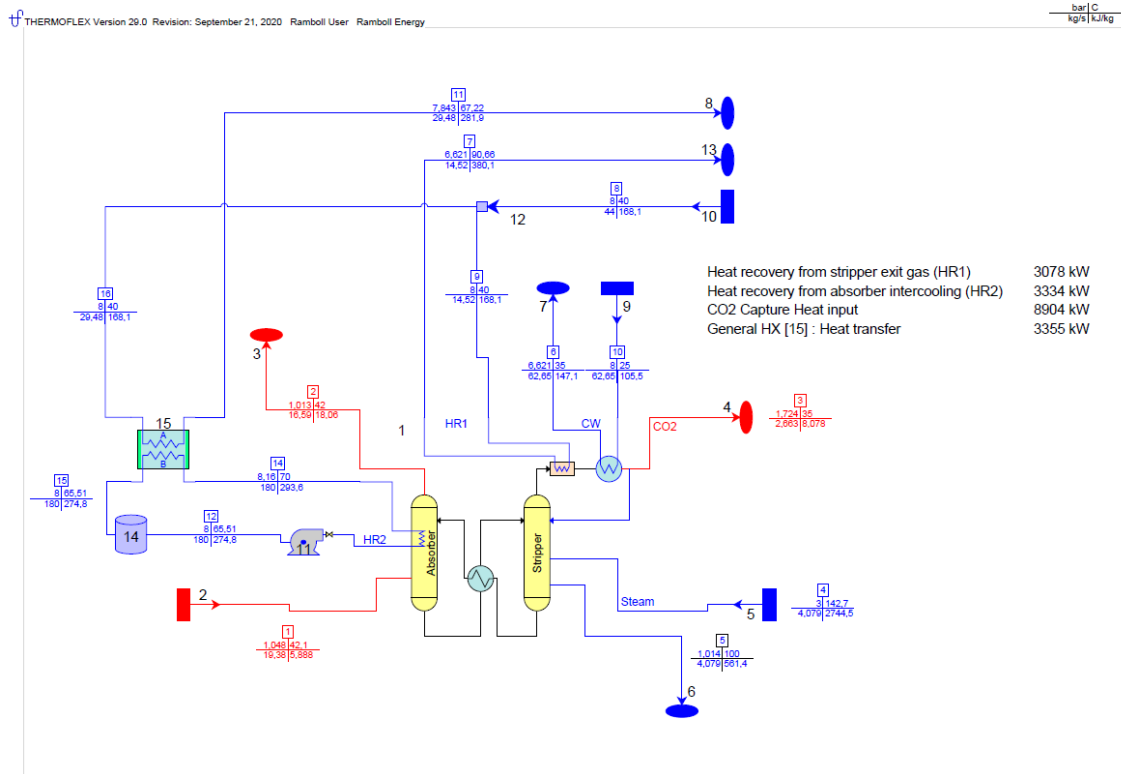


Figure 5. Carbon Capture unit for Small Scale Plant, Scenario 1

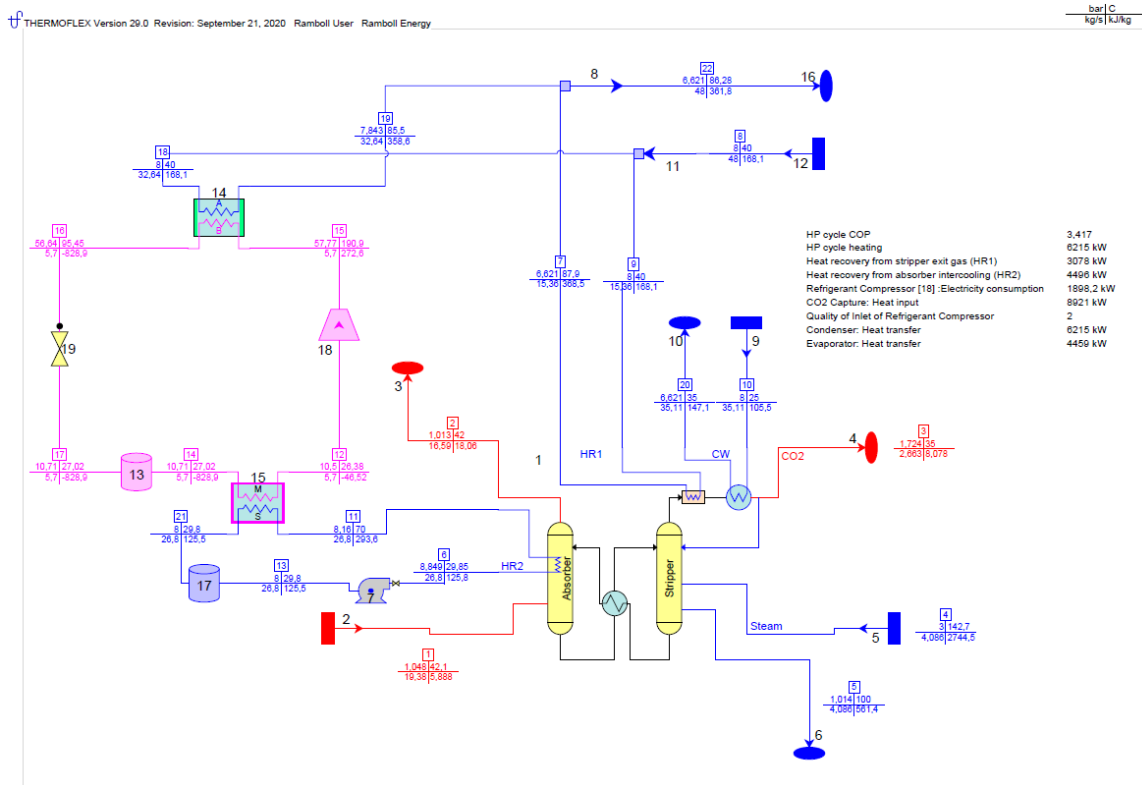


Figure 6. Carbon Capture unit for Small Scale Plant, Scenario 2

CO₂ Fangst på Danske Affaldsenergianlæg

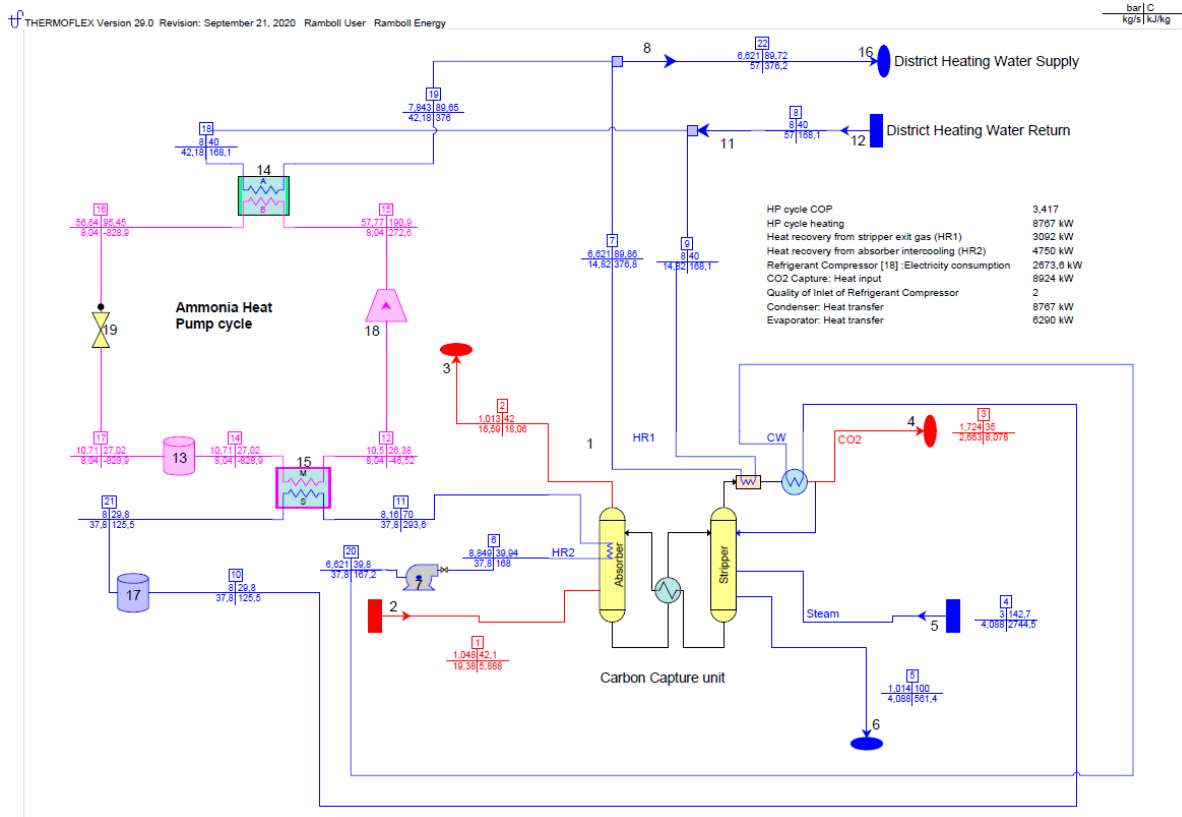


Figure 7. Carbon Capture unit for Small Scale Plant, Scenario 3