

Marts 2021

FREMTIDENS FJERNVARMEFORSYNING I HOVEDSTADSOMRÅDET 2050

DELOPGAVE 1E – SEKTORKOBLING

TERMISK KOBLING OG CCS



INDHOLDSFORTEGNELSE

1.	Forord af FFH50	1
1.1	Indledning	1
1.2	Sammenfatning og Resume	2
1.2.1	Hvad er CCS?	2
2.	Hvad er CCS?	6
2.1	Proceskæden	6
2.2	CO ₂ fangst	8
2.3	Tryksætning og transport	10
2.4	Lagring og søtransport	10
2.4.1	Eksempler på CO ₂ lagringsprojekter i Nordeuropa.	10
2.4.2	Lagringsomkostninger	11
2.4.1	Søtransport til lager	11
3.	Scenarier	13
3.1	CCS på energianlæg i hovedstaden	13
3.2	Sammenhængen mellem fjernvarme temperatur og produktion	14
3.3	Påvirkning af varmeproduktion	14
3.4	Samlede CO ₂ mængder – fanget og undgået udledt	15
3.5	Negativ CO ₂ emission	17
4.	CO₂ rørføring	19
4.1	Potentiale i rørnet	19
4.2	Scenarier for rørføring	19
5.	Økonomi ved CO₂ fangst, rørnet og Lagring	22
5.1	Beregningsprincip	22
5.2	Beregningsforudsætninger	23
5.2.1	Basale økonomiske forudsætninger	23
5.2.2	Specifikke forhold for enkelte delprocesser	27
5.2.3	CC-anlæg	27
5.2.4	Tryksætning og liquefaction af CO ₂	29
5.2.5	Landtransport	29
5.2.1	Søtransport	30
5.2.2	Lagringsomkostninger	31
5.3	Selskabsøkonomiske resultater	31
5.3.1	Omkostninger til fangst og lagring	31
5.3.2	Ændret produktion og forbrug	31
5.3.3	Samlet CCS omkostning	33

Udarbejdet af **KIMB**Kontrolleret af **CTR**Godkendt af **THC**

1. FORORD AF FFH50

Forordet i kursiv er modificeret af FFH50 for at understrege sammenhængen med resten af projektet.

1.1 Indledning

Fjernvarmesektoren i Danmark står over for at skulle gennemføre forskellige omstillingsprocesser, hvor varmeproduktion baseret på fossile brændsler udfases, eller på anden måde sikre, at varmeforsyningen tilvejebringes med reduceret CO₂ udledning til følge.

De fire selskaber VEKS, CTR, Vestforbrænding og HOFOR, der alle producerer og/eller distribuerer fjernvarme til hovedstadsområdet, har iværksat et tværgående samarbejde med det formål at skitsere, hvorledes den fremtidige fjernvarmeforsyning i Hovedstadsområdet kan forventes udviklet frem mod 2050.

I skitseringen af den fremtidige fjernvarmeforsyning ønskes belyst, hvordan og i hvilken udstrækning ændrede rammevilkår for fjernvarmeproduktionen vil påvirke varmeproduktion, og samtidig beskrive, hvordan ændrede vilkår for elforsyning, termisk affaldsbehandling, produktion af E-fuels og CO₂ fangst på termiske anlæg, kan influere på den fremtidige fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet.

I dette notat belyses, hvordan etablering af CO₂ fangst på centrale anlæg til kraftvarmeproduktion i hovedstadsområdet kan påvirke fjernvarmeforsyningen, mens de øvrige forhold omkring elforsyning, produktion af E-fuels og affaldsbehandling behandles i selvstændige notater.

1.1.1.1 Varme fra termisk affaldsbehandling

Fjernvarmeforsyningen i hovedstadsområdet er i dag primært produceret ved brug termiske processer hvor der anvendes både affaldsbaserede og biogene brændsler.

I fremtiden må det forventes at hele energisektoren skal være med til at sikre så lav en CO₂ emission som muligt samtidig med, at der inden for en årrække også vil være et behov for at sikre, såkaldte "negative" CO₂ emissioner. De "negative" emissioner muliggør, at der i det nationale CO₂ regnskab bliver plads til CO₂ emissioner i sektorer, der enten ikke kan gøres CO₂ neutrale eller som er forholdsmeæssigt dyrere at gøre CO₂ neutrale.

Dette gælder således også for fjernvarmesektoren, der samtidig skal sikre sig attraktive varmepriser også i fremtiden ved bl.a. at have omkostningseffektive varmeproducenter med lav CO₂ emission.

Rambøll har i denne rapport udarbejdet tekniske estimater for prisen på CO₂ fangst og lagring (CCS) for centrale kraftvarmeproducerende anlæg i hovedstadsområdet under hensyntagen til anlæggenes fortsatte varmeproduktion. Derudover er det vist hvordan fjernvarmeproduktionen kan medvirke til at reducere CO₂ udledningen ved at benytte CCS på de termiske anlæg.

Implementering af CCS på termiske kedler i Hovedstaden vil påvirke fjernvarmeproduktionen da fuldstæffekten ændres på kedlerne. Ændringen er påvirket af hvilken varmeintegration der påføres de nye CO₂ fangstanlæg og i hvor høj grad der benyttes store varmepumper. Disse effekter er undersøgt gennem simpel systemmodellering.

Når CO₂en er fanget og fortættet skal den transporteres og lagres permanent i undergrunden. Rørføring af CO₂ er en måde at sikre en effektiv og prisbillig logistik, og rapporten ser på hvilke forskellige størrelser af rørsystemer der er mulige og dermed forskellig grad af national logistik.

Effekterne af at implementere CCS i hovedstaden for energiproduktion kombineret med driftstid på grund- og mellemlast anlæg tillagt udgifter til logistik/rør og lagring, giver en samlet pris for

at fange CO₂. Notatet beregner, med skøn af en række vigtige faktorer for denne implementering, en samlet mulig fremtidig CO₂ pris i Hovedstaden ved CO₂ fangst på de fem store anlæg; Amager Ressourcecenter, Vestforbrænding, ARGO, Avedøreværket Blok 2 og Amagerværket blok 4.

1.2 Sammenfatning og Resume

Hvordan vil varmeproduktionen i hovedstaden i dag blive påvirket af en fremtidig fjernvarmeforsyning med etableret CO₂ fangst og lagring (CCS) på de centrale kraftvarmeproducerende anlæg? Og hvad bliver prisen for et sådan CCS system med hensyn til etablering og drift?

CCS har potentiale til at bidrage væsentligt til at opnå målet om reduktion af drivhusgas emissionerne og CCS kan vise sig, at være billigere end andre alternativer til at reducere CO₂ i samfundet. Hvis værkerne i Hovedstaden samarbejder om en fælles løsning kan det blive endnu billigere og en særlig billig løsning kan opnås hvis landtransport, midlertidig lager og søtransport samt endelig lagring slås sammen ved at etablere en direkte rørforbindelse til et nationalt lager.

1.2.1.1 Hvad er CCS?

CO₂ fangst, håndtering og lagring (eng: Carbon Capture and Storage - CCS) består af en række forskellige procestrin, hvor nogle trin i forskellig grad påvirker valget af andre trin. CCS-proceskædens trin er derfor delvist gensidige afhængige af hinanden.

De væsentligste trin i denne proceskæde er

CO ₂ fangst	(Fangst af CO ₂ på selve anlægget/røggassen)
Tryksætning og lager	(Fortætning af CO ₂ gassen for efterfølgende transport, evt. med lager)
Landtransport	(Transport til havn med tankvogn eller rørledning)
Midlertidigt lager	(typisk lager på havn)
Søtransport	(Transport med tryksat og afkølet gas med skib til modtager)
Endelig lagring	(Lagring i undergrunden)

1.2.1.2 CO₂ fangst

Kernen i CO₂ fangstanlægget er selve fangsten af CO₂, der foregår ved at CO₂'en "fanges" (absorberes) fra røggassen med en amin i en vandig opløsning i en såkaldt "absorber". Efterfølgende separeres CO₂'en fra aminen igen ved at "koge" CO₂'en ud, hvortil der benyttes damp. Processen sker i en såkaldt "stripper", som kan skille CO₂'en ud og herefter er den frigivne CO₂ klar for videre disponering. At frigive CO₂'en igen er en meget energikrævende proces, der gør det relevant at opsamle varmen i den proces. At opsamle varmen kræver genvinding af størstedelen af varmeenergien ved hjælp af varmepumper.

1.2.1.3 Tryksætning og landtransport

Under standardbetingelser med et tryk 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 komprimere og afkøle gassen.

Ved tryksætning til transport med rørledning komprimeres CO₂ gassen typisk til 120-150 bar, mens transport med tanktrailer forudsætter komprimering og afkøling til ca. 15 bar/-30 °C. Andre tryk/temperaturkombinationer er også mulige men giver forskellige økonomiske betingelser.

1.2.1.4 Lagring og søtransport

Efter fangst af CO₂ og fortætning af gassen skal denne transporteres og lagres permanent i undergrunden.

Der eksisterer i dag ikke et marked for lagring af CO₂, men der arbejdes med lagring af CO₂ i undergrunden på flere fronter, og i vores umiddelbare nabolande Norge, Storbritannien og Holland er flere projekter undervejs. Fælles for disse projekter er, at CO₂'en skal transporteres med skib til destinationen, mens der i mulige danske projekter arbejdes på, at den komprimerede CO₂ kan ledes direkte ned i undergrunden.

1.2.1.5 Scenarier og påvirkning af varmeproduktion

For at modellere omkostningerne til CO₂ fangst i hovedstaden opstilles en række scenarier i notatet, hvor der i varierende grad etableres CO₂ fangst på de forskellige anlæg, og med varierende grad af varmeenergigenvinding. Formålet med varmegenvinding i CO₂-fangstenheden er at producere så meget fjernvarme som muligt, men også gerne ved så høje temperaturer som muligt.

Produktionsenhederne deles op i Grundlastanlæg, f.eks. affaldsenergianlæg, der køres ved maksimal termisk kapacitet i 8.000 timer og Mellemlast anlæg, der alle køres i et antal timer ved maksimal termisk kapacitet svarende til, at det samlede fjervarmebehov tilfredsstilles.

Påvirkning af varmeproduktionen

Ved anvendelse af damp til stripperprocessen vil varmeproduktionen typisk blive reduceret med ca. 30 %. Uden brug af varmepumpe kan kun ca. 1/3 af den damp, der anvendes til processen, genvindes direkte som fjernvarme ved ca. 95 °C. Den øvrige varme kan dog genvindes med brug af varmepumper, hvor den øvre grænse for fremløbstemperatur fra kommercielt tilgængelige varmepumper er ca. 85 °C.

Notatet ser der derfor både på scenarier med og uden varmepumper, da det ikke er sikkert at den ekstra varme kan afsættes med de lave temperaturer.

1.2.1.6 Undgået CO₂ udledning

De forskellige scenarier repræsenterer alle den samme samlede varmeproduktion, men produktionsfordeling mellem de enkelte anlæg er forskellig i scenarierne, og derfor vil brændselsforbruget og elproduktionen også variere.

Den samlede undgåede udledte mængde CO₂ afhænger derfor både af, hvordan brændselsforbruget bliver påvirket, men også i hvilken grad der fanges CO₂ på anlæggene.

Ved fangst på de 5 anlæg og vil det i de forskellige scenarier reelt være muligt at undgå CO₂ udledning svarende til mellem 2 og 3 mio. ton CO₂ årligt.

1.2.1.7 CO₂ rørføring

Notatet viser, at et særligt forhold gør sig gældende, hvis skibstransporten helt kan undgås, fx hvis der etableres et nationalt rørnet, som er direkte forbundet med det lager, hvor CO₂'en skal lagres permanent. Denne løsning vil være mulige med et kystnært lager, hvor eksempelvis Havnsø, Esbjerg eller Hanstholm vil være mulige placeringer.

Fordelen ved transport gennem rør er, at når først rørledningen er etableret er der meget få driftsomkostninger ved transporten af CO₂'en i rørnettet, udover tryktabet.

Etablering af et fælles rørnet i København og omegn gør det derudover potentielt muligt, at koble dette til et nationalt CO₂ lager med store økonomiske fordele til følge, da omkostningerne som søtransport medfører helt kan undgås.

1.2.1.8 Beregningsforudsætninger

Ved beregning af de selskabsøkonomiske forhold for CCS på de 5 centrale kraftvarmeverker i hovedstadsområdet skal det bemærkes, at værkerne gensidigt påvirker hinanden. Etablering af CCS på eksempelvis ét anlæg påvirker det residuale varmemarked for de øvrige anlæg, og dermed såvel varmeproduktion, elproduktion og brændselsforbrug på de værker, hvor CCS ikke etableres.

De 5 centrale kraftvarmeverker leverer beregningsteknisk ca. $\frac{2}{3}$ af den samlede varmeleverance på 10 TWh i hovedstadsområdet, og andelen af varmeproduktion fra disse værker forudsættes uændret i de opstillede scenarier med CCS.

Beregningsteknisk anvendes en planperiode på 15 år i beregningerne, hvilket er valgt da et CCS-anlæg er at betragte som en opgradering af et allerede eksisterende anlæg med reduceret levetid. Endvidere anvendes der en real kalkulationsrente på 4 % p.a. og de gennemførte økonomiske beregninger inkluderer hele CCS-proceskæden fra CO₂ fangst til lagring.

Det økonomiske mål for hvad det koster at etablere CCS, beregnes som den udjævnede gennemsnitlige omkostning pr. ton CO₂, der undgås udledt, og inkluderer alle omkostninger til fangst, håndtering og lagring over projektets levetid. Omkostningen betegnes LCCC (Eng.: Levelized Cost of Carbon Capture).

Det er vigtigt at bemærke, at alle beregninger gennemføres uden afgifter og CO₂-kvoter, da omlægning af afgifter og håndtering af kvoter i et regime med CCS, vil være en del af det økonomiske incitament for etablering og drift af CCS.

1.2.1.9 Selskabsøkonomiske resultater

På baggrund af ovenstående modelforudsætninger er der i rapporten opstillet 4 scenarier, som sammenlignes med et reference scenarie, hvor varmeproduktionen er som i dag på anlæg uden CCS:

0. Ref.: Basis scenarie uden CO₂ fangst på alle anlæg
1. CC,all; HP,GL: CO₂ fangst på alle 5 anlæg. Varmepumpe på grundlastværker (Affald)
2. CC,GL; HP,GL: Kun CO₂ fangst på grundlastværker (Affald), men med varmepumpe
3. CC,all; HP,all: CO₂ fangst på alle 5 anlæg. Varmepumpe på alle 5 anlæg
4. CC,all: CO₂ fangst uden varmepumper på alle 5 anlæg.

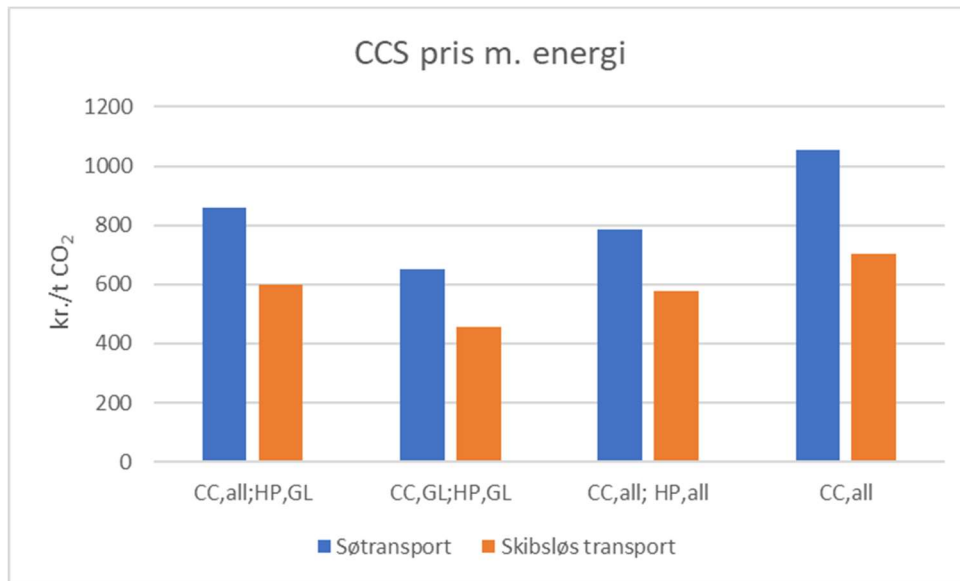
Resultatet af modelberegningerne er vist i Figur 1 nedenfor.

Resultaterne viser, at hvis CO₂'en transporteres med søtransport (de blå kurver), vil de laveste beregnede omkostninger (LCCC'er) af de fire beregningsscenarier opnås i scenarie 2, hvor der udelukkende etableres CCS med tilhørende varmepumpe på de tre grundlastværker (affaldsværker). Resultatet er imidlertid ikke overraskende, da de tre grundlastværker forventes at køre ved maksimal kapacitet i ca. 8.000 timer årligt, hvilket alt andet lige giver lavere gennemsnitsomkostninger til CCS. Således skyldes den højere gennemsnitspris i scenarie 1, at det er relativt dyrere at etablere CCS på mellemlast værker, der ikke kører hele året rundt.

Beregningerne for de fire scenarier kan imidlertid ikke sammenlignes direkte, da mængden af den udledte CO₂ der undgås ikke er den samme i alle fire scenarier. Derfor kan det i første omgang synes attraktivt at gå efter Scenarie 2, men samtidig er det også det scenarie med den laveste undgåede CO₂ udledning med knap 2 Mton CO₂ årligt.

Hvis der også etableres CCS på mellemlastværkerne (AMV4 og AVV2), som er tilfældet i de øvrige tre scenarier, vil mængden af undgået udledt CO₂ stige. Omkostningerne hertil stiger dog også, alt andet lige, da disse værker som nævnt ikke kører året rundt. Men hvis der samtidig med udbredelse af CCS på anlæggene også motiveres til etablering af et fælles rørsystem med en kystnær lagring i Danmark (de orange kurver), vil dette derimod være en meget stor fordel. Forskellen på de blå søjler og de orange søjler skyldes sparede omkostninger til skibstransport, ca. $\frac{2}{3}$ af forskellen, og reducerede omkostninger til selv lagringen som udgør ca. $\frac{1}{3}$.

Ved en løsning uden søtransport, dvs. med et fælles rørsystem og en kystnær lagring, reduceres prisen således markant, og faktisk bliver prisen ved den skibsløse transport i scenarie 1 (CC, all; HP, GL) lavere end prisen i scenarie 2 med omkostninger til søtransport m.v.



Figur 1. Samlet LCCC for de fire beregningsscenarier, hvor OffShore lagring + søtransport (blå søjler) sammenlignes med skibsløs løsning og kystnær lagring (orange søjler)

Sammenfattende peger undersøgelsen på, at en løsning med et nationalt/regionalt rørnet kan være økonomisk attraktivt, i forhold til større eller mindre løsninger baseret på skibstransport. Dette betyder, at der bør være en betydelig grad af samarbejde mellem de forskellige CO₂ producenter, for at sikre tilstrækkeligt med opsamlet CO₂ til at der kan etableres en billig transport og lager løsning.

Dette indebærer, at der kan være fordele ved at etablerer CCS på mange værker, under hensyntagen til den driftstid der kan opnås på den enkelte blok.

Vigtigt for resultaterne er dog, at det skal overvejes, hvem der skal betale regningen for CCS, for at fjernvarmen fortsat er konkurrencedygtig, sammenlignet med andre alternativer.

2. HVAD ER CCS?

CO₂ fangst, håndtering og lagring (eng: Carbon Capture and Storage - CCS) består af en række forskellige procestrin, hvor nogle trin i forskellig grad påvirker valget af andre trin, således at CCS-proceskædens trin er delvist gensidige afhængige af hinanden. I dette kapitel gives en overordnet beskrivelse af de forskellige procestrin, og det forklares, hvordan de forskellige procestrin påvirker og/eller er betinget af hinanden.

2.1 Proceskæden

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

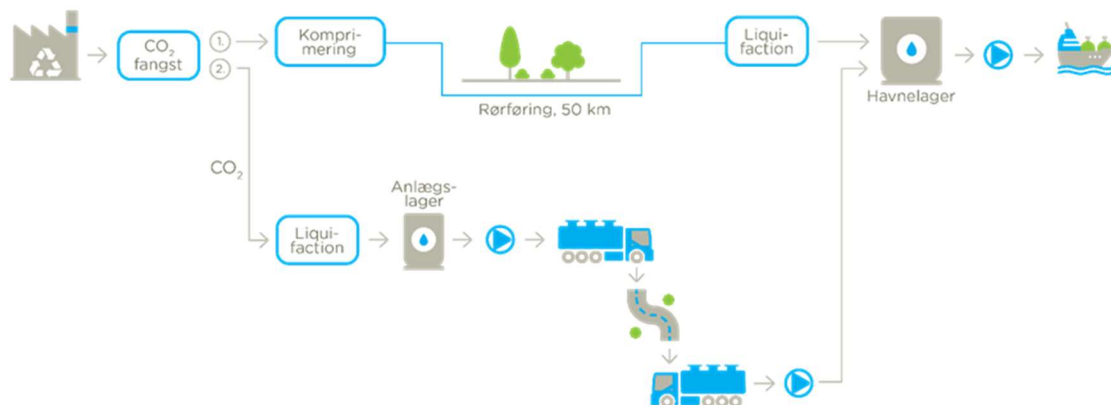
CO ₂ fangst	Proces, der etableres i umiddelbar nærhed af affaldsenergianlægget med det formål at trække CO ₂ ud af røggassen og koncentrere denne til en "ren" CO ₂ gas.
Tryksætning	Fortætning af CO ₂ gasses således, at denne omdannes til en væske, der lettere kan transporteres. Processen er energikrævende 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 anlæggets 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. Her føres tryksat CO₂ i rørledning direkte fra anlæggets tryksætning frem til den endelige lagring i dansk lager, hvortil søtransporten kan undgås. Ved en sådan løsning spares omkostninger til både det midlertidige lager og den efterfølgende søtransport.

I nedenstående figur 1, figur 2 og figur 3 ses skematisk fremstilling af de forskellige delprocesser som beskrevet ovenfor.

I figur 1 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 CO₂ under disse temperaturer og tryk kan i dag købes kommercielt, og der transporteres ca. 25 ton flydende CO₂ pr tankvogn (tanktrailer)

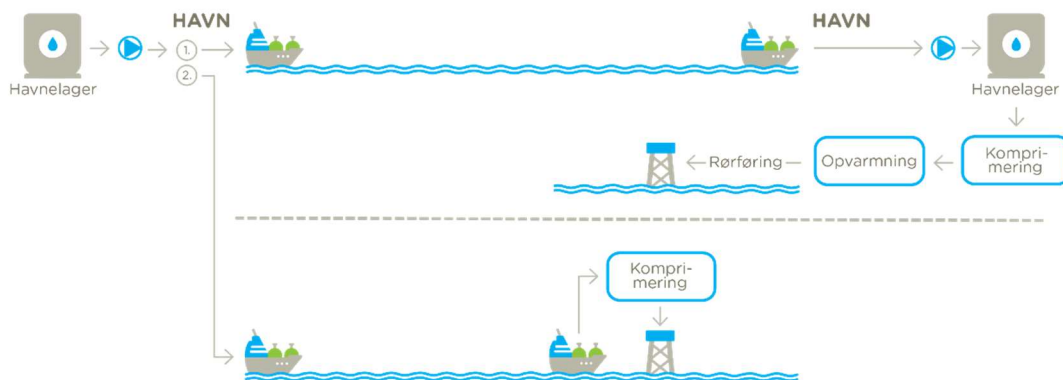
Alternativt til transport med tankvogn er transport i rørledning. Ligesom med transport med tankvogn ønskes CO₂ gassen fortættet, så transporten kan ske i så små rør som muligt. Transport i rørledning ved -30 °C ønskes ikke, hvorfor trykket typisk øges til 100-200 bar og gassen køles til eksempelvis 40 °C (trykafhængig). Under disse forhold fortættes CO₂ gassen igen og bliver væskelignende.



Figur 1 Skematisk 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 nødvendig køling skal gennemføres først, inden gassen kan overføres til havnelageret. For rørtransporten findes derfor tilføjelse en liquefaction på havnelokaliteten sted.

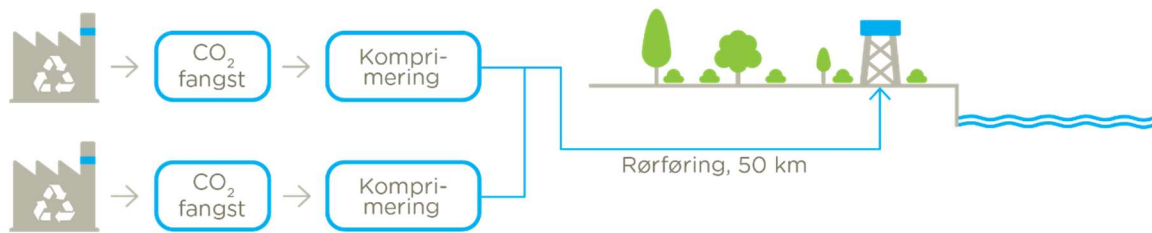
I figur 2 vises den videre disponering med skibstransport, og som det fremgår af figuren, er der to forskellige veje for den videre disponering, hvilket afhænger af set-uppet for den platform, hvorunder der skal lagres CO₂.



Figur 2 Skematisk fremstilling af CCS-processen trin med søtransport, komprimering, forgasning og lagring i undergrunden.

Fælles for de to lagringsmuligheder er, at gassen skal komprimeres meget (op til 200 bar), når den injiceres i undergrunden. 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 som vist i figur 3 nedenfor. Her er trykket som ved rørføring ovenfor, men der er intet lager hverken på anlæg eller ved modtagelse, så CO₂ pumpes direkte i CO₂ lageret ved produktion. Eneste buffer i systemet er rørledningen og det associerede volumen herved.



Figur 3 Kystnær lagring af CO₂ f.eks. som ved Havnsø i Vestsjælland, men Esbjerg og Hanstholm er også nævnt som danske muligheder.

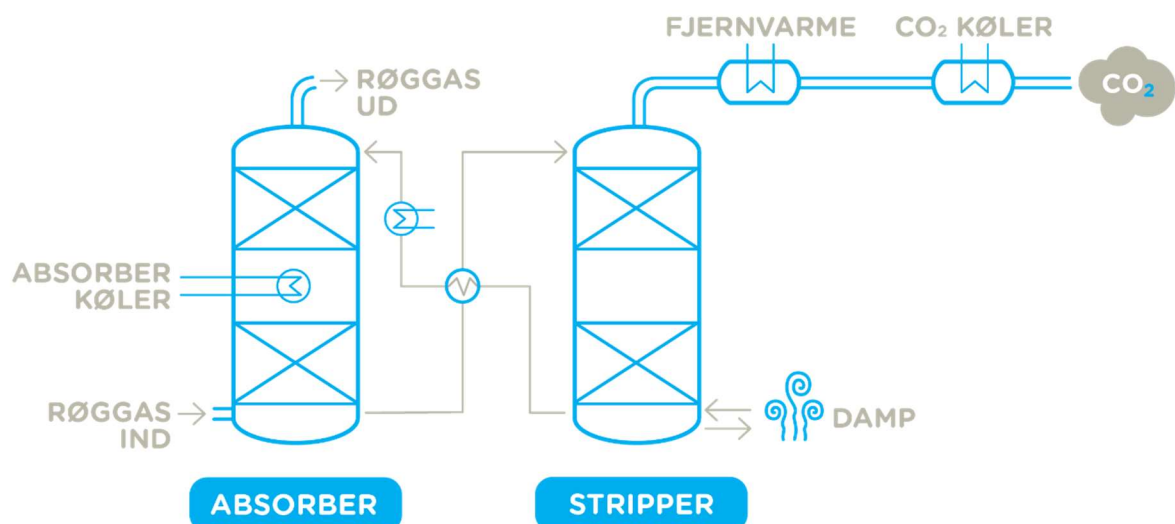
2.2 CO₂ fangst

Kernen i CO₂ fangstanlægget 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. Den regenererede amin føres tilbage til absorberprocessen, hvorfor der i princippet er er noget forbrug af amin i CO₂ fangstanlægget.

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 og temperaturmæssige betragtninger og det vises, hvorledes processerne energiteknisk kan implementeres på termiske energianlæg. Det skal bemærkes, at procesbeskrivelserne er generiske således at forstå, at der i det følgende ikke tages stilling til, hvorledes CO₂ fangsanlæggene bedst implementeres på de konkrete anlæg, der indgår i nærværende rapports analyser.

I figur 4 ses en principiel opstilling af kerneprocessen med aminbaseret absorber- og stripperproces med tilhørende hjælpekomponenter. Figuren viser videre de vigtigste masse-/energistrømme i processen.

Det skal bemærkes, at røggassen, når den ledes til CO₂ fangstanlægget, typisk skal være afkølet til ca. 40 °C af hensyn til processerne i absorberen. Det er i det følgende forudsat, at denne røggasafkøling er pågået forinden.



Figur 4 Proces-oversigt over CO₂ fangst-enheden (CC-anlæg)

Absorber

I absorberen absorberes CO₂ fra røggassen ved hjælp af en amin i vandig opløsning. Traditionel anvendes monoethanolamin (MEA), men flere specielle aminer og/eller proprietære aminblanding fra de forskellige teknologileverandører er begyndt at blive udviklet.

Absorptionsprocessen er exoterm, hvilket betyder, at der frigives varme under absorptionen af CO₂ i aminopløsningen. Røggassen fra affaldsenergianlægget tilføres absorberkolonnen i bunden, således at aminopløsningen og røggassen bevæger sig i modstrøm. Den rensede røggas 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

Grundet absorptionsprocessens exoterme natur kan der trækkes varme ud af absorberen, hvilket i figur 4 er vist med en "absorberkøler". Denne køles placering vil afhænge af de nærmere omstændigheder for CO₂ fangstanlæggets drift, hvorfor køleren lige så vel kan placeres i toppen af absorberen, hvor den køler på den rensede røggas.

Da det ikke ønskes, at absorberen opererer med alt for høje temperaturer af hensyn til selve absorptionsprocessen, er det begrænset, ved hvilken temperatur absorptionsvarmen kan hentes ved. Typisk vil det være nødvendigt at anvende varmepumpe således, at absorptionsvarmen ved eksempelvis 50 °C kan løftes op til 85 °C.

Stripper

Når aminen har dannet addukt med CO₂, skal de to stoffer separeres igen, hvilket sker i stripper. Heri regenereres den CO₂-rige aminopløsningen ved at "koge" CO₂'en ud ved ca. 100 °C, hvilket sker under anvendelse af damp. Den frigivne CO₂ føres ud igennem toppen af stripperen sammen med vanddamp fra aminopløsningen og stripperprocessen. I bunden af stripperen er der en genopvarmningskedel, der benytter damp til at foretage den nødvendige varmetilførsel til stripperen for frigivelse af CO₂.

Direkte kondensering

I toppen af stripperen ledes en blanding af CO₂ og vanddamp ud. Da stripperkolonnen typisk opereres med et totaltryk på 1-2 bar og ved en temperatur på omkring 100 °C, er det muligt at ud-kondensere vanddampen i gasblanding under samtidig produktion af fjernvarmevand ved eksempelvis 95 °C. Denne proces kaldes direkte kondensering.

CO₂ køler

Fra den direkte kondensering er CO₂ gassen fortsat meget varm og fugtig, og yderligere energi (både sensibel og latent) kan vindes ved køling af gassen. For at bringe gassen ned på ca. 40 °C, som er en typisk temperatur for CO₂ gassens videre disponering, anvendes varmepumper, således at energien fra kan løftes op til eksempelvis 85 °C.

Krydsveksler

Mellem absorber og stripper er der en varmeveksler, hvor den CO₂-fattige aminopløsning fra stripperen afkøles ved opvarmning af den CO₂-rige aminopløsning fra absorberen. Denne varmeveksler er essentiel for at opnå en generel god varmeøkonomi i CO₂-fangstenheden (absorber-/stripperprocessen).

2.3 Tryksætning og transport

Under standardbetingelser med et tryk 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 (superkritisk fluidum). Herved stiger gassens densitet (massefylde) ca. 500 gange, hvilket gør det økonomisk rentabelt at lagre og transportere CO₂'en.

Tryksætning og 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.

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. Ved transport af meget store mængder CO₂ er tankvognstransport ikke rentabel, hvorfor denne mulighed ikke analyseres nærmere i nærværende rapport

Ved tryksætning til transport med rørledning komprimeres CO₂ gassen væsentlig mere end ved vejtransporten, og tryk på omkring 120-150 bar er ikke usædvanligt. Efter komprimering køles gassen til eksempelvis 40 °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. 10-20 % over en strækning på eksempelvis 100 km, og under transporten vil temperaturen videre reduceres til ca. 20 °C.

Ved transport til havn og med efterfølgende udskibning af CO₂, skal der forinden ske en fortætning af CO₂'en, hvilket vil ske i havneområdet for udskibningen. Fortætningen kan ske ved ekspansion og afkøling til ca. 15 bar/-30 °C som for tankvognstransport, og den flydende CO₂ kan videre overføres til tankskib og derfra losses til modtagerens lagertanke. Andre tryk/temperaturkombinationer er også mulige.

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

2.4 Lagring og søtransport

Efter fangst af CO₂ og fortætning af gassen skal denne transporteres og lagres permanent i undergrunden.

2.4.1 Eksempler på CO₂ lagringsprojekter i Nordeuropa.

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 egnede projekter med de første storskalaprojekter til transport og endelig lagring af CO₂. Videre findes der også mulige projekter i Danmark, hvor bl.a. lagring ved Havnsø (Vestsjælland) og ved Hænstholt kan nævnes ligesom anvendelse af udtjente borer i Nordsøen ud for Esbjerg også er en mulighed.

I Nordeuropa er der således 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)
- Greensands (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.

2.4.2 Lagringsomkostninger

Som beskrevet ovenfor så eksisterer der ikke i dag et marked for lagring af CO₂. Der er flere projekter under udvikling omkring Nordsøen, men et egentligt prisniveau er ikke etableret endnu. Prisen for lagring fra omkring 2025 og de nærmeste år herefter er derfor forbundet med stor usikkerhed. 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 skøn dog være en lagringspris på mellem 150 og 340 DKK/ton.

På den længere bane – i årene efter 2030 – kan det 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 reduceres væsentligt.

2.4.1 Søtransport til lager

Som tidligere beskrevet 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 til modtagerens modtagefaciliteter. Som allerede tidligere beskrevet i denne rapport skal tryk og temperatur på CO₂ endvidere modsvarer modtagernes krav, hvor sidstnævnte i høj grad afhænger af de lokale muligheder for tryksætning og opvarmning m.v.

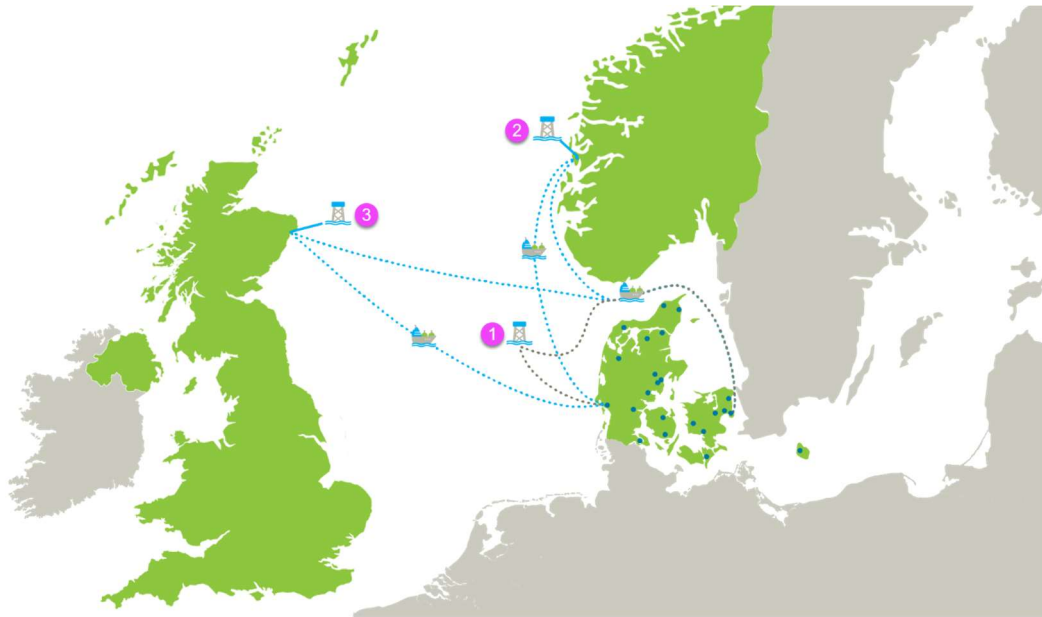
CO₂ transporteres og handles kommercielt, men da handlen af CO₂ er markant mindre end det behov, der vil komme med CO₂ fangst, transporteres CO₂ følgelig også i væsentlig mindre skibe. Typisk transporteres CO₂ med skibslaster på ca. 1.000 ton CO₂, og den europæiske handel med CO₂ er anslået til ca. 3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

Behovet for CO₂ transport med CCS er størrelsesorden mere, end hvad der i dag handles. 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 sejlafstanden.

På Figur 5 er sejlruterne til tre mulige modtagere af CO₂ vist med sejlruoter fra København og Esbjerg. De tre destinationer er som følger 1) Greensands (Danmark), 2) Northern Light (Norge) og 3) Acorn (Scotland).

Som et CO₂ transporterende skib forventes vedblivende at være i rutefart mellem det nationale havnelager og modtageren, vil skibets optimale størrelse afspejle den årlige transporterede mængde CO₂, rundturstiden og skibets udnyttelse.

Et skib med en nettolasteevne på ca. 10.000 ton CO₂ kan således årligt med 600 km sejlads hver vej kunne transportere ca. 1.000.000 ton CO₂ (1,0 Mt CO₂), når der lægges til havneanlæg hos modtageren. For transport af 2-3 Mt CO₂ om året skal der således anvendes 2-3 skibe af nævnte størrelse, hvis CO₂ fangsten driftes året rundt. Dette er opfyldt for grundlastværker, men for mellemlastværker, der fortrinsvist driftes i fyringssæsonen, vil det samlede transportbehov i vinterhalvåret være højere end i sommerhalvåret, hvilket kan have økonomiske implikationer på de opnåelige fragtrater.



Figur 5 Kort over sejlads til/fra tre mulige CO₂ lagre med sejlruiter vist fra København og Esbjerg.

3. SCENARIER

3.1 CCS på energianlæg i hovedstaden

For at modellere omkostningerne til CO₂ fangst i hovedstaden er det vigtigt at kunne estimere hvilke anlæg der vil producere hvornår, og hvilken energiintegration der vil være plads til. Rambøll har til dette formål udviklet en simpel balancemodel, der fordeler hovedstadens forventede fjernvarmebehov ud på et antal produktionsenheder der groft deles op i 1) grundlastanlæg, f.eks. affaldsenergianlæg, der køres ved maksimal termisk kapacitet i 8.000 timer og 2) andre anlæg der alle køres i et antal timer ved maksimal termisk kapacitet svarende til, at det samlede fjernvarmebehov tilfredsstilles. Dette er en stærkt forsimplet model men den tjener til at vise sammenhængen mellem den ændrede varmeproduktion som CO₂ fangst medfører og anlæggenes ændrede driftstid som funktion heraf. Dermed tjener denne forsimplede model også til at vise en række relativt sammenlignelige scenarier for implementering af CO₂ fangst og en række afledte effekter.

Der modelleres scenarier for følgende situationer:

0. *Ref.:*
Basis scenarie uden CO₂ fangst på alle anlæg
1. *CC,all; HP,GL*
CO₂ fangst med direkte fjernvarmeproduktion ved simpel veksling (Krav Retur 45 °C fremløb 85 °C) samt varmepumper til løft af restvarme til fjernvarme produktion på alle grundlastværker (GL) og CO₂ fangst med direkte fjernvarmeproduktion ved simpel veksling (Krav Retur 45 °C fremløb 85 °C) på alle andre anlæg (mellemlastværker – ML)
2. *CC,GL; HP,GL*
CO₂ fangst med direkte fjernvarmeproduktion ved simpel veksling (Krav Retur 45 °C fremløb 85 °C) samt varmepumper til løft af restvarme til fjernvarme produktion på alle grundlastværker (GL) og uden CO₂ fangst på alle andre anlæg (mellemlastværker – ML)
3. *CC,all; HP,all*
CO₂ fangst med direkte fjernvarmeproduktion ved simpel veksling (Krav Retur 45 °C fremløb 85 °C) på alle anlæg, både grundlastværker og mellemlastværker
4. *CC,all*
CO₂ fangst med direkte fjernvarmeproduktion ved simpel veksling (Krav Retur 45 °C fremløb 85 °C) samt varmepumper til løft af restvarme til fjernvarme produktion på alle anlæg både grundlastværker og mellemlastværker.

I nedenstående tabel 1 Tabel 1 ses et overblik over de kørte scenarier for de fem store energianlæg i hovedstadsområdet. I tabellen anvendes forkortelser, der angiver, hvorledes de enkelte scenarier er bestykket med CO₂ fangstanlæg og evt. med varmepumpe. CC angiver således hvilke anlæg, der har CO₂ fangst uden varmepumpe, og HP angiver, hvilke anlæg, der udover CO₂ fangst har varmepumpe.

Scenarie	0 Ref	1 CC,all; HP,GL	2 CC,GL; HP,GL	3 CC,all; HP,all	4 CC,all;
Mellemlast #1	Uden CC	CC	Uden CC	CC+HP	CC
Mellemlast #2	Uden CC	CC	Uden CC	CC+HP	CC
Grundlast #1	Uden CC	CC+HP	CC+HP	CC+HP	CC
Grundlast #2	Uden CC	CC+HP	CC+HP	CC+HP	CC
Grundlast #3	Uden CC	CC+HP	CC+HP	CC+HP	CC

Tabel 1 Tabel med scenariooversigt. For scenarierne anvendes følgende betegnelser. CC viser hvilke anlæg, der har CO₂ fangst uden varmepumpe, og HP angiver at anlægget udover CO₂ fangst har varmepumpe.

CO₂ fangst har en betydning for energiproduktionen på det enkelte anlæg, og det kan være meget individuelt, hvad betydningen er afhængig af fjernvarmenettet, den installerede turbine, valg af teknologi samt anlæggets drift. I dette studie har vi ikke haft mulighed for at analysere de enkelte anlæg og har derfor været nødt til at anlægge nogle generelle antagelser om CO₂ fangstens betydning generelt. Vi har baseret vores antagelser på tidligere studier af betydningen for energiproduktionen, bl.a. studier af danske kraftværker og et studie for Dansk Affaldsforening af danske affaldsenergianlæg udført i 2020.

3.2 Sammenhængen mellem fjernvarme temperatur og produktion

Formålet med varmegenvinding i CO₂-fangstenheden er at producere så meget fjernvarme som muligt, men også gerne ved så høje temperaturer som muligt.

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.

Ved den direkte kondensering kan der produceres fjernvarme ved ca. 95 °C, men varme fra varmepumperne er begrænset på fremløbstemperauren. For kommercielt tilgængelige varmepumper er den øvre leverancetemperatur for varmen begrænset af kølemediets kondensationstemperatur, og gængse varmepumper kan ikke levere varme over typisk 85 °C.

Den største energiforbruger i fangstanlægget er stripperen, hvor der til regenereringen af aminen anvendes ca. 3 GJ damp pr. ton CO₂. Dampen tages fra anlæggets dampkredsløb, og giver anledning til reduktion i elproduktionen, ligesom også varmeproduktionen påvirkes.

Anvendelse af damp til stripperprocessen reducerer typisk varmeproduktionen med ca. 30 % alt andet lige og uden yderligere tiltag. Fra stripperprocessen kan der direkte genvindes varme ved en temperatur på ca. 95 °C, hvilket reducere varmetabet med 10 procentpoint fra ca. 30 % til 20 %. Dette varmetab er naturligvis ikke ønskeligt, men skal der genvindes mere varme, er det nødvendigt at anvende varmepumper i systemet.

Med udgangspunkt i kraftvarmeproducerende anlæg, der driftes i modtryk, er de omtrentlige ændringer i el-/varmeproduktion ved etablering af CO₂ fangstanlæg som det fremgår af tabel 2. Som det ses af tabellen reduceres både el-/varmeproduktionen med et CO₂ fangstanlæg uden tilhørende varmepumpe, mens vundet varmeproduktion og tabt elproduktion går nogenlunde op med hinanden, når der etableres varmepumpe. Det skal bemærkes, at de angivne ændrede produktionsforhold er generiske, og at der kan forekomme individuelle forskelle mellem de forskellige anlæg afhængig af deres nøjagtige systemer.

Produktion	Enhed	Uden varmepumpe	Med varmepumpe
/Endret elproduktion	MWh/ton CO ₂	-0,19	-0,50
/Endret varmeproduktion	MWh/ton CO ₂	-0,42	+0,51

Tabel 2 Påvirkning af el-/varmeproduktion med CO₂ fangst. Tabellen giver data med/uden anvendelse af varmepumpe

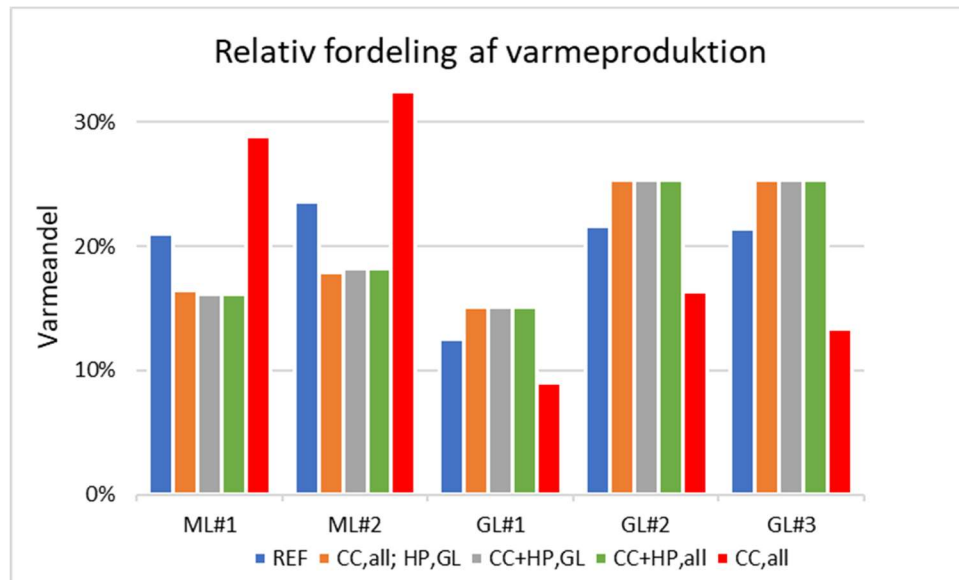
3.3 Påvirkning af varmeproduktion

I de forskellige scenarier påvirkes varme og elproduktionen forskelligt afhængigt af, hvilke anlæg der bestykses med CO₂ fangstanlæg og hvilke der yderligere bestykses med varmepumper. Dette medfører, at varmeproduktionen forskydes mellem de enkelte anlæg i de forskellige scenarier. I figur 6 ses, hvorledes den relative varmeproduktion påvirkes i de forskellige scenarier med etablering af CO₂ fangst på de forskellige anlæg.

I de tre scenarier hvor der etableres CO₂ fangst og varmepumper på de tre grundlastværker (scenario CC,all;HP, GL, CC+HP,GL og CC-HP,all), viser figur 6, hvordan der sker en forskydning af varmeproduktionen fra mellemlastværkerne over på grundlastværkerne. Dette skyldes at varmeproduktion fra grundlastværkerne overstiger varmeproduktionen i referencescenariet, hvor

der ikke er etableret CO₂ fangst. I scenario *CC,all*, hvor varmeproduktionen på alle anlæg reduceres grundet fraværet af varmepumper, ses, at varmeproduktion på mellemlastværkerne må øges for at kompensere for den generelle produktionsnedgang, der følger med etablering af CO₂ fangst uden varmepumpe.

Det fremgår således bemærkes af figur 6, hvordan eksempelvis varmeproduktionen fra det ene mellemlastværk (ML#1) falder fra ca. 21 % i referencescenariet (blå søjle) til ca. 16 % i de tre første beregningsscenarier (gul, grå og grøn søjle). I det fjerde beregningsscenario (*CC,all*) stiger varmeproduktionen til ca. 29 % (rød søjle).



Figur 6 Produktionsfordelingsændring i scenario med CO₂ fangst for de forskellige scenarier. ML#1 og ML#2 refererer til de to mellemlastværker, mens GL#1, GL#2 og GL#3 er de tre grundlastværker.

I nedenstående tabel 3 vises hvorledes produktionsændringerne på de enkelte anlæg forventes ændret, ved etablering af CCS. I tabellen vises dels produktionen som den er i dag (Basis) og dels efter etablering af CO₂ fangst henholdsvis uden og med etablering af varmepumpe til genvinning af energi. Tabellen viser desuden emissionen af CO₂ (samlet CO₂) før og efter implementering af CCS. Alle data i tabellen gælder for fuldlast af de respektive anlæg.

Anlæg	Basis			u. varmepumpe			m. varmepumpe		
	Varme MW	El MW	CO ₂ t/h	Varme MW	El MW	CO ₂ t/h	Varme MW	El MW	CO ₂ t/h
ML#1	400	150	166	340	124	25	473	80	25
ML#2	450	274	275	351	230	41	570	157	41
GL#1	111	34	53	92	26	8	134	12	8
GL#1	192	34	76	165	22	11	225	2	11
GL#1	190	47	81	161	34	12	225	13	12

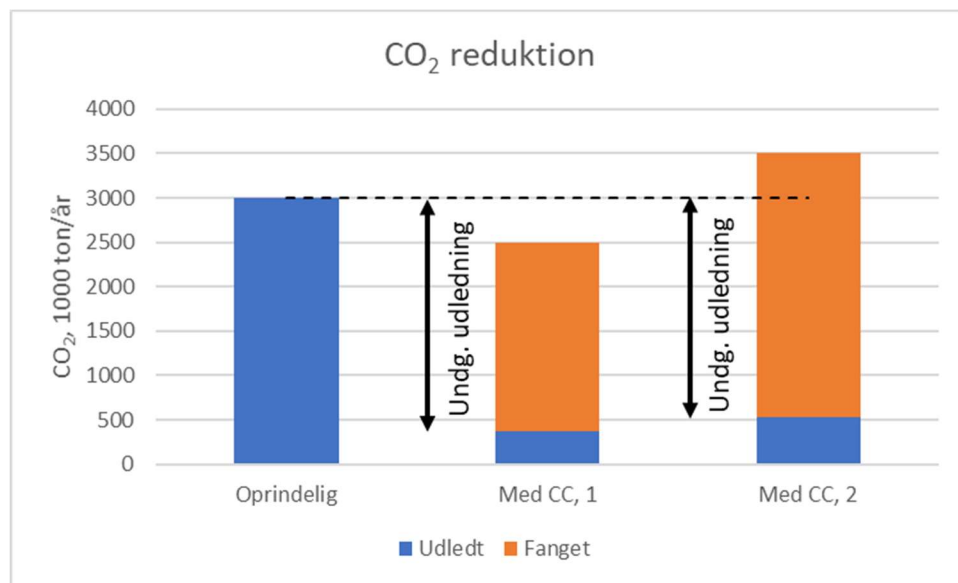
Tabel 3 Tabel over produktionsændring ved etablering af CCS på de 5 centrale kraftvarmeproducerende anlæg i hovedstadsområdet. V er varmeproduktion i MW, E er elproduktion i MW og CO₂ er emissionen af CO₂ (samlet udledning) i t/h.

3.4 Samlede CO₂ mængder – fanget og undgået udledt

Som det fremgår af afsnit 3.3 varierer produktionen af varme (og også brændselsforbrug) på de to biomassefyrede kraftvarmewærker i de enkelte scenarier, mens affaldsbehandlingen på de tre affaldsenergianlæg, her udtrykt som et antal fuldlasttimer, holdes konstant men med varierende varmeproduktion.

De forskellige scenarier repræsenterer alle den samme varmeproduktion, men da brændselsforbruget varierer, kan effekten af den samlede fangede CO₂ mængde ikke anvende som udtryk for den samlede til reduktion i den nationale CO₂ udledning, da der ved sammenligning med referencen jo også sker en ændring i brændselsforbruget.

I figur 7 ses to eksempler på, hvorledes både det ændrede brændselsforbrug og den fangede mængde CO₂ i de enkelte scenarier påvirker den reelt undgåede CO₂ udledning, som følge af et givet scenarie. I det første eksempel *Med CC, 1* er der et faldende brændselsforbrug, hvilket giver en naturlig reduktion i CO₂ udledningen, hvor den undgåede CO₂ udledning er større end den fangede mængde CO₂. I det andet eksempel stiger brændselsforbruget, og her "modvirker" CO₂ udledningen fra det øgede brændselsforbrug, og den reelt undgåede CO₂ udledning bliver mindre end den fangende del.

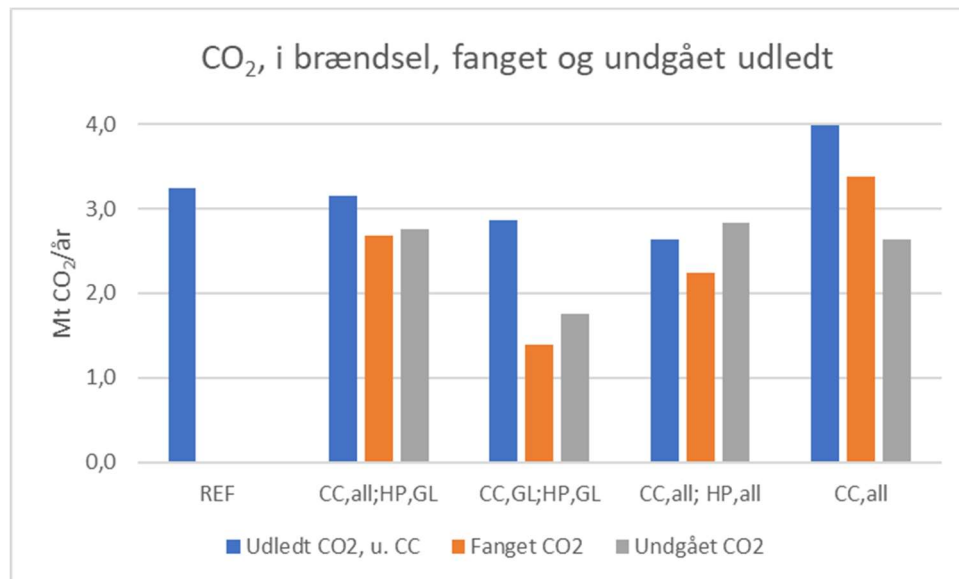


Figur 7 viser den samlede udledning af CO₂ (blå del af søjlen) ved forskellige scenarier, og et eksempel på, hvorledes ændret brændselsforbrug og fanget CO₂ med fangstanlægget påvirker, hvilken reel undgået CO₂ udledning et scenarie medfører. *Med CC, 1* er et scenarie, hvor det samlede brændselsforbrug reduceres, mens *Med CC, 2* er et scenarie, hvor det samlede brændselsforbrug stiger.

Med udgangspunkt i de beskrevne scenarier kan den reelt undgåede CO₂ udledning beregnes for de enkelte scenarier. I figur 9 vises hvorledes ændrede brændselsforhold og effekt af fanget CO₂ med fangstanlæg begge påvirker den reelt undgåede CO₂ udledning. Det fremgår endvidere at den nuværende samlede CO₂ udledning er på ca. 3,3 Mton/år.

I scenario *CC,all;HP,GL* reduceres brændselsforbrugets CO₂ udledning (uden CO₂ fangst) til ca. 3,1 Mton/år. Med en fangst på ca. 2,8 Mton årligt opnås faktisk en reel reduktion i den samlede CO₂ udledning på ca. 2,9 Mton/år. På tilsvarende vis ses for scenarierne *CC,GL;HP,GL* og *CC,all;HP,all*, at brændselsforbrugsreduktionen medvirker til, at den reelt reducerede CO₂ udledning er højere end den fangede CO₂ mængde. For scenarie *CC,all* gør det modsatte sig gældende, nemlig at den reelt reducerede CO₂ udledning er lavere end den fangede CO₂ mængde.

For scenario *CC,all* gælder, at der etableres CO₂ fangstanlæg på alle kraftvarmeverker (både grundlastværker og mellemlastværker) men uden varmepumpe. I dette tilfælde vil varmeproduktionen påvirkes negativt da man ikke indvinder alt varmen fra CC-processen. For at producere den samme mængde varme må brændselsforbruget derfor øges. Så uagtet at der i scenario *CC,all* fanges mest CO₂, er dette scenarie ikke det mest optimale i forhold til den undgåede CO₂ udledning.



Figur 8 Fanget og undgået CO₂ udledning i de forskellige scenarier.

Da der i de forskellige scenarier ikke fanges lige meget CO₂, kan scenarierne kun vanskelig sammenlignes indbyrdes. En sådan sammenligning forudsætter, at der er tages stilling til, om der ønskes den laveste CO₂ fangstpris pr. ton eller højest mulige undgåede CO₂.

3.5 Negativ CO₂ emission

Da kun en del af den samlede emitterede CO₂-mængde er af fossil oprindelse, vil CO₂ af biogen oprindelse også blive fanget i et anlæg til CO₂ fangst. Med etablering af CO₂ fangst og lagring (CCS) på de fem centrale kraftvarmeproducerende anlæg i hovedstadsområdet vil der i princippet derfor kunne opnås store negative CO₂ emissioner.

Den negative CO₂ emission opstår ved, at der på kraftvarmeværkerne fanges mere CO₂ fra røggassen, som efterfølgende lagres end, hvad der svarer til den fossile andel af den samlede emission. Det betyder så, at der reelt fjernes CO₂ fra atmosfæren, hvilket kan betegnes som negative CO₂-emissioner.

De negative emissioner af CO₂ kan således anskueliggøres ved, at CO₂ fra atmosfæren opfanges af biologisk materiale. Når der efterfølgende opsamles og lagres CO₂ fra den termiske omsætning af det biologiske materiale på kraftvarmeværkerne, betyder dette, at CO₂ fra atmosfæren de facto lagres i undergrunden, og dermed giver anledning til negative CO₂ emissioner.

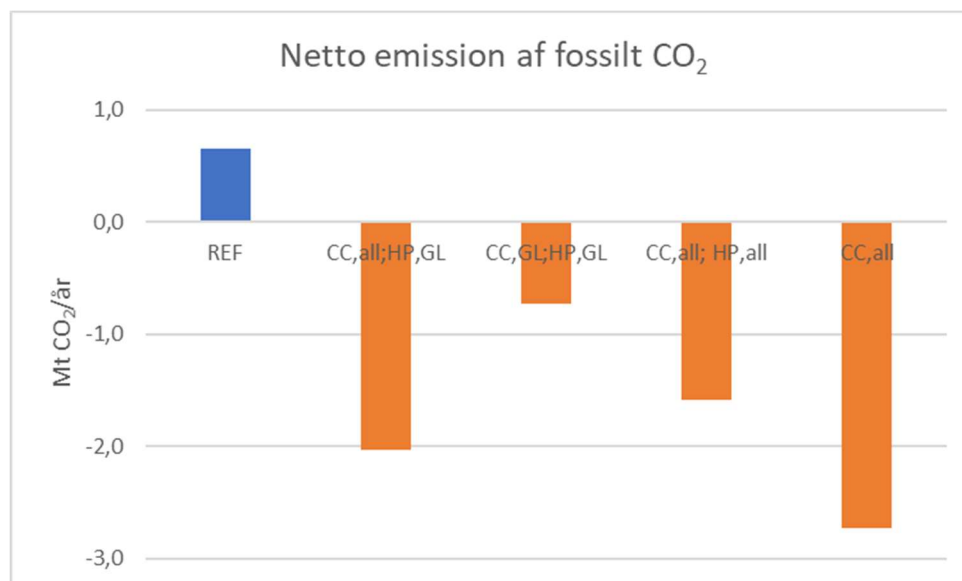
Til beregning af de negative CO₂ emissioner beregnes for hvert af scenarierne den fossile andel af de samlede CO₂ emissioner, og denne emission fradrages den samlede mængde fanget og lagret CO₂, hvorved den samlede negative emission af de forskellige scenarier fremkommer.

Det forudsættes i denne sammenhæng, at anvendelse af biomasse (træflis, træpiller og halm) på de to mellemlastværker er at betragte som 100 % biogent, uagtet at biomasse sædvanligvis ikke længere betragtes som 100 % CO₂-neutralt. For affaldets vedkommende antages, at 1 ton affald emitterer 1000 kg CO₂, og at den fossile andel heraf er ca. 40 %

Der henvises til særskilt notat om sektorkobling af affaldsenergi i fremtidens fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet for detaljerede informationer om affaldets indhold af CO₂ af fossil oprindelse.

I figur 9 er de således beregnede negative emissioner vist med orange søjler, mens emissionen af fossilt CO₂ i referencescenariet (scenario uden etablering af CO₂ fangst og lagring) er vist med blå søjle. Som det fremgår af figuren, vil der uden CCS være en emission af fossile CO₂ på godt 0,5 Mt/år mens emissionen i de bedste scenarier reduceres til en negativ emission på mellem 2 og 3 Mt/år.

Det ses videre, hvorledes den højeste negative emission opnås i scenario *CC,all* og årsagen hertil skal søges i det faktum, at brændselsforbruget er højest i dette scenario og, at der følgelig også er den højeste CO₂ fangst i dette scenario (se figur 8).



Figur 9 Nettoemission af fossil CO₂ i de forskellige scenarier

4. CO₂ RØRFØRING

Liquefaction af CO₂ afhænger som tidligere beskrevet af, hvorledes den opsamlede CO₂ påtænkes transporteret. Ved transport i rørledning spares omkostninger til transport med tanktrailer, og ved transport af store mængder CO₂ er dette den billigst transportform. Selv om den opsamlede CO₂ skal transporteres videre med skib fra havn (mellemtryk eller højtryk) er det muligt, at om-danne CO₂ på havneområdet til de rette tryk/temperaturforhold.

Et særligt forhold gør sig gældende, hvis skibstransporten helt kan undgås. Dette er muligt, hvis transportrøret forbindes direkte med det lager, hvor CO₂ skal lagres permanent og medfører potentielt store besparelser på omkostninger. Dette kræver eksempelvis at der lagres CO₂ kystnært, og i Danmark er flere sådanne projekter under planlægning. Ved en forbindelse til eksempelvis Havnsø, Esbjerg eller Hanstholm kan en kystnær lagring muligvis gennemføres, hvorfor oprettelse af et nationalt og/eller regionalt CO₂ røret kan give store økonomiske gevinster

4.1 Potentiale i røret

Et eksempel på et sådant røret i København og omegn kunne se ud som skitseret i figur 10, hvor et regionalt røret, forbinder de forskellige aktører i Hovedstadsområdet med både grundlastværker og mellemlastværker. Det vil ligeledes være muligt til at tilkoble varmeproducerende anlæg, der ikke direkte leverer varme til hovedstaden og/eller industrielle anlæg.

Det viste røret kan anvendes på to måder:

- i) som fælles opsamling og udskibning fra fælles havneanlæg
- ii) som fælles opsamling og fællestransport til nationalt lager.

Ved anvendelse af rørnettet for fælles udskibning, opnås der kun den fordel, at den efterfølgende søtransport kan gøres effektiv med meget store skibe og fælles havnefaciliteter. Det vil på havnen være nødvendigt at etablere dekomprimering af den tryksatte CO₂ gas med tilhørende afkøling til den endelige transportafstand. Det skal i den forbindelse bemærkes, at der grundet de enkelte anlægs umiddelbare nærhed til havneområder ikke forventes noget signifikant økonomisk forskel (set som et hele) på, om rørledningerne til havn i Københavnsområdet udføres som individuelle rør eller som et fælles rør.

Ved forbindelse til nationale CO₂ lager, undgås den logistiske opgave, og i særdeleshed den ditto økonomiske omkostning, søtransporten medfører. Der er flere tekniske muligheder for et fælles røret, men forbindelse direkte til eksempelvis Havnsø eller til nationalt røret, der forbinder lagre i Esbjerg eller Hanstholm, virker umiddelbart muligt. I de to sidstnævnte muligheder må det videre forventes, at der sker yderligere tilkobling fra andre enheder til rørledningen i takt med, at denne bevæger sig vest over landet.

4.2 Scenarier for rørføring

Fordel ved transport gennem en rørledning er, at når først rørledningen 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 røret. Rørledningens driftsomkostninger indregnes derfor i omkostningerne til tryksætning, når denne proces tilpasses transport med rørledning.

Der regnes på to forskellige scenarier for etablering af røret:

- 1. Individuelle rør til havn i Københavnsområdet
- 2. Fælles røret til nationalt lager

Grundet de relative korte afstande til havne (de enkelte anlæg anslås i gennemsnit kun at have 25 km til nærmeste havn), og det deraf følgende forventede lave tryktab, kan et tryk noget under 120 bar være aktuelt, men trykket ved modtagelse i havnen skal være over CO₂ gassens kritiske

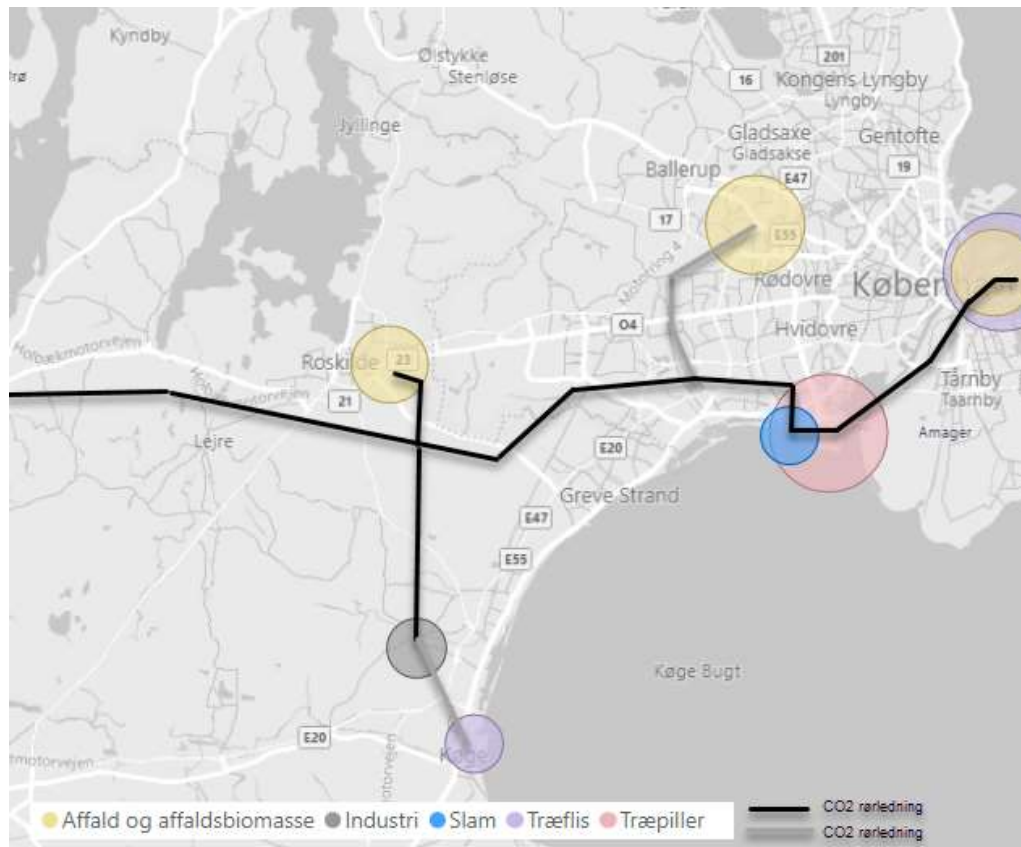
tryk på ca. 80 bar. De 25 km anvendes som gennemsnitafstand uagtet, at nogle anlæg i København, vil have en væsentlig kortere afstand, men da det forventes dyrere at lægge rør i Københavnsområdet end i omegnskommunerne, kompenseres dette beregningstekniske gennem anvendelse af den længere afstand.

Ved en løsning med individuelle rørløsninger i Københavnsområdet, antages dette gennemført ved, at de enkelte anlæg transporterer CO₂ i eget rør til havn, hvor CO₂'en omdannes til flydende CO₂ for videre transport med skib.

En variant af den individuelle rørløsning er et fælles rørnet, hvor CO₂'en transporteres til en fælles havneinstallation med fælles omdannelse til flydende CO₂ men fortsat med skibstransport. I denne løsning, vil der kunne opnås mindre besparelser på en samordnet skibstransport og CO₂ behandling på havneområdet.

Den største fordel ved rørtransport ligger i etablering af en fælles rørledning, der fører CO₂'en direkte til en dansk onshore eller kystnært CO₂-lager, idet der med denne løsning spares store omkostninger til skibstransport. Ved beregning på denne løsning forudsættes, at der etableres et fælles rørnet for de fem centrale kraftvarmeproducerende anlæg i hovedstadsområdet, og det antages, at de fem anlæg tilsammen finansierer (direkte eller gennem efterfølgende brugerbetaling) de 125 km af denne ledning. Der eksisterer forskellige tekniske løsninger for denne model, og de 125 km er valgt, da det svarer til afstanden til et CO₂ lager i Vestsjælland eller til Storebælt. Ved rørføring til Storebælt antages den videre transport (rørføring) dækket af andre aktører i Danmark, der også ønsker brug af et fælles rør. CO₂ kunne transporteres til eksempelvis Nord-/Vestjylland, men i en sådan løsning, må forventes et noget højere tryktab, og komprimering til 120 bar eller mere anses for realistisk.

I figur 10 ses et eksempel på, hvorledes de individuelle anlæg kan tilslutte sig et fælles rørnet. Rørledningen vest for Roskilde viser hvorledes der kan transporteres CO₂ mod vest til nationalt CO₂ lager. Hvis der derimod etableres en fælles udskibning af CO₂ kan dette eksempelvis ske fra havn i Københavnsområdet, og den vestlige del af rørnettet vil ikke være relevant



Figur 10 Eksempel på regionalt rørnet, der kan forbindes til direkte lagring i danske lagre eller til fælles udskibningshavn i Københavnsområdet.

5. ØKONOMI VED CO₂ FANGST, RØRNET OG LAGRING

I dette kapitel behandles de driftsøkonomiske forhold ved fangst og lagring af CO₂ fra de tre grundlastdrevne affaldsfyrende kraftvarmeværker ARC, ARGO og Vestforbrænding samt de to mellemlastdrevne biomassefyrede kraftvarmeværker AMV4 og AVV2. 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 forskellige processer således, at disse kan kombineres efter behov/ønske.

Ved beregning af de selskabsøkonomiske forhold for CCS på de 5 centrale kraftvarmeværker skal bemærkes, at værkerne gensidigt påvirker hinanden således, at etablering af CCS på eksempelvis et anlæg påvirker det residuale varmemarked for de øvrige anlæg, hvorved såvel varmeproduktion, elproduktion og brændselsforbrug på værker, der ikke etablerer CCS påvirkes, af etablering af CCS på dette ene værk. Ditto gælder for etablering af CCS på de øvrige anlæg, og der kan følgelig ikke gennemføres en økonomisk beregning af de specifikke CCS omkostninger på enkelte anlæg, da påvirkningen af de øvrige anlægs drift ikke kan negligeres.

De selskabsøkonomiske forhold ved etablering af CCS kan følgelig kun beregnes som den inkrementelle gennemsnitsomkostning for et samlet system med etablering af CCS på de enkelte anlæg med en given konfiguration. I denne beregning indgår både omkostninger til CCS, ændret produktion af el og ændret brændselsforbrug, og omkostningerne sættes i forhold til den samlede reducerede CO₂ udledning som følge af det inkrementelle tiltag.

Det skal bemærkes, at varmeproduktionen er konstant i alle scenarier, hvorfor der hverken indgår øgede eller mindskede varmeindtægter til de enkelte anlæg som følge af, at fordelingen af varmeproduktionen ændres med CCS.

Nærværende kapitel indeholder de økonomiske og driftstekniske beregninger for den fremtidige drift med CCS og de anvendte driftsøkonomiske forudsætninger, betingelser og antagelser beskrives.

De økonomiske beregninger er gennemført for en planperiode på 15 år dog uden specifik startår. Bygningsteknisk er en planperiode på 15 år relativt konservativ i forhold til, at CCS-anlægget må forventes at have en længere levetid, men levetiden skal ses i lyset af, at et CCS-anlæg skal betragtes som en retrofit-løsning på allerede eksisterende anlæg med varierende alder.

Som tidligere beskrevet indeholder hele CCS-proceskæden med anlæg til CO₂ fangst fra røggassen, mellemliggende processer og sluttelig lagring en række delelementer, der påvirker den samlede pris. Efter fangst og udskillelse af "ren" CO₂ skal denne komprimeres, køles, tørres, transporteres over land og hav og endelig lagres. Alle processer der foretages uden for de 5 anlægs skel beskrives kun let, og der henvises til Dansk Affaldsforenings rapport for detaljerede informationer herom.

5.1 Beregningsprincip

Når de inkrementelle selskabsøkonomiske konsekvenser af etablering af CCS på de fem centrale kraftvarmeværker skal vurderes, sammenlignes de forskellige CCS-muligheder med et reference-scenarie, hvor varmeproduktionen foretages som i dag på anlæg uden CCS.

Som det tidligere er vist og beskrevet, er den samlede varmelieferance ca. 10 mio. MWh, hvoraf de 5 førnævnte anlæg forventes at producere ca. $\frac{2}{3}$ svarende til ca. 7 mio. MWh. Produktionen på de øvrige anlæg i den samlede varmeforsyning antages i høj grad at være betinget af hydrauliske forhold, således at ændret varmeproduktion på de 5 anlæg, som følge af CCS, ikke påvirker disses drift og, at de 5 anlæg fortsat tilsammen skal levere 7 mio. MWh når der etableres CCS. Sidstnævnte forhold antages at være gældende, uanset hvilket CCS-scenarie der beregnes for (med/uden varmepumper m.v.), og varmeproduktion tilpasses således, at grundlastværkerne produktion (indfyrede effekt) forbliver konstant med den resulterende varmeproduktion heraf, hvorefter produktionen på mellemlastværkerne tilpasses solidarisk med tilhørende tilpasning af brændselsforbrug, indtil den samlede varmeproduktion på 7 mio. MWh opretholdes.

Beregningstekniske foretages der ingen prioritering mellem mellemlastværker, hvorfor disse tildeles samme driftstid.

Beregningen af omkostningerne for CO₂ fangst på anlæggene gennemføres som relative beregninger, der ikke kan anvendes til at vurdere den generelle økonomi på grundlastværkerne eller mellemlastværkerne hverken med eller uden CO₂ fangst. Interne omkostninger, der ikke er relateret til CO₂ fangst, eller på anden vis ikke følger af etablering af CCS, medtages generelt ikke i nærværende rapport.

Alle beregninger foretages i faste 2020 kr. og de årlige omkostninger og indtægter tilbagediskonteres til år nul (første år før idriftsættelse) med en real kalkulationsrente på 4,0 % p.a. De tilbagediskonterede driftsomkostninger og -indtægter summeres over beregningsperioden på 15 år og adderes med de samlede investeringer, hvormed projektets nutidsværdi (NPV) beregnes.

Videre beregnes den udjævnede gennemsnitlige omkostning pr. ton CO₂, der fanges, håndteres og lagres (LCCC¹) over projektets levetid.

Løsningen lavest LCCC vil være den foretrukne mulighed set ud fra et økonomisk synspunkt for den aktør, der betaler for CCS-processen. Det skal dog bemærkes, at ikke alle scenarier giver samme reduktion i CO₂ udledningen, hvilket vanskeliggøre sammenligning, da eksempelvis politiske målsætninger om en given CO₂ reduktion kan være bestemmende fremfor det scenarie, der billigst kan give en vis reduceret CO₂ udledning.

For detaljeret matematisk forklaring på NPV og LCCC henvises til føromtalt CCS-rapport fra Dansk Affaldsforening.

Ved beregning af CCS-projektets årlige virkning på årsresultaterne gennem NPV og LCCC, medtages kapitalomkostninger til CCS-processerne som følger. Kapitalomkostningen beregnes som en annuitet svarende til anlæggets tilbagebetaling af lån med afdrag og renter. Dette princip vil give det mest udjævnede billede af kapitalomkostningerne og således svarer dette til stabile varme- og affaldsbehandlingspriser.

I det følgende gennemgås de enkelte omkostningselementer nærmere.

5.2 Beregningsforudsætninger

I det følgende gennemgås en række basale beregningsforudsætning samt forudsætninger for de enkelte delprocesser for i CCS-processen.

5.2.1 Basale økonomiske forudsætninger

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

5.2.1.1 Beregningsperiode

Alle økonomiske beregninger gennemføres for en planperiode på 15 år dog uden fastsættelse af startår.

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) i år nul (året før driftsstart af CCS).

5.2.1.2 Investeringer

Den største investering er indkøb af selve fangstanlægget, med absorber og stripper samt alle de nødvendige hjælpefunktioner som bl.a. tryksætning og liquefaction. Investeringerne i disse processer gennemgås særskilt under de enkelte delprocesser for i CCS-processen.

¹ LCCC står for Levelized Cost of Carbon Capture

Der indregnes ikke i nærværende beregninger omkostninger til dekommissionering af de CCS-delprocesser, der etableres hos de enkelte anlæg.

5.2.1.3 Elforbrug/-priser

Da salg af el både fra grundlastværkerne og mellemlastværkerne påvirkes af etablering af CO₂ fangst, har fastsættelse af fremtidige elpriser stor betydning.

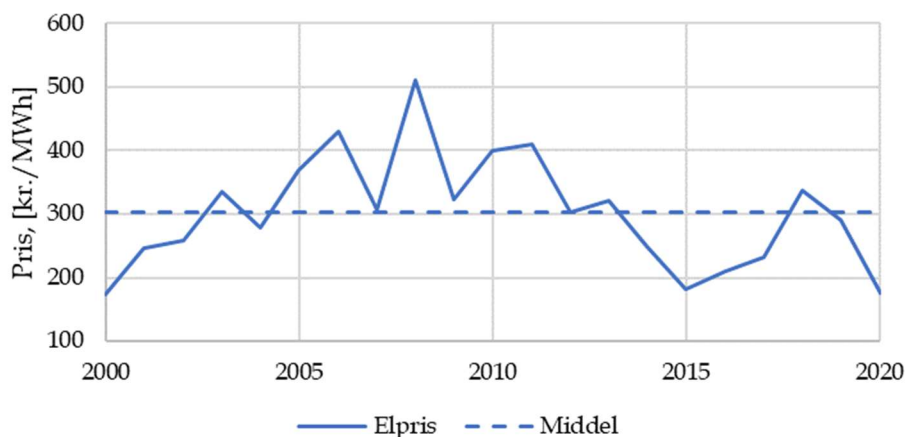
Ved brug og produktion af el er det vigtigt at sondre mellem, om elforbruget kan modregnes i anlæggets normale elproduktion eller ej.

I det omfang et elforbrug kan modregnes i egenproduktionen, enten ved at forbruget tages direkte fra generatoren/transformatoren inden der sker afregning, eller ved at der på anlægget er aftalt en brutto-nettoafregning på eksempelvis timebasis, bevirker dette, at forbrugt de facto afregnes til salgspris for elektricitet. Hermed betales der ikke net-, distributions- og systemafgifter.

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

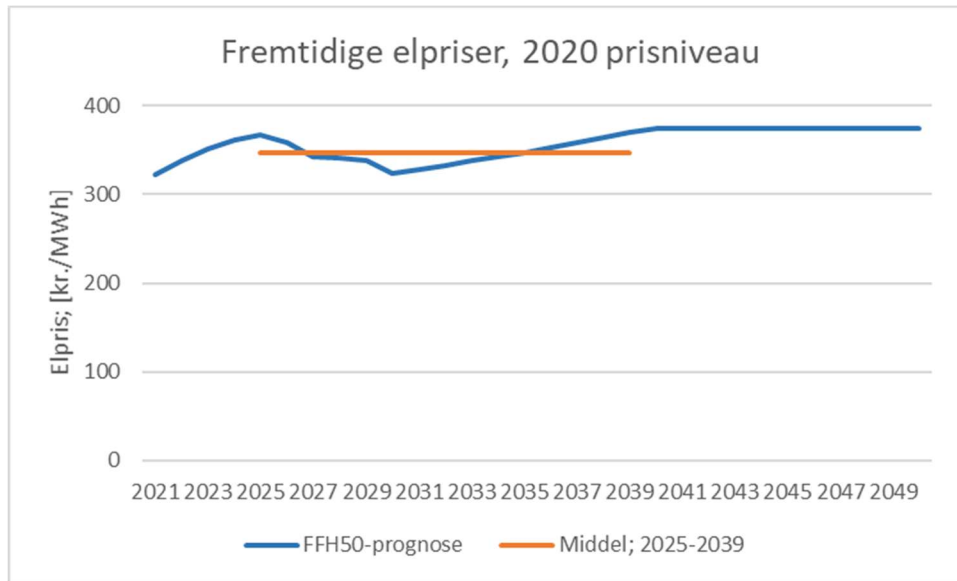
Da CCS-processerne først forventes idriftsat om nogle år forventes betaling af PSO-afgift at være ophørt forinden.

Fra et historisk synspunkt har elprisen altid varieret, og i figur 11 ses, hvorledes prisen siden 2020 har udviklet sig.



Figur 11 Historiske elpriser udtrykt i faste 2020 priser

Som det fremgår af figur 11, er den fremtidige elpris vanskelig at forudsige på baggrund af de historiske data, og FFH50-fjernvarmesamarbejdet har følgelig ladet udarbejde en prognose for de fremtidige priser, som det fremgår af figur 12. Da de økonomiske beregninger strækker sig over en 15 årig periode, beregnes den vægtende gennemsnitlige elpris for periode 2025–2039, og der anvendes følgelig en gennemsnitlig elpris på 346 kr./MWh ekskl. systemtariffer m.v. i nærværende beregninger.



Figur 12 Elprisprognose udarbejdet af FFH50 samarbejdet og beregnet middelprijs for el i perioden 2025-2039.

De fremtidige betalinger for transmission, distribution og systemtariffer (fremad blot kaldt systemtarif) er videre aftalt med styregruppe til ca. 71 kr./MWh gældende for hele beregningsperioden.

5.2.1.4 Varmeproduktion

Som tidligere beskrevet vil den samlede varmeproduktion fra de 5 kraftvarmeproducerende anlæg forblive uændret, uanset om der etableres CCS på nogle/alle anlæg, eller fangstanlæggene bestykes med varmepumper. Da der samtidig foretages en samlet beregning af de driftsøkonomiske konsekvenser af de inkrementelle ændringer i de forskellige beregningsscenarier, inkluderes der følgelig ingen omkostninger/indtægter med den leverede varme.

Det skal dog bemærkes, at der i scenarierne vil ske en forskydning mellem, hvor meget varme de enkelte anlæg vil levere til det samlede fjernvarmenet, hvilket kan afstedkomme kontraktuelle forhold, der har økonomiske konsekvenser. Der foretages med nærværende notat ingen vurdering af disse forhold.

5.2.1.5 Afgifter

Der betales i dag afgifter ved affaldsenergiudnyttelse, mens forbrænding af biomasse er afgiftsfritaget. Afgifterne ved affaldsenergiudnyttelse kan opdeles i afgifter, der udelukkende vedrører varmesiden, afgifter der udelukkende vedrører affaldssiden, og endelig afgifter, der afholdes af varmesiden og affaldssiden i fællesskab (fællesomkostning).

Ved etablering CCS på affaldsenergianlæg forventes dette gjort realisabelt eksempelvis gennem 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, således at det forudsættes, at der beregningsteknisk ingen ændring sker med afgiftsbetalingen i forhold til situationen i dag. Ligeledes udtrykkes elpriser som de kendes i dag uden nugældende afgifter.

5.2.1.6 CO₂ kvoter

Ved emission af CO₂ med fossil oprindelse fra kraftvarmeproducerende affaldsenergianlæg, svares der i dag CO₂-kvoter. Da CO₂ udledningen fra forbrænding af biomasse i dag betragtes som CO₂-neutral, er denne udledning ikke inkluderet i kvoteopgørelser.

Kvoteprisen 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 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.

Det nuværende CO₂-kvote-systemet er dog ikke forberedt på CO₂-fangst, ligesom fangst og lagring af biogent CO₂ p.t. ikke tilskrives værdi. Derfor giver inkludering af 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, når der etableres CCS også på fossile CO₂-emissioner. 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. Sidstnævnte forhold, vil være en del af det økonomiske incitament til etablering af CCS.

5.2.1.7 Forbrugsstoffer

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

Forbruget af diverse 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 absorberen 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 kr./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.

5.2.1.8 Faste omkostninger

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

- i. Faste driftsomkostninger
- ii. Vedligeholdelsesomkostninger

Ad i. Faste driftsomkostninger

I de faste driftsomkostninger inkluderes normalt følgende poster: Personaleomkostninger, fast ejendom, administration, administrationsbidrag, forsikring og øvrige faste omkostninger m.v. Ved opgørelse af CO₂ fangstanlæggets faste driftsomkostninger inkluderes dog kun personaleomkostninger i begrænset omfang, da det forudsættes at det eksisterende personale i stor udstrækning forventes at kunne varetage drift af CO₂ fangstanlæggets (den del, der er placeret på de enkelte anlægs matrikler).

Personaleomkostninger

Alle energianlæg antages at være 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 til energianlægget. Yderligere driftspersonale vil udgøres af helt eller delvist dedikerede driftsteknikere-/ingeniører, der tilsammen forventes at udgøre en ekstra personaleomkostning på 1 mio. kr. årligt.

Ad ii. Vedligeholdelse

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

5.2.2 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.

5.2.3 CC-anlæg

Kernen i CC-anlæg er fangst af CO₂ i en absorber og frigørelse af CO₂ i ren form fra anlæggets stripper. De enkelte CC-anlæg antages etableret ved siden af de eksisterende energianlæg.

5.2.3.1 Investering

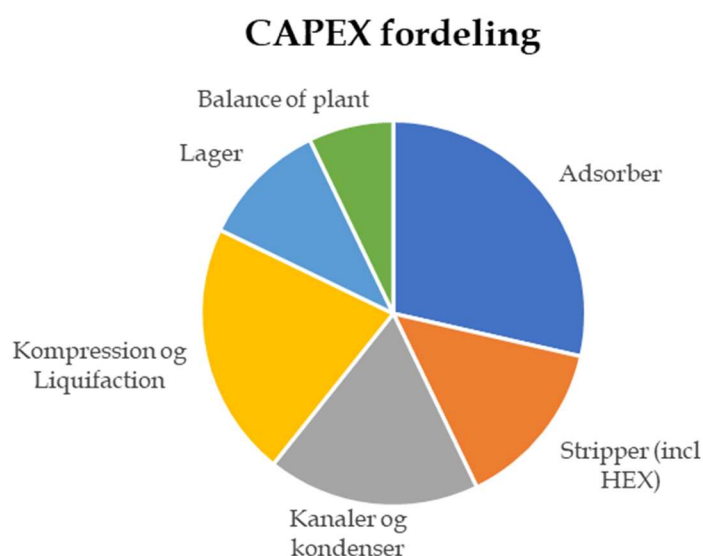
Ved estimering af CC-anlæggsdelen tages der udgangspunkt i de ganske få anlæg, der er etableret med denne proces. De enkelte grundprocesser i CO₂-fangstprocessen såsom absorber og stripper med tilhørende instrumentering og hjælpeudstyr i form af varmevekslere, kondensorer og cirkulationspumper m.v. er alle kendte enhedsoperationer, der kan prissættes.

Som det tidligere er vist, kan varmen fra CC-anlægget kun delvist udnyttes til fjernvarme uden at der etableres varmepumper, hvilket medfører, at investering også skal inkludere disse.

Ved estimering af anlægsinvestering inkluderes udover selve fangstanlægget tillige udstyr til den nødvendige liquefaction, da det forventeligt vil være samme entreprenør, der leverer up-stream delen med absorber og stripper, og down-stream delen med tryksætning i form af komprimering og køling. Årsagen til dette er, at det rent styringsmæssigt er en meget nær sammenhæng mellem CO₂-fangstanlæggets absorption- og stripperproces, og den efterfølgende komprimering og køling m.v., hvorfor det er fordelagtigt at have samme leverandør til denne del af de elektromekaniske leverancer.

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 og i figur 13 ses, hvorledes investeringsomkostningerne forventes fordelt på de enkelte anlægskomponenter

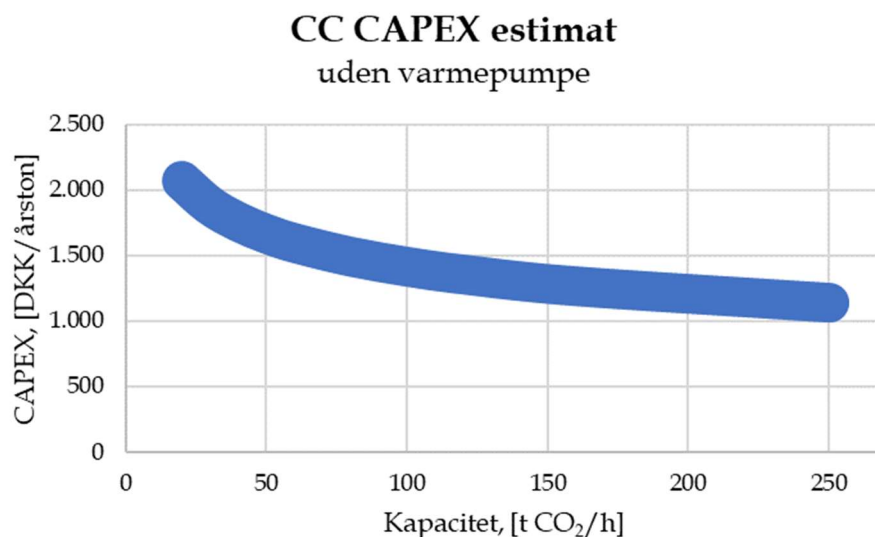


Figur 13 Fordeling af CAPEX for CO₂ fangst på energianlæg

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 energianlæg.

Investeringsoverslaget i figur 14 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. Som det fremgår af figur 14, er skalaeffekten på investeringerne, hvis kapacitetsbehovet overstiger 100 t/h, lav. Omkostningerne til varmepumper er ikke inkluderet i figur 14, da disse, som tidligere beskrevet, afhænger af, hvilken energikonfiguration der ønskes.



Figur 14 Estimerede omkostninger til etablering af CC-anlæg uden varmepumper. Omkostningerne er estimeret som EPC kontrakt for levering af den elektromekanisk leverance.

Ligeledes forudsætter investeringsoverslaget i figur 14 i, at anlægget i overvejende grad er 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 varmforsyningsudstyr inden for energianlæggets 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, men under forudsætning af, at omkostninger til forberedelse af anlæg herunder godkendelsesarbejde m.v. er afholdt, eller at opgaven på anden vis er tilvejebragt.

5.2.3.2 Vedligehold

Omkostninger til vedligeholdelse spænder over mange forskellige aktiviteter, idet vedligeholdelse både omfatter omkostninger i forbindelse med de årlige revisioner af anlægget (reparation, ud-

skiftning 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.

På baggrund af anlægsinvesteringens opdeling i delkomponenter, og hvad der tildeles af gennemsnitlige vedligeholdelsesomkostninger til hvert system, estimeres de samlede vedligeholdelsesomkostninger for et CC-anlæg til ca. 2 % p.a. af de samlede investeringer.

5.2.4 Tryksætning og liquefaction af CO₂

Efter fangst og genudskillelse af CO₂ i "ren" gasform, skal CO₂'en komprimeres, køles og tørres inden den skal videresendes. Tryksætning og køling foretages typisk til en af to tilstande i) komprimering til 15-20 bar og afkøles til ca. -30 °C, hvormed den omdannes til en væske eller ii) komprimering til eksempelvis 120 bar og køles til alm. stuetemperatur (højtryk), hvormed den omdannes til et superkritisk fluidum (hverken gas eller væske, men noget midt i mellem). Valget af fortætningstilstand afhænger af, hvorledes den videre transport og disponering af CO₂ foretages.

Investeringsomfanget i sidstnævnte tilfælde med komprimering til 120 bar er dog noget højere, hvilket tillægges investeringerne som tidligere beskrevet under investering i CC-anlæg.

I og med at investeringen i tryksætning er indeholdt i CC-anlæggets investeringsomfang, er de vedligeholdelsesmæssige driftsomkostninger til tryksætning også inkluderet i CC-anlæggets estimat.

Som tidligere beskrevet afhænger valget af fortætningstilstand af, hvorledes den videre transport og disponering af CO₂ foretages, og der inkluderes følgende to principper i nærværende rapport.

- 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 disse omstændigheder. Som eksempel herpå kan nævnes Acorn og Northern Light
- ii. 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 for udskibning til eksempelvis Greensand. Alternativt trykreduceres til 15 bar og CO₂ gassen køles til -30 °C, hvorefter den kan udskibes som beskrevet under i.

For det tilfælde den komprimerede CO₂ skal sendes direkte til kystnært lager, vil dette videre ske ved tryksætning til eksempelvis 120 bar og transport gennem rørledning.

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)

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.

5.2.5 Landtransport

Som tidligere beskrevet 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. Ved individuel transport enten med tanktrailer eller ved rørledning påregnes en gennemsnitlig afstand på 25 km, men der ved fællestransport gennem en fællesrørledning påregnes etablering af 125 km rørledning i alt.

5.2.5.1 Tankvognstransport

En tanktrailer forventes at kunne klare ca. 7 kørsler pr. dag ved en afstand på 25 km mellem energianlægget og udskibningshavnen, hvorfor en tanktrailer forventes at kunne transportere ca. 180 ton CO₂ fra sitelager til havnelager dagligt svarende til 60.000 to årligt. Det ses således, at der med et stort behov for CO₂ transport vil blive tale om en anseelig vognpark.

Beregninger viser, at størsteparten af omkostninger til landtransport med tanktrailer hidrører fra variable driftsomkostninger (kørselsomkostninger og betaling for ventetid), hvilket gør denne transportform velegnet for mindre anlæg, og for anlæg, der ikke driftes hele året.

Omkostninger til kørsel med CO₂ er således nærmest uafhængige af anlægsstørrelsen, og ved transport over 25 km forventes en samlet omkostning på ca. 75 kr./ton CO₂.

Som det fremgår af efterfølgende afsnit 5.2.5.2, vil transport i rørledning være billigere med tanktrailer, hvorfor det i de følgende beregninger udelukkende forudsættes, at transport af CO₂ over land foretages med rørledning.

Det skal dog bemærkes, at transport med tanktrailer ikke fuldstændig kan udelukkes, i tilfælde, hvor etablering af en rørledning gennem København er forsinket i forhold til de øvrige dele af et CCS-projekt og/eller, hvis der skal afsættes CO₂ til andre formål og aftagere end lagring.

5.2.5.2 Rørledning

Den største fordel ved transport gennem en rørledning er, at når først rørledningen 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. Rørledningens driftsomkostninger indregnes derfor i omkostningerne til tryksætning, når denne proces tilpasses transport med rørledning.

Ved individuelle rørløsninger til nærmeste havn og/eller rørløsning til fælles udskibningshavn i Københavnsområdet, vil et rørsystem have et relativt lavt tryktab, hvorfor et tryk væsentlig under 120 bar kan være aktuelt, da trykket ved modtagelse i havnen typisk "blot" skal være over CO₂ gassens kritiske tryk på ca. 80 bar. Ved transport gennem fælles rørledning på 125 km, må der forventes et noget højere tryktab, og komprimering til 120 bar eller mere anses for realistisk.

For nærmere beskrivelse af de forskellige mulige løsninger med rørtransport henvises til afsnit 4.2.

Ved individuel rørledning og transport over 25 km, forventes omkostningen til rørledning ved en årlig transport af eksempelvis 0,5 Mt CO₂ pr år at udgøre ca. 35 kr./ton mens omkostningerne ved en fælles ledning over 125 km forventes at udgøre ca. 20 kr./ton, når der transporteres 3 Mt CO₂ årligt.

5.2.1 Søtransport

Det forudsættes, at søtransporten af CO₂ foretages ved, at der chartres et nybygget skib, der er designet til formålet, og ved en årlig mængde CO₂ på 1,0 Mt, vil et skib med en nettolasteevne på ca. 10.000 t kunne klare opgaven at sejle CO₂ til Northern Light i Norge. Hvis den årlige mængde fordobles, bliver skibets nødvendige nettolasteevne også fordoblet, og det forudsættes således, at de enkelte anlæg, er i stand til at pulje deres CO₂ med hinanden, således at der med søtransporten opnås en vis storskalaafordel.

Ved søtransport skal der sondres mellem, transport ved mellemtryk eller højtryk, hvilket i høj grad påvirkes af, hvorledes den transporterede CO₂ skal modtages. Ved modtagelse af flydende CO₂ hos Northern Light i Norge eller Acorn i Skotland forventes dette at ske som flydende CO₂ ved 15 bar og ca. -30 °C, hvorfor der i det følgende tages udgangspunkt i disse forhold.

Transport af 1,0 Mt CO₂ årlig over 600 km forventes klaret med et skib med en nettolasteevne på ca. 10.000 ton, og ved transport af CO₂ under et tryk på 15 bar/-30 °C, vil således under disse forhold koste godt 65 mio. kr. om året. Hertil kommer driftsomkostninger, brændsel og havneskatter på yderligere 45 mio. kr. således, at den samlede søtransport af 1,0 Mt CO₂ årligt koster ca. 110 mio. kr., svarende til 110 kr./ton.

Det skal bemærkes, at ovenstående omkostninger er beregnet for anlæg, der driftes hele året. Hvis der skal foretages transport af CO₂ fra anlæg, der "kun" driftes i eksempelvis halvdelen af året, må en vis forøgelse af transportomkostningerne forventes, og at CO₂ transportskibene er

specialbygget til formålet, hvorfor anvendelse til andre transportformål ikke vil kunne ske med samme effektivitet, hvilket igen må forventes at udløse en omkostningsudligning herfor. I nærværende beregninger indlægges dette ved at indregne, at halvdelen af de faste omkostninger i den periode, hvor skibstransportkapaciteten ikke anvendes, kan dækkes ind af andre aktiviteter,

5.2.2 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.

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 på kort sigt (2025-2030) til havs er skønnet til 150 til 340 kr./ton. På længere sigt forventes lagringsomkostningerne at blive reduceret i takt med, at der opstår et egentligt marked for CO₂ lagring.

For kystnær lagring forventes lagringsomkostningerne at blive væsentlig lavere, men der regnes konservativt med 150 kr./ton i nærværende rapport.

5.3 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.

Ved beregning af den udjævnede gennemsnitlige omkostning pr. ton CO₂, der for hvert scenarie, fanges, håndteres og lagres (LCCC) over projektets levetid tages der videre hensyn til de ændrede forhold vedrørende elproduktion og brændselsforbrug.

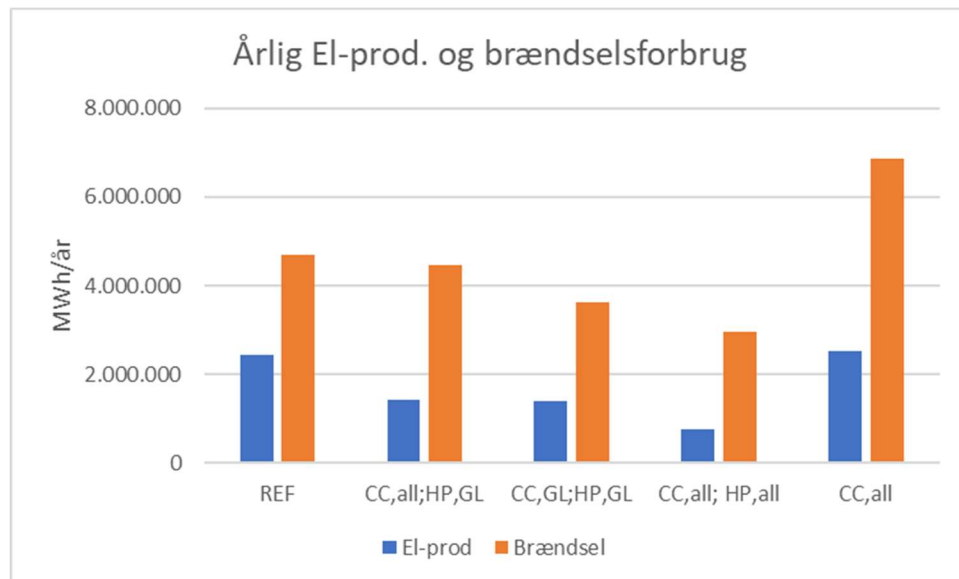
5.3.1 Omkostninger til fangst og lagring

Ved betragtning af omkostningerne til CO₂ fangst, liquefaction, transport og endelig lagring men uden at inkludere energi-/brændselsforholdene for de enkelte anlæg, kan der beregnes en CCS-omkostning for de enkelte anlæg. Da denne omkostning ikke inkluderer de driftsmæssige konsekvenser af CCS, giver den ikke et retvisende billede af de driftsøkonomiske konsekvenser af CCS, hvorfor omkostningerne til fangst og lagring skal ses i sammenhæng med de ændrede driftsforhold.

5.3.2 Ændret produktion og forbrug

Som tidligere beskrevet påvirkes både elproduktionen og forbruget af brændsler forskelligt i de forskellige scenarier, og i figur 16 ses de beregnede elproduktion og brændselsforbrug for henholdsvis referencescenarier og de fire beregningsscenarier. Som det fremgår af figuren, påvirkes både elproduktion og brændselsforbrug en del ved etablering af CO₂ fangst på de 5 omtalte anlæg. I forhold til reference ses, at den største reduktion i elproduktion og brændselsforbrug indtræffer, når der etableres CO₂ fangst på alle anlæg og, når disse bestykkes med varmepumper (CC_{all};HP_{all}).

Årsagen hertil er dels, at CO₂ fangstanlægget reducerer elproduktionen gennem dets dampforbrug, og dels at der med varmepumperne produceres væsentlig mere varme pr. brændselsenhed, hvorved brændselsforbruget ligeledes reduceres med en reduceret elproduktion til følge.

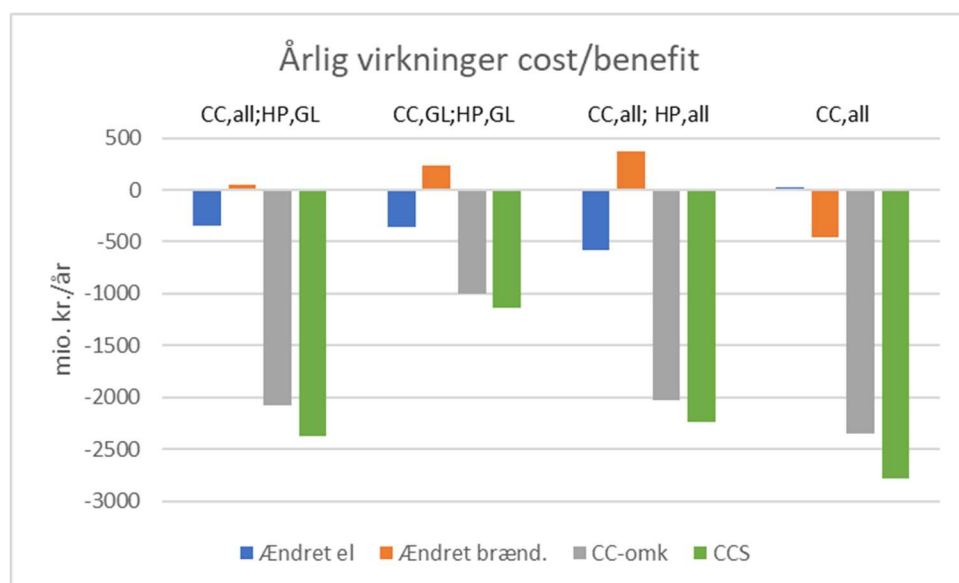


Figur 15 Produktion af elektricitet og forbrug af biobrændsler i referencen og de fire beregningsscenarier.

I scenariet, hvor der udelukkende etableres CO₂ fangst på alle anlæg uden varmepumper (CC,all) ses, at brændselsforbruget stiger, hvilket skyldes det forhold, at et CO₂ fangstanlæg kun øger varmeproduktionen, når der tillige etableres varmepumper. Uden varmepumper reduceres varmeproduktion, og brændselsforbruget øges, for at de fem anlæg kan opretholde samme varmeproduktion som i referencescenariet.

Hvis de ændrede forhold for elproduktion og brændselsforbrug prissættes, kan den samlede årlige virkning på omkostningerne beregnes, og i figur 17 vises en cost/benefit opstilling af virkningen af de enkelte økonomiske elementer. I figuren vises søjler, der giver øgede omkostninger (cost) med negative værdier, mens forhold, der medfører omkostningsbesparelser (benefit), er vist med positive værdier. Til beregning af brændselsomkostninger er der antaget en pris på træflis på 55 kr./GJ, træpiller på 71 kr./GJ og halm på 47 kr./GJ.

Som det fremgår af figur 17 er langt den største bidragsyder til omkostningerne for CC, men for nogle af scenarierne giver de ændrede forhold for elproduktion og brændselsforbrug dog en ikke uvæsentlig virkning på de driftsøkonomiske forhold.



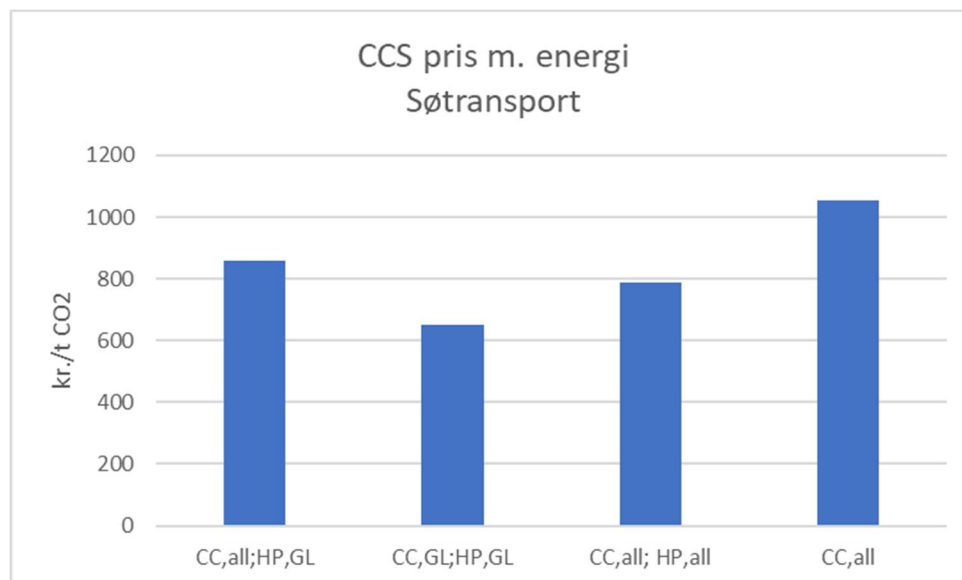
Figur 16 Økonomisk virkning af ændret elproduktion og ændret brændselsforbrug i de fire forskellige beregningsscenarier. Søjler med negative værdier giver øgede omkostninger (cost), mens søjler med positive værdi tilfører omkostningsbesparelser (benefit).

5.3.3 Samlet CCS omkostning

Sættes omkostningerne i forhold til den reelt undgåede udledning af CO₂ (mængden beregnes som summen af fanget CO₂ og ændringen i CO₂ udledning alene som følge af brændselsforbrugsændringer) i de enkelte scenarier, kan den samlede LCCC beregnes for hver af de fire scenarier.

I figur 17 ses de således beregnede LCCC'er for de fire beregningsscenarier. Som det fremgår af figuren, opnås den laveste LCCC for det scenarie, hvor der udelukkende etableres CCS med tilhørende varmepumpe på de tre grundlastanlæg (CC,GL; HP,GL). Dette forhold kan imidlertid ikke undre idet de tre grundlastværker forventes driftet omkring 8.000 timer årligt, hvilket alt andet lige give lavere CCS omkostninger.

De fire søjler i figur 17 kan imidlertid ikke sammenlignes, da mængden af CO₂ der undgås udledt ikke er den samme i alle fire scenarier. Det kan derfor i første omgang synes attraktivt at gå scenarie CC,GL; HP,GL men det skal samtidig erindres, at dette scenarie også har den laveste undgåede CO₂ udledning med knap 2 Mton CO₂ årligt. Med scenarie CC,all; HP,GL, hvor der etableres CO₂ fangst på alle anlæg, men kun varmepumper på de tre grundlastværker, kan undgås en CO₂ udledning, der er ca. 50 % større.

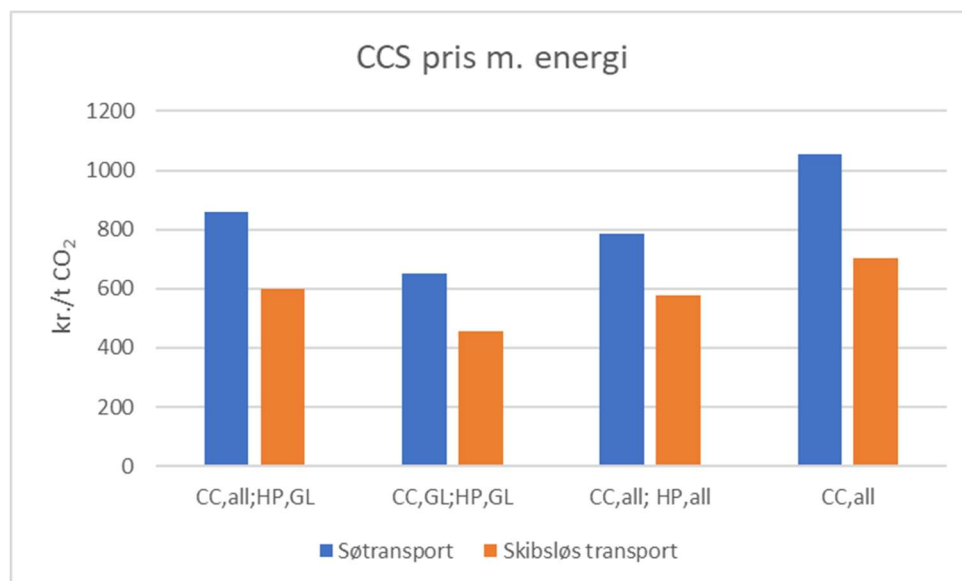


Figur 17 Samlet LCCC for de fire beregningsscenarier. Beregnet for søtransport og offshore lagring

Den højere gennemsnitspris i scenarie CC,all; HP,GL skyldes, at det er relativt dyrere at etablere CCS på mellemlastværker, der ikke kører hele året rundt. Etablering af CCS på disse værker synes derfor med endog meget stor fordel at kunne kombineres med etablering af et fælles rørsystem med en kystnær lagring i Danmark, og i figur 19 ses en sammenligning af priserne fra figur, hvor der er forudsat søtransport og offshore lagring med priserne ved etablering af et fælles rørsystem med kystnær lagring.

Som det fremgår af figur 18. reduceres priserne markant med en kystnær løsning, og faktisk bliver prisen for den kystnære lagring i scenarie CC,all; HP,GL lavere end prisen i scenario CC,GL;HP,GL når der forudsættes søtransport m.v. for denne.

Forskellen op de blå søjler (søtransport) og orange søjler (kystnær eller anden skibsløs løsning) i figur 18 hidrører fortrinsvist fra de sparede omkostninger til skibstransport, der udgør ca. 2/3 af forskellen mens reducerede omkostninger til selve lagringen udgør ca. 1/3.



Figur 18 Samlet LCCC for de fire beregningsscenarier, hvor offshore lagring sammenlignes med kystnær lagring