

SLUTTRAPPORT

Rapporttittel:	Sluttrapport L5 – Kriterier og grunnlag for valg av fangstteknologi
Dato:	22. januar 2021
Prosjektnummer:	619092
Forfatter(e):	Jørgen Thomassen (Fortum Oslo Varme), Marius Tednes (Fortum Oslo Varme)
ISBN:	<->
ISBN:	<->

Mulighetsstudie

«CCS – KLYNGA PÅ ØRA OG I REGIONEN »



Et mulighetsstudie om etablering av karbonfangst, bærekraftig bruk og lagring i en industriklynge på Østlandet



CCS-klynga på Øra – og regionalt

Mulighetsstudie

Prosjektet er støttet av:

CLIMIT

Rapporttittel:

Sluttrapport L5 – Kriterier og grunnlag for valg av fangstteknologi

Mulighetsstudie CCS-klynga på Øra og regionalt

Forfatter(e):	Jørgen Thomassen (Fortum Oslo Varme) Marius Tednes (Fortum Oslo Varme)
Prosjektnummer:	619092
Prosjekttittel:	Mulighetsstudie CCS-klynga på Øra og regionalt
Støttet av:	CLIMIT

ISBN:	<->
ISBN:	<->

Emneord:
Karbonfangst
Øra industriområde
Klynge
Forretningsmodeller

Tilgjengelighet
Åpen

Antall sider:
27

Godkjent:

Dato: 22. januar 2021

Signatur:



Signatur:



1. Innhold

2.	Sammendrag.....	4
3.	Oppdraget.....	7
4.	Bakgrunn.....	8
5.	Beskrivelse av fangstteknologier	9
5.1	Absorbenter.....	9
	Aminer	9
	Shell Cansolv	10
	Aker Solutions.....	11
	Compact Carbon Capture (3C).....	12
	Mitsubishi / Toshiba / Fluor	12
	Kaliumkarbonat (Hot Potassium Carbonate, HPC)	13
	CapSol AS.....	15
	Catacarb © / Benfield ™ / Giammarco Vetrocoke	16
	CO ₂ -Solutions (Saipem).....	17
	C-Capture (ukjent solvent)	18
	Kjølt Amoniakk (Chilled Ammonia Process, CAP)	18
6.	Membraner.....	19
7.	Adsorbenter.....	20
	Svante Inc. (Inventys)	20
8.	Kriterier.....	22
9.	Videre arbeid	25
10.	References.....	26

2. Sammendrag

Sammendrag for første aktivitet under Leveranse 5 (L5), *Litteraturstudie og sammenstilling av eksisterende rapporter*.

Det er gjennomgått og beskrevet ulike teknikker for å fange CO₂ fra røykgass, samt en gjennomgang av noen utvalgte leverandører og status på lab- og demonstrasjonsprosjekter. Informasjon rundt fangstteknikker er hentet fra erfaring og rapporter fra Fortum Oslo Varme og forskningsrapporter, og informasjon vedrørende status på leverandører er hentet fra leverandørenes egne hjemmesider og ved samtaler med disse.

Det er verdt å nevne at uansett om det gjelder adsorbenter, absorbenter, membraner eller annet er det mange variasjoner innen de forskjellige teknologiene og prosessene som gjør det vanskelig å konkretisere/generalisere enkelte av disse. TRL nivåer som er brukt er EU sin standard.

Absorpsjon

Felles for tradisjonelle absorpsjonsprosesser med både amin og kaliumkarbonat er at det krever relativt høy temperatur for desorpsjon og det trengs derfor typisk lavtrykksdamp i store mengder samt at det gir en del overskuddsvarme som enten er kostbart å gjenvinne eller lite energieffektivt hvis man ikke gjenvinner den. Absorbentene er følsomme ovenfor sure gasser og nedbrytes over tid, men NO₂ og SO₂ nivå opp til 5-10ppm antas å kunne være innenfor rimelighetens grenser. Ved bruk av amin vil man også ha nedbrytning grunnet oksidering (spesielt ved enkelte metaller til stede), og både kaliumkarbonat og amin vil ha termisk nedbrytning ved høyere temperaturer. Amin trenger typisk en litt høyere temperatur enn kaliumkarbonat for desorpsjon, men kaliumkarbonat vil ha en treg reaksjon mot CO₂ og derfor en dårlig overføringshastighet. Det tilsettes derfor tilsetningsstoffer av forskjellig slag til kaliumkarbonat, og røykgassen skal ofte trykkesett noe som krever mer elektrisk energi. Amin er velprøvd og modent og trenger ikke nødvendigvis å testes, avhengig av kilde og sammensetning. Kaliumkarbonat er mindre utprøvd og har flere ukjente parametere grunnet mange ulike tilsetningsstoffer og operasjonstrykk, noe som vil kreve en dypere gjennomgang i en eventuelt senere fase. Både amin og kaliumkarbonat kan være korrosivt og materialvalg må vurderes basert på bakgrunn av leverandør og tilsetninger.

Det finnes leverandører innenfor begge solventene nevnt ovenfor som ser på muligheter for å endre de generiske prosessene, på forskjellige modenhetsnivå. Intern varmegjenvinning er et eksempel på en prosess som ikke vil kreve ekstern varme for desorpsjon. Roterende og trykksatt absorpsjon og desorpsjon for å kompaktere anlegg er en annen metode som blir utviklet videre.

Vedrørende kjølt ammoniakk er dette en prosess som kan sammenlignes med de andre solventene på de fleste områder. En av de største forskjellene er at CO₂ er trykksatt etter fangstprosessen som sparer elektrisk energi i forbindelse med komprimering.

Både amin og kjølt ammoniakk vil ha noe utslipp (veldig lave nivåer), men det antas som ingen vanskelighet med å holde seg innenfor regelverket og de gitte utslippstillatelsene. Dette medfører uansett et miljøaspekt man skal ta hensyn til. Kaliumkarbonat kan også ha utslipp som ikke er ønskelig, men da det er forskjellige tilsetningsstoffer er det vanskelig å si noe på generell basis og dette må ses nærmere på når eventuelle leverandører sees på. Lokal håndtering av ammoniakk medfører veldig strenge HMS krav og må derfor vurderes nøye i en vurdering. Kaliumkarbonat og ammoniakk er

tilgjengelig på den åpne markedet og vil være langt billigere og enklere å få tak i enn f.eks amin. Dette kommer veldig godt med dersom CAP eller kaliumkarbonat skal brukes aktivt til å fjerne sure gasser ved at større mengder kjemikalie må erstattes.

Moduliserte anlegg med amin er allerede kommersielt til salgs ved Just Catch, som selges i moduler som skal kunne fange fra 10,000 til 100,000 ton CO₂ per år avhengig av modulstørrelse. En av disse er solgt til Twence avfallsforbrenningsanlegg og CO₂en skal her brukes til å øke veksten i drivhus etter den er flytendegjort og fraktet med lastebiler.

For amin finnes det piloter som er tilgjengelig i dag, og vedrørende kaliumkarbonat finnes det muligheter i 2020/2021 avhengig av hvor lenge de skal brukes der de står i dag. Så langt vi vet er det ingen piloter tilgjengelig for kjølt ammoniakk.

Adsorpsjon

Adsorpsjon får økende oppmerksomhet innenfor CO₂ fangst, da spesielt ved en roterende adsorpsjonsdisk som bruker temperatursvingninger til å fange opp og frigjøre CO₂ fra røykgass. Avhengig av hva slags materiale som blir brukt kan også adsorpsjon være sensitivt ovenfor tilsvarende stoffer som ved absorpsjon, men her må levetid, fangstgrad og kapasitet og energibruk vektas mer mot sammensetning og røykgass. Da det ikke vites hva slags stoffer som blir brukt hos leverandører, er det vanskelig å gå i detaljer på stoffer, da for eksempel X13 Zeolitt fanger CO₂ effektivt, men det krever veldig høy temperatur for å reversere fangsten av SO₂. 5A Zeolitt fanger CO₂ mindre effektivt, men er ikke så sensitiv ovenfor desorpsjon av SO₂. Zeolitt er hydrofilt, det vil si at vann binder seg til det og veldig lave verdier av vann kreves i røykgassen. Her kan aktivt kull være mere fornuftig, da nivået av vann fint kan være opp mot 5-10% som vil si at mettet gass ved godt over 40 grader er ok. Aktivt kull vil dog ha lavere selektivitet til å fange CO₂ enn for zeolitter ved samme CO₂/N₂ forhold. Dette er korte eksempler for å understreke at materialvalg på adsorpsjonsmaterialet og sammensetning av røykgass inkludert forhåndsrensing av røykgass må sees nærmere på. Da ikke detaljene kommer klart frem fra leverandør må man forholde seg til salgsmateriale som er kjent og anta veldig høyt nivå av rensing er påkrevd før adsorpsjonen, da både med tanke på SO_x, NO_x, O₂ og H₂O. Jo høyere konsentrasjon av CO₂, desto bedre fangstgrad. Renheten på CO₂ er forventet noe lavere enn for absorpsjon, da ved rundt maks 90% renhet. Det kan også være begrensninger for volum, noe som kan tale positivt for mindre enheter.

Temperatur som kreves er oppgitt til å være noe lavere enn for absorpsjon, og kan være en fordel basert på tilgjengelig damp. Det antas ingen negative utslipp ved bruk av adsorbenter. Med tanke på at kompakte anlegg for adsorbenter er på vei antas det også at arealbruk for adsorbenter og absorpsjon er relativt like.

Etter dialog med Svante (teknologileverandør) kom det klart frem at de fremdeles er lave på TRL skalaen, men at de jobber hardt på for å utvikle både modenhet og teknologi.

Membraner

Membraner er mindre vanlig enn absorbenter og adsorbenter, men er i likhet med andre teknologier, på vei opp på TRL stigen. Membraner er kjent for å fange en mindre del av CO₂en i røykgassen avhengig av energibruk og installasjon (antall og type membraner samt resirkulering av enkelte strømmer), samtidig som CO₂ produktet er mindre rent enn for absorbenter. Dette betyr også at en røykgass med høy konsentrasjon av CO₂ vil være å foretrekke. Membraner er i motsetning til de fleste adsorbenter og absorbenter ikke-reaktive med SO_x og NO_x. Produktet består typisk av relativt høyt O₂ nivå før rensing og må eventuelt fjernes før transport og lagring. Det er ingen giftige kjemikalier som slippes ut eller som skal håndteres, og det er heller ingen krav til temperatur i form av damp eller lignende for regenerering av materiale. Nok en fordel med membranteknologien er at det ikke er noen bevegelige deler i fangstprosessen. Dersom det ikke er høye krav til fangstgrad av CO₂ og heller ikke damp tilgjengelig kan membraner være en fornuftig retning å bevege seg i, men teknologien er fortsatt umoden. Grunnet relativt umoden teknologi og proprietære materialer og prosesser er det lite detaljer tilgjengelig. Nærmere kontakt med leverandører og mere informasjon trengs for denne teknologien.

3. Oppdraget

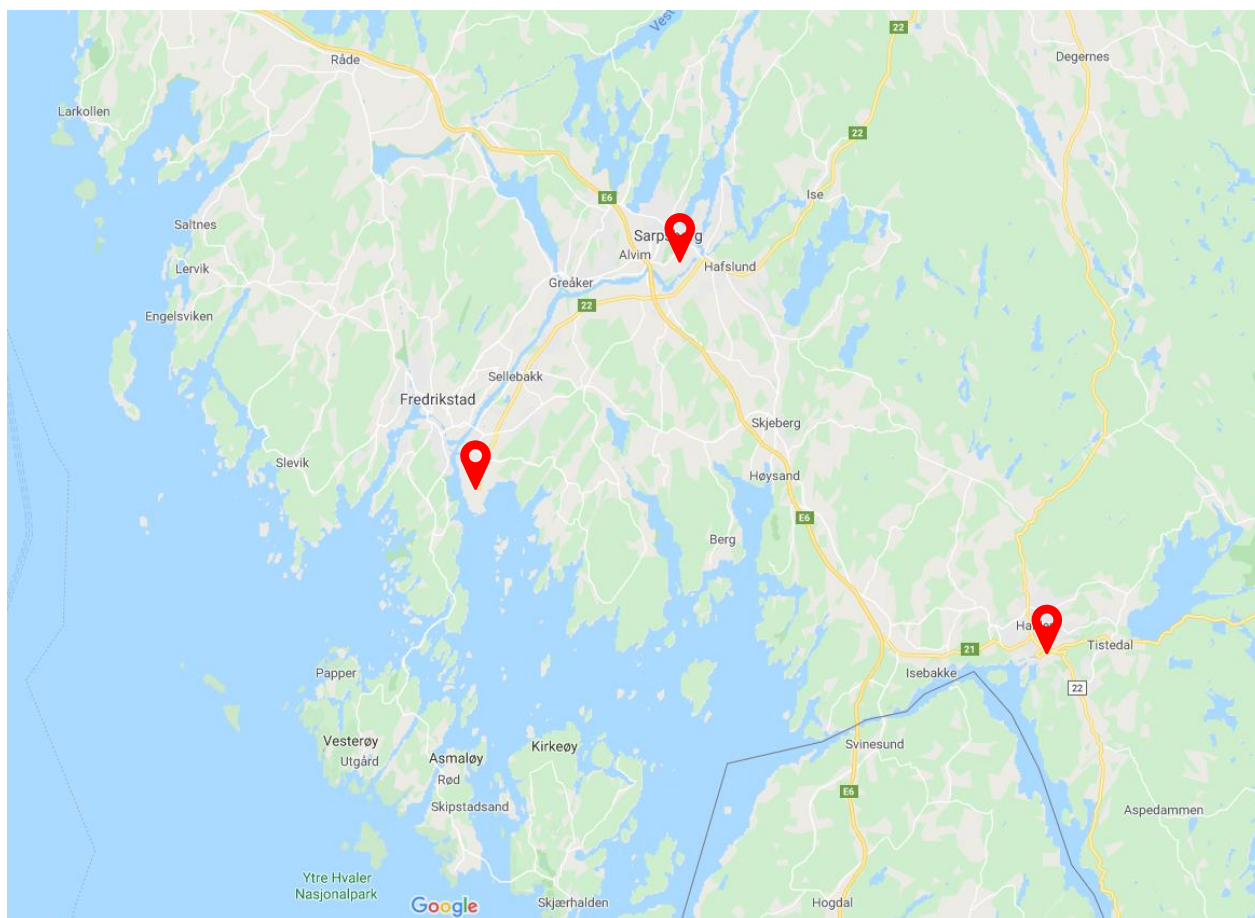
Leveranse 5 (L5): Kriterier og grunnlag for valg av fangstteknologi

1. Aktiviteter: Med bakgrunn i kompetanse fra Fortum Oslo Varme, samt fra resultatene fra L3 og L4, utarbeide økonomiske, tekniske og miljømessige kriterier som grunnlag for valg av teknologi for kommersialisering (herunder TRL nivå iht. DNV standarder), og inkludere dette i utkast til RFQ ('request for quotation'), som underlag for utsending til relevante teknologileverandører i en evt. fase-2 av Mulighetsstudiet.
2. Mål: Utarbeide kriterier som er klare til bruk for valg av teknologileverandør for pilotanlegg basert på dokumentert kunnskap fra L3 og L4, som et viktig grunnlag for uttesting av teknologien på de relevante røykgassene.
3. Leveranse og dokumentasjon: Rapport som dokumenterer kriterier som grunnlag for å innhente tilbud fra, og inngå avtaler med, relevante teknologileverandører om etablering og drift av pilotanlegg i en evt. fase-2 av Mulighetsstudiet.
4. Suksesskriterier: Utarbeidet relevante økonomiske og miljømessige kriterier basert på dokumentert kunnskap og datagrunnlag for valg av teknologi og grunnlag for konstruktive forhandlinger med relevante fangstleverandører, - i en evt. fase-2 av Mulighetsstudiet og senere leveranser til halvindustriell skala.

Aktivitetsnavn	Varighet	Start	Slutt
L5: Kriterier og grunnlag for valg av fangstteknologi	369 dager	ma 02.09.19	to 28.01.21
Litteraturstudie og sammenstilling av eksisterende rapporter, hensyntatt IP/konfidensialitet	6 mndr	ma 02.09.19	fr 14.02.20
Dialogmøter med teknologi partnere, korrespondanse og møter med aktuelle leverandører	9 mndr	ma 02.09.19	fr 08.05.20
Kobling mot verdikjede og utvikling av modell	3 mndr	ma 06.04.20	fr 26.06.20
Kobling mot kriterier for bærekraft og ytre miljø	3 mndr	ma 21.09.20	fr 11.12.20
Utarbeide sluttrapport	1 mnd	ma 14.12.20	fr 08.01.21
Saksbehandle sluttrapport	14 dager	ma 11.01.21	to 28.01.21

4. Bakgrunn

CCS-klynga på Øra – og regionalt, består i hovedsak av tre mindre klynger, som planlegges knyttet sammen i en felles industriell klynge med Borg Havn som nav. Disse tre klyngene er lokalisert på Øra, Borregård og Saugbrugs. Både internt i klyngene og klyngene mellom seg er det forskjellige kilder til røykgass som vil fungere optimalt ved forskjellige fangstteknologier. Teknologiene og leverandører beskrives derfor noe nærmere i denne rapporten for å gi et bedre grunnlag for videre dialog med leverandørene og valg.



5. Beskrivelse av fangstteknologier

Det er per dags dato mange aktuelle teknologier med forskjellig nivå for modenhet og begrensninger i forhold til for eksempel fangsteffektivitet, energibruk og nedbrytning. Nedenfor sammenstilles noen valgte teknologier for å gi en oversikt over hva som er tilgjengelig og noen fordeler og ulemper ved de valgte teknologiene. Det er kun post-combustion teknologier vil bli gjennomgått, da det er antatt at pre-combustion, oxy-fuel combustion eller chemical looping combustion (CLC) ikke er relevant.

I delrapport L2 er det beskrevet at fangstanlegg må designes med en integrert robust og optimalisert forbehandling. Det vil si nøytralisering av sure gasser, meget god dråpe og partikkelfangst og god nedkjøling. Dette legges vekt på ved utvalget og vurdering av fangstteknologier.

EUs TRL nivåer beskrevet (European Commission, 2019) (vedlegg G i «Work Programme 2016-2017»):

- TRL 1 – basic principles observed
- TRL 2 – technology concept formulated
- TRL 3 – experimental proof of concept
- TRL 4 – technology validated in lab
- TRL 5 – technology validated in relevant environment
- TRL 6 – technology demonstrated in relevant environment
- TRL 7 – system prototype demonstration in operational environment
- TRL 8 – system complete and qualified
- TRL 9 – actual system proven in operational environment

5.1 Absorbenter

Aminer

Aminer kommer i mange forskjellige former med forskjellige egenskaper og er en kjemisk absorbent. Fellesnevneren for dem alle er relativt høyt energibruk i form av varme i forbindelse med frigjøring av CO₂ etter den er absorbert. Dette betyr igjen at det er en stor mengde varme som kan gjenbrukes fra kjøleprosessen. Aminer er den klart mest modne teknologien for å fjerne CO₂ fra røykgasser, blant annet bevist fullskala i flere år ved et kullkraftverk i Canada (Boundary Dam Power Station, SaskPower) hvor det er kapasitet til å fange opp mot 1,000,000 ton CO₂ per år.

Aminer er sensitive for oksygen og sure gasser og urenheter som for eksempel NO_x, SO_x, HCl og små partikler (<1µm). Høy temperatur vil også kunne øke raten av nedbrytning, samtidig som høyere temperatur kan gi et økt utslipp av amin baser på økt fordampning. Vedrørende partikler har det blitt erfart at økende støvkonsentrasjon gir økt mengde av aerosoler som videre gir økt utslipp. Det er ikke den totale massen av støv som har betydning, men partikkelstørrelsesfordelingen, og mengden av små partikler. (Peter Moser, 2014)

Technology Readiness Level (TRL)

TRL nivået på amin er TRL nivå 9 red EU standard og er modent for CO₂ fangst industrielt.

Shell Cansolv

Erfaringer fra pilot med Shell Cansolv DC-103 Amin på Klemetsrud.

Formål

- Formålet med pilotkjøringen var å kvalifisere teknologien med hensyn på fangst og utslipp av amin.
- Piloten skulle kjøres i minst 2000 timer, hvor de siste 500 skulle danne grunnlag for kvalifiseringen av teknologiene.
- Etter kvalifiseringen, ble piloten kjørt videre. Til sammen 5200 timer, hvor hovedformålet var å undersøke degradering av amin. I denne perioden ble det også utført diverse andre tester.

Utslipp

- Temperatur i systemet påvirker utslipp. Høyere temperatur medfører en liten økning i utslipp.
- Støv. Støvutslipp fra forbrenningsanlegget medførte forhøyet utslipp av Amin fra fangstanlegget mens støvutslippet pågikk.
- Raske endringer i CO₂ innhold og eller røykgassmengde ga ustabilitet i anlegget som igjen ga utslipp.
- Temperaturforskjell over vannvasketrinnet er viktig for å holde utslippene nede. Forstyrrelser i drift som ga vesentlige endringer i temperatur i vannvasketrinnet ga utslipp.

Fangst

- 95 % fangst ble demonstrert over tid.
- 99% fangst ble gjennomført i kortere perioder, men bruker forholdsmessig mye ekstra energi, og ble ikke ansett som formålstjenlig.

Degradering

- NO₂ innhold er meget viktig bidragsyter til degradering. Jo lavere jo bedre.
- Sure gasser bidrar til degradering, men blir fjernet i røykgass rensesystemet til forbrenningen, i tillegg blir eventuelle gasser som kommer til piloten fjernet i pre-scrubberer slik at sure gasser ikke har vært en problemstilling for piloten på Klemetsrud.
- Oksydering av aminet pågår kontinuerlig, og er en langsom prosess. Det virker som den har gått litt uavhengig av om anlegget har vært i drift eller ikke.

Energibruk

- Piloten brukte energi som samsvarte med modellering utført av Shell. Piloten var ikke utstyrt med utstyr for å redusere energiforbruk.
- Fullskala er energiforbruket forventet å ligge et stykke under 3 GJ/Tonn CO₂

Korrosjon

- Shell har fremhevet at over tid så vil det bli mindre korrosjon ved bruk av DC-103 enn f.eks MEA. Vi har ikke vært i stand til å etterprøve denne påstanden.
- Etter nesten 10 måneders drift med DC-103 er det ikke avdekket tegn til korrosjon. Siden tiden er relativt kort bør ikke dette tillegges særlig vekt.

Generelt

Vi mener at Shell Cansolv DC-103 er en veldig god og trygg teknologi. Her vet man akkurat hva man får, og man forholder seg til et selskap med lang erfaring innenfor CO₂ fangst. Dette er et trygt valg, men som med alle andre teknologier skal sammensetningen på røykgassen og urenheter (spesielt NO₂ og den fine fraksjonen av støv) matche teknologivalget. På energigjenvinningsanlegget på Klemetsrud er man veldig fornøyd med testingen som har blitt gjort over 10 måneder. I løpet av de 10 månedene har man oppnådd over 5000 timer med kontakt mellom amin og røykgass.

Aker Solutions

Aker Solutions har tidligere i 2019 inngått en avtale med energigjenvinningsanlegget for avfall i Twence i Nederland. Her skal de levere deres modulariserte Just Catch enhet til 100,000 tonn CO₂/år som skal brukes i drivhus og til industrielle formål.

Aker Solutions Mobile Test Unit (MTU) ble testet med Akers solvent S26 i nesten 3 måneder i 2016.

Aker Solutions MTU ble testet på røykgass fra kun linje 3. Linje 3 leverer røykgass med mindre NO_x enn linje 1 og 2. Siden pilotene har testet røykgass med forskjellig kvalitet er det ikke mulig å sammenligne resultatene direkte.

Utslipp

Det ble heller ikke benyttet like følsomme instrumenter for å detektere aminutslipp som var under 1 ppm i røykgassen, så det er ikke mulig å sammenligne aminutslipp. Det antas at Akers løsning er tilsvarende den Shell leverer med hensyn på utslipp

Fangst

Aker har ikke rapportert å ha testet 95% fangst, men har bare rapportert 90 % fangstrate. Det er rimelig å anta at 95% også er mulig, men med et noe økt energiforbruk

Degradering

Aker har rapportert lav degradering, noe som blant annet skyldes lavt innhold av NO₂ i røykgassen, siden de kun testet på røykgass fra linje 3. Det er rimelig å anta at dette er ganske likt med Shells Cansolv-103

Energibruk

Energibruken er på linje med energibruken på piloten fra Shell

Korrosjon

Det ble rapportert lave nivåer av jern i aminløsningen etter testingen. Dette ble ansett som et tegn på lav korrosivitet av aminet.

Oppsummering av Aker Solution

Basert på data som er oppgitt så virker løsningen fra Aker Solution til å være tilsvarende løsningen fra Shell med tanke på alle viktige parametere.

Compact Carbon Capture (3C)

Compact Carbon Capture er en teknologi som baserer seg på roterende utstyr i absorber (inkl vaskevann) og desorber. Roterende utstyr samt prosess under trykk sørger for mer kompakte anlegg som igjen senker prisen på fangstanlegg. Denne teknologien låser seg ikke til en spesifikk solvent, men har så langt testet med MEA, og har planer om å teste med et annet generisk amin i tillegg. De er også i samtaler med et selskap vedrørende testing av et proprietært amin.

Per dags dato er teknologien på TRL 4 nivå (EU standard) og er kun testet i 5 timers intervaller på lab. Vel å merke er testpiloten større enn hva labskala skal tilsi da den har kapasitet til å fange 2-300 kg CO₂/h. TRL 4 er et bevis på at konseptet fungerer, men fra forfatterens perspektiv er det en del som gjenstår for å se at teknologien fungerer godt over tid, på faktisk røykgass. Neste steg er å få teknologien godkjent for TRL nivå 5, som krever minimum 100 timers stabil drift sammenhengende. 3C arbeider tett med Equinor, og har deres testanlegg lokalisert ved Equinors testfasiliteter i Porsgrunn. I tillegg har de mindre utstyr for testing plassert på lab hos SINTEF.

Etter testing og TRL nivå 5 er godkjent er planen å skalere opp til en pilot som skal kunne fange 8-10.000 ton/år som skal testes på faktisk røykgass. Planen er da minimum 2-3000 timer operasjon. Så langt forfatterne er klar over er partner/lokasjon for en slik pilot ikke på plass enda.

Teknologien sies å kunne skaleres modulært, noe som på sikt kan være veldig aktuelt for mindre aktører og anlegg.

Konsentrasjon av CO₂ i røykgassen kan være fra < 4% - 50%. CO₂ produktet er komprimert, så det kan spares noe energi i forbindelse med komprimering etterfølgende.

Generelt

Nok en spennende teknologiutvikling som vi selvsagt håper vil lykkes. De har kommet langt ved å vurdere på det teoretiske og skaffet seg et godt navn og rykte samt finansiering. Valg av roterende utstyr har ofte noen mekaniske utfordringer som vi er spente på å se effekten av over lengre tid. 3C sin teknologi er et stykke unna å kunne vurderes som pilot i Borg CO₂ foreløpig, men samtaler bør kunne startes hvis et samarbeid er ønskelig for begge parter et par år frem i tid. Positivt at MEA og annet generisk amin blir brukt i første omgang for å kunne dele data/forskning med offentligheten når det er klart. Vi har til gode å se tall og data fra testing, men de tilbyr mulighetsstudier og holder for tiden på med studier på flere forskjellige anlegg.

Mitsubishi / Toshiba / Fluor

Utover Shell Cansolv og Aker Solutions finnes det flere tilbydere av aminteknologier. Et utvalg av disse stammer fra store selskaper som de Japanske Mitsubishi Heavy Industries og Kansai Electric Power, Toshiba og amerikanske Fluor. Disse er alle proprietære teknologier og antas relativt like som Aker Solutions og Shell Cansolv sine aminer med mindre ulikheter.

Saga City (avfallsforbrenning) CCUS: Toshiba teknologi. Fanger 10t CO₂/dag. CO₂ blir brukt til algevekst noen hundre meter fra fabrikk.

Mikawa power plant : Toshiba teknologi. Her vil 50% av CO₂ fanges, noe som gir over 500 tonn CO₂/dag. Mikawa er et biomasse fyrte kraftanlegg

Kaliumkarbonat (Hot Potassium Carbonate, HPC)

Kaliumkarbonat er et uorganisk materiale som har høy løselighet i vann. Ved absorpsjon bindes CO₂ til kaliumkarbonat og vann og danner kaliumbikarbonat (2KHCO₃). Ved oppvarming vil bikarbonatet dekomponere i kaliumkarbonat, CO₂ og H₂O igjen. Kaliumkarbonat har begrenset rate for absorpsjon av CO₂ fra røykgassen. Det er derfor behov for å ha tilsetningsstoffer. Det er dette som skiller de forskjellige leverandørene, ved at det blir tilsatt forskjellige stoffer samt forskjeller i ønsket trykk i absorpsjonskolonne.

Grunner flere relativt like selskaper og teknologier som leverer prosessløsninger under trykk, uten intern varmegjenvinning (intern er her brukt som internt i karbonfangstannlegget) er disse vurdert som like nok til å kunne vurdere løsningene som én felles. Det er typisk tre HPC prosesser som bruker forskjellige tilsetningsstoffer: Catacarb, Vetrocoke og Benfield (Saeid Mokhatab, 2019). I tillegg er det enzymløsningen til Saipem (gamle CO₂-solutions) som er sammenlignbar.

Det er flere mulige tilsetningsstoffer man kan tilsette sammen kaliumkarbonat i vannløsningen for å få de ønskelige virkningene. Dette kan f.eks. være for å hindre skumming (foaming), dempe korrosjonsproblematikk og å øke fangsteffektivitet (kinetikk og lastkapasitet). Enkelte tilsetningsstoffer for å øke kinetikken kan for eksempel være aminer, og man vil da også komme tilbake til eventuell utslippsproblematikk. Hvilke tilsetningsstoffer som blir tilsatt kan avgjøres fra case-til-case og må sees på mer spesifikt med et blikk på røykgass sammensetning og urenheter med ønskede effekter i prosessen. Tilsetningsstoffene kan være blant annet aminer, glysin, vanadium, enzymer og borsyre.

En typisk sammensetning for HPC består av ca. 30% K₂CO₃ og 70% H₂O. Utover dette er det mindre tilsetninger av andre kjemikaler basert på ønsker i prosessen, som selvsagt endrer sammensetning noe.

Typiske tilsetningsstoffer ved de forskjellige prosessene (Saeid Mokhatab, 2019), (CO₂-Solutions, 2018):

Tabell 1 Eksempler på tilsetningsstoffer (Saeid Mokhatab, 2019)

Teknologi / prosess	Eksempel på tilsetningsstoff(er) (ikke begrenset til):
Catacarb [®]	Vanadium, borsyre
Benfield [™]	DEA,ACT-1
Vetrocoke	Glysin, amin
CO ₂ Solutoins (Saipem)	Enzymer (1T1, Karboanhydrase)

Utover å binde til seg CO₂, kan kaliumkarbonat også binde seg til blant annet SO₂ og NO₂, men da ved dannelse av salter. Dette er normalt sett på som en ulempe, men dette kan også sees på som en fordel med tanke på rensing av disse stoffene. Dette medfører da en større mengde salter som må fjernes og erstattes av nytt kaliumkarbonat. Enzymløsningen til CO₂ Solutions (Saipem) finner vi ikke nok

informasjon om til å omtale i denne rapporten utover hva som blir beskrevet under informasjon om selskapet under. Denne teknologien bygger seg på kaliumkarbonat, men med enzymer som gjør at den ikke trenger å trykkesettes.

Det er begrenset informasjon rundt testing av HPC på røykgass etter forbrenning. Det er utført en test på Värtan i 2008 som er beskrevet senere, og også på Hazelwood kullkraftverk i Victoria i Australia (La Trobe Valley). Demonstrasjonsanlegget ved kullkraftverket i Hazelwood var designet til å fange opp til 25 tonn CO₂/dag, og var basert på proprietært kjemikalie. Hovedfokuset for testingen var å beskrive ytelsen til generelt ikke-proprietær kaliumkarbonat (30wt%) løsning. Testing ved dette anlegget bidro til å bekrefte at simuleringer gjort i simuleringstøytøy stemmer godt overens med hva som var forventet i virkeligheten (±5%) (Kathryn Anne Mumford, 2011).

Utslipp

Avhengig av hvilke tilsetningsstoffer og prosess er det vanskelig å uttale seg om utslipp på generell basis. Da det er enkelte giftige stoffer som kan bli tilsatt, er dette noe som også bør etterforskes videre ved kontakt med leverandør. Det vites ikke om det tilsettes kjemikalier til kaliumkarbonatet utover enzymer, må dette sjekkes videre med leverandør

Fangst

Fangst, kan også her som ved de fleste andre teknologier justeres mye ut ifra hvor mye energi som skal brukes. Det antas derimot at fornuftig fangst sett opp mot energibruk vil ligge på mellom 80% og 90%. I forhold til angitt energibruk nedenfor antas det fangst mellom 80% og 90%.

Degradering

Degradering av kaliumkarbonat skjer hovedsakelig på grunn av NO₂ og SO₂ i røykgassen, og det dannes salter i form av KNO₃ (kaliumnitrat) og K₂SO₄ (kaliumsulfat). Tilsetning av ekstra mengde kaliumkarbonat trengs for å gjøre opp for tapt mengde. En annen ulempe ved at SO₂ og NO₂ binder seg til kaliumkarbonatet, er at disse vil oppta kaliumkarbonat fremfor at CO₂ binder seg, samt at reaksjonene vil danne CO₂. Da det antas lave verdier av både NO₂ og SO₂ fra de fleste kilder, vil dette mest sannsynlig ha begrensede påvirkninger og antas å kunne løses ved prosessstyring.

Ved test gjort på Värtan (kullfyr CHP) i 2008 ble det registrert degraderingsnivå på 0.83 kg K₂CO₃/ton CO₂. Tallet er basert på 360 kontinuerlige timer drift (Mårten Bryngelsson, 2009), hvor SO₂ var hovedårsaken til degradering. Nivåer av NO₂ og SO₂ var i gjennomsnitt hhv. 0 (N.D.) og 0.8 ppm etter pre-treatment. CO, NO og N₂O har lav løselighet og er antatt å være inerte (Mårten Bryngelsson, 2009). Ved pilottesten på Värtan var det forhåndsrensning av røykgassen for å minimere irreversible reaksjoner i kontakt med kaliumkarbonat. Støv, SO_x, NO_x, HCl og HF ble fjernet ytterligere ved denne forhåndsrensningen.

Energibruk

Energibruk er avhengig av hva slags prosess som ønskes. Det kan være allerede trykksatt gass som trenger CO₂ fjerning, eller muligvis det finnes spillvarme som kan brukes til oppvarming og er ønskelig. Ved (tilnærmet) atmosfærisk røykgass antas det at røykgassen skal trykkesettes for å oppnå bedre

absorpsjonsrate. Det er derfor en fordel hvis gassen som skal renses for CO₂ er trykksatt fra prosessen på forhånd, ellers så finnes det tilsetningsstoffer som kan øke absorpsjonsraten.

Energibruk kan være kun elektrisk, og ligge på rundt 1.2 GJ_{el}/ton CO₂ (henvisning nedenfor til Capsol). Her vil det også være mulighet for å gjenbruke noe varme med temperatur over 60 C ved kjøling av CO₂ produktstrømmen.

Energibruk kan også være en miks av elektrisk og termisk energi. Ved både elektrisk og termisk energi kan et eksempel på energibruk ligge på ca. 1 GJ_{el}/ton CO₂ og i overkant av 2 GJ_{th}/ton CO₂. Ved denne løsningen er det dog forventet at ca 1.3 GJ_{th}/ton CO₂ kan gjenbrukes til å øke temperatur i for eksempel fjernvarme opp til rundt 70-75 grader. Denne løsningen kan derfor være en bedre løsning enn kun elektrisk forbruk dersom man har overskuddsvarme av riktig kvalitet til over (typisk mettet damp ved rundt 6 barg).

Avhengig av ønsket prosess kan det her være mange muligheter for integrasjon mot eksisterende anlegg, og kaliumkarbonat-teknologien anses som mere fleksibel i form av energibruk enn aminløsning, i tillegg til å se ut til å bruke mindre energi.

Technology Readiness Level (TRL)

HPC anses som TRL 6-7 på røykgass etter forbrenning av forfatterne grunnet manglende testing. Teknologien er TRL 9 ved bruk på rene, trykksatte gasser som ved fjerning av CO₂ i naturgass.

Generelt

FOVs syn på teknologien er at den er veldig spennende og kan på sikt være en god erstatte for aminteknologi ved riktige betingelser dersom prosessen fungerer som leverandørene sier den skal. Det er mange parametere som skal avklares, blant annet hvilket tilsetningsstoff som skal brukes, hvilket trykk man skal operere ved, hva slags integrering med eksisterende anlegg skal man ha og hvor mye CO₂ vil man fange. Dette er parametere som må vurderes når sammensetning og urenheter av røykgass er klart, og hva slags kilder til energi som er tilgjengelig og som kan bli brukt. Grunnet trykksetting av røykgassen er det også her større krav til støvreduksjon enn ved f.eks. amin, som kan bruke en mer robust vifteløsning. Trykksetting av røykgass har også et HMS perspektiv som skal vurderes.

Vi venter spent på testresultater som blir gjort ved Stockholm Exergis (SE) anlegg på Värtaverket KVV8. Her blir HPC testet på røykgass fra deres biomasseanlegg, og ca. 700kg CO₂ blir fanget hver dag. Hovedfokus er på nedbrytning av absorbenten. Forskjellige trykk og forskjellige tilsetningsstoffer blir testet fra og med slutt desember 2019 til planlagt stopp i Mai 2020. Det er muligheter for forlengelse av testingen etter sommeren 2020, og informasjon vil bli innhentet av SE utover våren.

CapSol AS

Capsol skiller seg fra de andre selskapene som leverer HPC løsninger ved at de har patent på deres interne varmegjenvinning i fangstannlegget. Denne prosessen krever kun energi i form av elektrisitet da den gjenbraker varmen som blir skapt ved trykksetting av røykgassen. Energibruken (elektrisk) er i følge dem selv ~1.2 GJ_{el}/ton CO₂ fanget (Capsol, 2019). Capsol har ingen kommersielle binding til leverandører av kjemikalie, og selskaper står fritt til å kjøpe kjemikalier fritt på markedet. Dette betyr at man kan gjerne bruke Benfield, Catacarb, Vetrocoke eller CO₂-solutions sine tilsetningsstoffer hvis ønskelig. Dette

må selvsagt avklares med både Capsol og teknologileverandørene dersom proprietære tilsetninger skal brukes.

- Bruker kaliumkarbonat (relativt billig og kan kjøpes fritt på markedet) for å fange CO₂
- Behov for kompressor og turbin
- Absorber og utstyr i forbindelse er trykksatt
- Termisk energi (damp) for strippingen av CO₂ er generert internt, det vil si ingen ekstern varme nødvendig
- Mulighet for å gjenbruke varme i kjølevann etter stripper (temperatur over 65 °C)

Capsol (tidligere Sargas) har vært i kontakt med Stockholm Exergi både sommeren 2018 og 2019 i forbindelse med leveranse av data og informasjon i forbindelse med RFI'er SE har sendt ut. De har ikke vært delaktige i utviklingen av piloten de nå kjører utover å ha svart på henvendelser og vært i møter med i dette henseende.

Testingen som ble utført på Värtan i Stockholm i 2008 ble utført av Capsol (den gang Sargas), og de har også hatt testing på et gasskraftverk i USA hos Consol Energy Test center nært Pittsburgh, Pennsylvania.

Capsol har kontor i Oslo og er lett tilgjengelig for samtaler.

Med tanke på anlegg som trenger dampen/varmen som blir produsert er løsningen til Capsol noe som burde bli vurdert og følges opp. Vi har selv ikke sett tallene simulert eller data fra drift, men vi har ingen grunn til å ikke stole på at varmembalansen ikke skal gå opp med deres løsning.

Catacarb © / Benfield™ / Giammarco Vetrocoke

Disse tre teknologiene/selskapene er relativt like, og har levert hundrevis (om ikke tusenvis) av HPC anlegg til sammen.

Catacarb har kontor i Santa Fe, USA og er et underselskap av Eickmeyer & Associates, Inc. De har over 50 års erfaring og leverer hovedsakelig til ammoniakk-, hydrogen-, naturgass- og etylenoksidanlegg. Så langt forfatterne kjenner til har de ikke levert anlegg til fjerning av CO₂ fra forbrenningsgass.

Benfield er en teknologi levert av Honeywell UOP som også er et amerikansk selskap. Denne teknologien er veldig lik Catacarb teknologien og beskrives ikke ytterligere.

Vetrocoke fra Giammarco Vetrocoke (GV) er som de to foregående nevnte teknologiene. Det er ett mindre selskap som har arbeidet med teknologien i mange år og som de andre levert veldig mange anlegg for rensing av sure gasser med HPC. GV har kontor i Venezia og leverer et kjemikalie som er ikke-giftig, tilgjengelig overalt, har ingen skumming, korrosjon eller degradering, ref. deres egen nettside.

Da disse selskapene er vel etablerte innen gassrensning med HPC er det ikke å forvente noe nytt i form av pilottesting og ny forskning fra disse.

Alle disse tre bruker proprietær teknologi, og det er derfor sparsomt med informasjon å finne i artikler.

CO₂-Solutions (Saipem)

CO₂-Solutions har nylig (Januar 2020) blitt kjøpt opp av Saipem etter å ha slitt økonomisk i 2019.

CO₂-Solutions bruker en proprietær enzymbasert løsning av HPC i deres prosess. Forfatterne av denne delrapporten kjenner ikke godt til teknologien, da det inntil nylig var tenkt at den var på vei ut grunnet konkursbegjæring. Det at et så stort og veletablert selskap som Saipem har kjøpt dem opp anses som veldig positivt for teknologien, og det blir spennende å følge utviklingen. CO₂-solutions har et kommersielt anlegg i Canada (Resolute, Saint-Félicien (Quebec) – massefabrikk (pulp mill)), som fanger ca. 20 tonn CO₂/dag ved stabil drift, og er designet til 30t CO₂/dag. Denne ble satt i drift 14. Mai 2019, og er per dags dato ikke i drift grunnet endring av design (ref samtale pr 11/02/2020), og skal tilbake i drift så snart ombyggingen er ferdig. CO₂ fra fangsten brukes av Les Serres Tundra drivhus, plassert ved siden av anlegget (Resolute, 2019). Det er begrenset informasjon tilgjengelig om anlegget. Prisen for prosjektet er oppgitt til CAN \$ 7 M (Macdonald, 2016).

Termisk energibruk i form av varmt vann er oppgitt til å være 2.4 GJ_{th}/ton CO₂, og har ingen negativ effekt på prosessanlegget oppstrøms. Varmen er også oppgitt til å ha null-verdi. Kost for elektrisk energi er oppgitt til 7.35 CAD \$/ton CO₂ (CO₂-Solutions, 2019), som ved en verdi på CAD \$ 0.06/kWh (gjennomsnitt forbruker Quebec) gir elektrisk energiforbruk på 0.44GJ_{el}/ton CO₂.

CO₂-Solutions har siden 2018 også hatt et annet prosjekt i Canada: Valorisation Carbone Quebec (VCQ). Dette er et CCU prosjekt ved Parachem's industrielle anlegg øst for Montreal. Her var planen å oppgradere den eksisterende 10t CO₂/dag demonstrasjonsenheten fra 2015 til bruk.

CO₂-Solutions har også testet ut Rotating Packed Bed (RPB) i absorpsjonsdelen (også brukt av 3C), men om dette er den foretrukne løsningen i dag er det fortsatt tvil om.

CO₂-solutions oppgir følgende på deres nettsider (utvalgte punkter):

- Opp til 90% fangst
- Muliggjør bruk lavtemperatur varme til regenerering
- Renhet av CO₂ produkt på 99.95% eller mer i ett steg
- Høy toleranse for urenheter som svovel og NO_x
- Redusert forbehandling av røykgass (antagelse: mot 'ren' HPC uten tilsetningsstoffer)
- Lav temperatur i desorber for regenerering
 - Ingen bruk av damp trengs
- Signifikant reduksjon av energibruk ved å unngå solventer som krever høy energi fra varme (antar at det er aminer de refererer til)
- Teknologien genererer ikke avfall, aerosoler eller giftige forurensninger

Som de fleste andre teknologiselskaper under utvikling er det store ord og høye lovnader om lavt energibruk, ingen utslipp, ren CO₂ og høy prosent fangst av CO₂. Vi har enda til gode å se faktiske tall fra drift av disse anleggende, som hos andre proprietære teknologier. Termisk energibruk på 2.4 GJ/t CO₂ og elektrisk energibruk på 0.5 GJ/t CO₂ er i størrelsesorden tilsvarende som hva som kan forventes av moderne aminløsninger. Med tanke på at denne enzymbaserte løsningen skal kreve lavere temperatur (40-70 °C) ved delvis vakuüm er denne løsningen absolutt noe å følge opp videre.

TRL nivå anses til å være på nivå 8 grunnet kommersiell skala i drift.

C-Capture (ukjent solvent)

C-Capture og Drax har et samarbeid hvor de utvikler en teknologi. Det er sparsommelig med informasjon å finne rundt dette foreløpig, men det er offentlig at det er en ikke-amin basert solvent – og det kan være rimelig å anta at denne er basert på kaliumkarbonat. C-Capture er et selskap med bakgrunn fra Universitetet i Leeds.

Teknologien blir testet ut på Drax' biomasse anlegg i North Yorkshire. Piloten som er i drift i dag fanger 1t CO₂/dag og det er planer om å teste teknologien på Tiller (SINTEF lab, Trondheim). For testingen ved Tiller er det tildelt ~50MNOK. Planen er å skalere opp til 100 ton CO₂/dag å teste denne ved TCM i 2020/2021.

Målet er å være ferdig med commissioning på et 4Mt CO₂/år anlegg Q2/Q3 2027. CO₂ produktet skal etter planen både brukes ved Humber industrielle park og lagres offshore.

Kjølt Ammoniakk (Chilled Ammonia Process, CAP)

CAP er prosessmessig svært likt amin prosessen, med absorber og stripper. Stripperen operer på noe høyere temperatur, og slipper ut CO₂ med høyere trykk ~20 bar, som kan være positivt for etterbehandling av produsert CO₂.

Kjemikalieforbruket er vesentlig høyere enn for amin, men det trengs ingen separat reclaimer for å ta ut degraderingsprodukt. Ammoniakk er i tillegg et rimelig industrikjemikalie. Det produserer ammoniumsulfat som et biprodukt fra prosessen. Ammoniakk er giftig og brannfarlig som gass og vil ha strenge krav til håndtering. I motsetning til aminer vil det ikke slippes ut stoffer som potensielt kan danne kreftfremkallende stoffer.

Prosessen beskrives til å være robust mot forurensninger i røygassen, inkludert sure gasser som SO₂ og NO_x (Ola Augustsson, 2017).

I KEA's vurdering av Aker Solutions amin prosess og GE's CAP prosess (i 2016) ble prosessene vurdert å være likeverdige. Resultatene fra testing på TCM ble vurdert som vellykkede, etter innledende problemer, iht. uttalelser fra nøkkelpersoner i Gassnova/TCM.

Det har tidligere vært en del demonstrasjonsprosjekter fra GE (og Alstom) med bruk av CAP (Ola Augustsson, 2017):

Rapporten til Ola Augustsson et.al. referert til over gir en veldig god beskrivelse av hva som ble testet og hvorfor, samt resultater og årsaker til driftsstopp i operasjonsperiodene i de gitte demonstrasjonsprosjektene.

- SI / Växjö (2006)
- WE Energies (2009)
 - Kullfyr kraftverk
 - 15,000 t CO₂/år

- 7,000+ timer driftstid
- EONCAP Karlshamn (2009-2010)
 - Oljefyrt kjel (høy svovel)
 - 15,000 t CO₂/år
 - 9 måneder driftstid
- AEP Mountaineer Product Validation Facility (2009-2011)
 - 100,000 t CO₂/år
 - Kullfyrt kraftverk
 - 7,900 timers driftstid
- TCM (2012-2014)
 - Raffineri og gassturbin
 - 82,000 / 22,000 t CO₂/år

6. Membraner

Membraner er mindre vanlig enn absorbenter og adsorbenter, men er i likhet med andre teknologier, på vei opp på TRL stigen. MTR Inc. og Air Liquide er eksempler på selskaper som leverer løsninger for CO₂ fangst med membraner. Membraner er kjent for å fange en mindre del av CO₂en i røykgassen avhengig av energibruk og installasjon (antall og type membraner samt resirkulering av enkelte strømmer), samtidig som CO₂ produktet er mindre rent enn andre teknologiløsninger. Dette betyr også at en røykgass med høy konsentrasjon av CO₂ vil være å foretrekke. Avhengig av materiale (sammenlignbart som ved adsorpsjon) kreves det også her relativt små mengder av urenheter og små mengder av enkelte gasser. Det er ingen giftige kjemikalier som slippes ut eller som skal håndteres, og det er heller ingen krav til temperatur i form av damp eller lignende. Nok en fordel med membranteknologien er at det ikke er noen bevegelige deler i fangstprosessen, heller ikke krav til desorpsjon. Det blir typisk brukt 2 membraner i serie for å få fanget en større mengde av CO₂ fra røykgassen.

MTR Inc. (Membrane Technology and Research) har for tiden et prosjekt hvor de er inne i fase 2 (FEED) av et større prosjekt om å bygge og drifte en pilot på røykgass fra en kullfyrt kjel. Planen er i fase 3 (1-4 år etter fase 2) og sette i gang bygging og drift av piloten. Piloten skal fange 140 t CO₂/dag og skal bli designet til 70% reduksjon av CO₂. Piloten skal stå i Gillette, Wyoming, USA og røykgassen vil bestå av ca 13% CO₂ og 18% H₂O i gjennomsnitt og bli levert ved 85 °C. Prosessen vil ikke trykkes i særlig grad (1.2 bara), men på vakuumsiden av membranen skal det kreves et undertrykk på ca 0.1 bara. Mengde CO₂ i produktet før komprimering og kjøling er rundt 85%. (MTR inc., 2020)

I 2019 signerte MTR Inc. og TDA Research en testavtale med TCM, men det er ikke kjent på hva slags teknologi og heller ikke hva de skal teste. Ref. NETL (National Energy Technology Laboratory) så har TDA, MTR Inc og TCM inngått et samarbeid for å designe, bygge og operere en hybridløsning med både membran og lav-temperatur fysisk absorbent. TDA skriver at en 9-12 måneders test vil bli utført på TCM. Prosjektet er godt beskrevet i presentasjoner på NETL sine hjemmesider (prosjekt ID: FE0031603). (TDA Research Inc., 2018)

Air Liquide nevner at de samtidig med å minke utslippet av CO₂ ved bruk av deres membranteknologi kan de også senke NOX, SOX og Hg fra røykgassen.

Air Liquide har blant annet testet forskjellige membraner på røykgass fra pulverisert kull fra Alabama Power Plant i 2015-2016. Testingen foregikk over 3,200 timer fordelt på to kampanjer. Formålet med testingen var å validere ytelsen ved kalde temperaturer (-30 til -45 C). En omfattende beskrivelse av testingen kan leses i Air Liquidess test rapport (Air Liquide, 2017). Piloten hadde en kapasitet på 6t CO₂/dag ved CO₂ konsentrasjon på 18%. Det er verdt å nevne at piloten blant annet kjørte helautomatisk i mer enn 450 timer uten stopp eller alarmer.

Membraner har også en vei å gå med et TRL nivå på 6/7 (Mai Bui, 2018).

7. Adsorbenter

Svante Inc. (Inventys)

Denne teknologien (basert på Temperature Swing Adsorption prosess, TSA) bruker en roterende disk med adsorbent for å fange CO₂. For å frigjøre den adsorberte CO₂en (regenerering av adsorbenten) kreves det økning av temperatur ved bruk av lavtrykksdamp. Mengden damp per mengde CO₂ vites ikke, og Svante har tidligere vært tilbakeholdne på informasjon som har blitt delt.

Svante sier selv at teknologien er følsom for O₂, SOX, NOX og flytende vann. Hvilke nivåer som kreves av stoffene er ikke offentlig informasjon per dags dato. Utover strenge krav til sammensetning og urenheter i røykgassen, krever prosessen lavere temperatur enn mange andre teknologier for desorpsjon, vanddamp ved rundt 100 C oppgis av Svante som ønsket betingelse. Innløpstemperatur er oppgitt til 30-40 C. (Valmot, 2020)

På generell basis kan det være problematisk å reversere adsorpsjonen av SO₂, NO₂ og NO fra adsorbenten avhengig av hva slags stoff man bruker. For eksempel zeolitt og aktivt kull materialer vil alle ha forskjellige egenskaper og det antas at man kan ha materialer som får brukt de forskjellige gode egenskapene til disse stoffene. Materialet som blir brukt til adsorpsjonen vil kunne variere ut ifra sammensetning og mengde og sammensetning på røykgassen, men antas å kunne spesifiseres for den enkeltes behov, med visse krav om forhåndsrensing. For eksempel vil aktivt kull kunne tåle en del vann (flere vol%), men zeolitt må tørkes ekstra – kanskje ned på ppm nivå.

Svante har igangsatt produksjonslokaler for å produsere disk som kan fange fra 30 til 5,000 t CO₂/dag. De planlegger å øke produksjonen til full kapasitet for å dekke et bredt kommersielt industrielt marked innen 2023.

Svante og Chevron Technology har inngått en avtale om et pre-FEED studie som vil se på mulighetene for Svante's teknologi til å fange 30t CO₂/dag ved en av deres fasiliteter i California. Studien er forventet å være ferdig ved første halvdel av 2020 (Svante Inc., 2020). Det er verdt å nevne at Chevron også har investert i Svante, første gang i 2014.

Svante Inc har et demonstrasjonsanlegg hos Husky Energy Inc sitt kraftverk (kjeler fyrt med tungolje) i Saskatchewan (Canada) som fanger 30t CO₂/dag fra en gassfyrt dampkjel. Demonstrasjonsanlegget startet opp sommeren 2019 (Society of Petroleum Engineers, 2020). Husky Energy har som Chevron også

bidratt med finansiell støtte via «the Oil and Gas Climate Initiative» som er et konsortium bestående av 13 av verdens største olje og gass selskaper (Emissions Reduction Alberta, 2019).

CO2MENT er et prosjekt hvor LafargeHolcim, Svante og Total arbeider sammen for å fange 1t CO₂/dag fra et sementanlegg, dette også i Canada (Richmond, British Columbia).

Det er en lab test på 100kg CO₂/dag kjørende på Total sin R&D lab i Frankrike som kjører nå, men grunnlaget for testing er ikke kjent.

På deres egne nettsider referer de til «separering av CO₂ fra N₂» og skriver at røykgass inneholder kun CO₂ og N₂ på en av deres informasjonsvideoer, noe som kan peke på at det kreves veldig god rensing av røykgass samt ingen O₂ eller H₂O til stede.

Forfatterne har prøvd å få tak i Svante for uttalelser om teknologien uten hell.

Generelt synes forfatterne teknologien ser fornuftig ut, men det er usikkerhet til kravene rundt forhåndsrensing. Kravene kan tenkes å være høye, eller at levetiden på adsorbenten blir kort dersom det er for mye urenheter til stede. Anbefales å etterprøve krav til urenheter, energibruk, levetid og fangstgrad ved gitte betingelser. Mer data og informasjon må bli delt fra leverandører rundt adsorpsjon.

8. Kriterier

For de aller fleste, så er det egentlig kun investeringskost (CAPEX) og driftskostnader (OPEX) som betyr noe for hvilket anlegg som skal velges. Tabellen under viser en rekke forhold som vi påvirke disse, avhengig av hvilke lokale forutsetninger. Både røykgassens sammensetning og lokal tilgang på strøm, varme og kjøling vil påvirke.

	Amin	HPC ('standard')	HPC (EOP)	HPC (Enzym)	CAP	Membraner
Utslipp til luft	Viktig å kartlegge, for å kunne søke om utslippstillatelse.	Avhengig av tilsetningsstoffer. Antas ikke giftige og behøves ikke videre undersøkelser.	Avhengig av tilsetningsstoffer. Antas ikke giftige og behøves ikke videre undersøkelser.	Avhengig av tilsetningsstoffer. Antas ikke giftige og behøves ikke videre undersøkelser.	Bør kartlegges i forhold til utslippstillatelse	Ikke aktuelt.
Teknologikvalifisering (TRL) [Forfatteres oppfatning]	9	8	8	8	7	6
Forbehandling	Kjøling. Krav til partikler (submikro partikler, utslipp).	Trykksetting. Krav til partikler (kompressor). Kraftig nedkjøling.	Trykksetting. Krav til partikler (kompressor). Kraftig nedkjøling.	Kjøling.	Kjøling. Scrubbing av SO ₂ kan vurderes for å redusere forbruk av amoniakk, men ikke nødvendig.	Avhengig av krav fra membraner.
Utslipp til vann	Solvent forventes ikke i utslipp til vann, kun forurensning fra røykgass som har kondensert ved kjøling	Solvent forventes ikke i utslipp til vann, kun forurensning fra røykgass som har kondensert ved kjøling	Solvent forventes ikke i utslipp til vann, kun forurensning fra røykgass som har kondensert ved kjøling	Solvent forventes ikke i utslipp til vann, kun forurensning fra røykgass som har kondensert ved kjøling	Solvent forventes ikke i utslipp til vann, kun forurensning fra røykgass som har kondensert ved kjøling	Solvent forventes ikke i utslipp til vann, kun forurensning fra røykgass som har kondensert ved kjøling
Degradering/nedbrytning	Avhenger av forurensninger i røykgass. Tungmetaller, SO ₂ og NO ₂ øker degradering,	Forurensninger og spesielt SO ₂ og NO ₂ gir salter som må fjernes	Forurensninger og spesielt SO ₂ og NO ₂ gir salter som må fjernes	Forurensninger og spesielt SO ₂ og NO ₂ gir salter som må fjernes		

	Amin	HPC ('standard')	HPC (EOP)	HPC (Enzym)	CAP	Membraner
	degradert solvent må fjernes					
Elektrisk forbruk	Sammen med varme viktigste element i OPEX	Sammen med varme viktigste element i OPEX	Sammen med varme viktigste element i OPEX	Sammen med varme viktigste element i OPEX	Sammen med varme viktigste element i OPEX	
Forbruk av varme	Sammen med Elektrisitet viktigste element i OPEX	Sammen med Elektrisitet viktigste element i OPEX	N/A	Sammen med Elektrisitet viktigste element i OPEX	Sammen med Elektrisitet viktigste element i OPEX	
Korrosjon	Antar at lang operasjonstid (opp til 5 år) er nødvendig hvis dette skal etterforskes. Nødvendig materialbruk bør være kjent av leverandør	Antar at lang operasjonstid (opp til 5 år) er nødvendig hvis dette skal etterforskes. Nødvendig materialbruk bør være kjent av leverandør	Antar at lang operasjonstid (opp til 5 år) er nødvendig hvis dette skal etterforskes. Nødvendig materialbruk bør være kjent av leverandør	Antar at lang operasjonstid (opp til 5 år) er nødvendig hvis dette skal etterforskes. Nødvendig materialbruk bør være kjent av leverandør	Antar at lang operasjonstid (opp til 5 år) er nødvendig hvis dette skal etterforskes. Nødvendig materialbruk bør være kjent av leverandør	Antar at lang operasjonstid (opp til 5 år) er nødvendig hvis dette skal etterforskes. Nødvendig materialbruk bør være kjent av leverandør
Effekter av sure gasser	Øker degradering, bør fjernes i pre treatment	Reagerer med solvent, øker solvent forbruk	Reagerer med solvent, øker solvent forbruk	Reagerer med solvent, øker solvent forbruk	Reagerer med solvent, øker solvent forbruk	Avhengig av membrantype, testing nødvendig
Effekt av støv	Mikropartikler vil generere aerosoler som vil gi aminutslipp. Metaller vil øke degradering av amin	Økt solventforbruk forventet.	Økt solventforbruk forventet	Økt solventforbruk forventet	Økt solventforbruk forventet	Tetting av membran

I Tabellen under er forskjellige teknologier satt opp mot hverandre, og hvert teknologielement er rangert.

	TRL (EU) post-combustion	CO ₂ capture efficiency (%)	CO ₂ product purity (%)	Energy (EL) requirement	Energy (Thermal) requirement	HSE (emissions and handling of effluents and chemicals)	Demonstration projects and referenses (flue gas)	Robustness SO _x / NO _x / O ₂ **
Amine	9	+++	+++	++	- (LP steam, ~160C)	-	+++	+
3C	4	+++	+++	N/A	N/A, lower than atm. process	- (assuming amine)	-	+
CO ₂ Solutions	6-7	+++	+++	++	+ (Water, ~80C)	N/A	++	++
Catacarb / Benfield / Vetrocoke	6-7	+++	+++	++	+ (LP steam, ~150C)	Dependent on additives	+	++
Capsol	6-7	+++	+++	+(+)	+++ (ingen)	Dependent on additives	+	++
Kjølt ammoniakk	7	+++	+++	++	+ (LP steam, ~170C @ 20 bar)	- (NH ₃)	++	+++*
Svante (TSA)	6-7	++	++	N/A	++ (LP steam, ~100C)	+++	+(+)	-
Membraner	6-7	++	+ ***	- ***	+++ (none)	+++	+	+

* Possible commercial byproduct: Ammonia sulfate and ammonia nitrate

** Robustness towards acid gasses leads to a cost question and volume of sorbent that needs to be replaced

*** Dependent on purity, number of steps and energy requirement

9. Videre arbeid

Videre arbeid vil bestå i å kartlegge sammensetning av røykgasser og behovene til kildene for deretter å luke ut de mest fornuftige teknologiene og leverandørene å arbeide videre med.

Amin, kaliumkarbonat og kjølt ammoniakk har relativt like energibehov, men fordelingen mellom varme og elektrisk kraft er forskjellig. Det kan derfor ikke konkluderes entydig at en teknologi vil være best i alle tilfeller. Tilgjengelighet på både varme og strøm, samt kostnaden på dette vil derfor bli viktig ved valg av teknologi.

Det bør gjøres et arbeid for å hvordan de forskjellige teknologiene kan integreres på hver kilde. Dette gjelder både hvordan selve røykgassen tilkobles fangstanlegget, samt hvordan varme/kjøling kan gjøres og en vurdering av tilgang på elektrisk kraft. Da kan det også settes opp en kost modell slik at riktig teknologi velges.

Det vil være både ingeniørarbeid i forbindelse med analyse på egnethet mot spesifikk teknologi og leverandør, samt anskaffelse av eventuell pilot avhengig av røykgasskilde, sammensetning på røykgass og modenhet av teknologi.

RFQ for pilot er utarbeidet, og vedlagt denne rapporten, og bør benyttes til å hente inn priser for pilottesting.

10. References

- Air Liquide. (2017, 01 26). *CO2 Capture by Cold Membrane Operation with Actual Power Plant Flue Gas* . Retrieved from <https://static1.squarespace.com/static/566b0ac3df40f3a731712cf4/t/58f5323e893fc071b2766b06/1516646032559/Air+Liquide+-+CO2+Capture+by+Cold+Membrane+Operation+with+Actual+Power+Plant+Flue+Gas%3B+Field+Test+Summary+Report+0.3+MWe+Field+Test+at+the+National+>
- Bolland, O. (2013, September). *CO2 capture in power plants*. Retrieved from http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/fordypn/tep03/innhold/TEP03_part4_absorption.pdf
- Capsol, C. (2019, 02 10). *End of Pipe*. Retrieved from End of Pipe - Description: <https://www.co2capsol.com/end-of-pipe>
- CO2-Solutions. (2018, 02 10). *Exclusive proprietary high-performance enzyme*. Retrieved from <https://co2solutions.com/en/enzyme/>
- CO2-Solutions. (2019, 04 30). *CO2 Solutions completes commissioning of its first commercial carbon capture unit*. Retrieved from Canadian Biomass: <https://www.canadianbiomassmagazine.ca/co2-solutions-completes-commissioning-of-its-first-commercial-carbon-capture-unit-7361/>
- Emissions Reduction Alberta. (2019). *INVENTYS TO DEMONSTRATE CARBON CAPTURE TECHNOLOGY AT HUSKY*. Retrieved from Emissions Reduction Alberta: <https://www.er.alberta.ca/projects/success-stories/inventys-to-demonstrate-carbon-capture-technology-at-husky/>
- European Commission. (2019, 09 06). *Work Programme 2016-2017*. Retrieved from Funding & tender opportunities: https://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/other/wp/2016-2017/annexes/h2020-wp1617-annex-ga_en.pdf
- Kathryn Anne Mumford, e. (2011). Post-combustion Capture of CO₂: Results from the Solvent Absorption Capture Plant at Hazelwood Power Station Using Potassium Carbonate Solvent. *Energy & Fuels* 26, 138-146.
- Macdonald, C. (2016, 08 17). *Saint-Félicien mill opts for carbon capture*. Retrieved from Pulp & Paper Canada: <https://www.pulpandpapercanada.com/saint-felicien-mill-opts-for-carbon-capture-1100000352/>
- Mai Bui, e. (2018). Carbon capture and storage (CCS): the way forward. *Energy & Environmental Science*, 1062-1176.
- MTR inc. (2020, 01). *Large Pilot Testing of the MTR Membrane Post-Combustion CO2 Capture Process*. Retrieved from MTR Inc.: <https://www.mtrinc.com/wp-content/uploads/2020/01/mtr.pdf>
- Mårten Bryngelsson, M. W. (2009). CO₂ capture pilot test at a pressurized coal fired CHP plant. *Energy Procedia* 1, 1403-1410.
- Nathan Johann Nicholas, G. d. (2014). Use of Vanadium (V) Oxide as a Catalyst for CO₂ Hydration in Potassium Carbonate Systems. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, pp. 3029-3039.

- Ola Augustsson, e. a. (2017). Chilled Ammonia Process Scale-up and Lessons Learned. *Energy Procedia*, pp. 5593-5615.
- Peter Moser, S. S. (2014). Demonstrating Emission Reduction - Results from the Post-combustion Capture Pilot Plant at Niederaussem. *Energy Procedia* 63, pp. 902-910.
- Resolute. (2019, 03 21). *An innovative solution for reducing emissions at Resolute's Saint-Felicien mill*. Retrieved from The Resolute blog: <https://blog.resolutefp.com/2019/03/an-innovative-solution-for-reducing-emissions-at-resolutes-saint-felicien-mill/>
- Saeid Mokhatab, e. (2019). Natural Gas Treating. In W. A. Saeid Mokhatab, *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing (4th ed)* (pp. 231-269). Gulf Professional Publishing.
- Society of Petroleum Engineers. (2020, 01 07). *Oxy and Total Team up in Colorado for Carbon Sequestration Project*. Retrieved from Society of Petroleum Engineers: <https://pubs.spe.org/en/print-article/?art=6440>
- Svante Inc. (2020, 02 06). *Svante and Chevron Technology Ventures launch study for carbon capture pilot unit*. Retrieved from Svante: <https://svanteinc.com/svante-and-chevron-technology-ventures-launch-study-for-carbon-capture-pilot-unit/>
- TDA Research Inc. (2018). *Membrane-Sorbent Hybrid System for Post-Combustion Carbon Capture*. Retrieved from NETL: <https://www.netl.doe.gov/node/6161>
- Valmøt, O. R. (2020, 01 29). *Teknologiselskap mener de kan skille ut CO2 til halv pris (bak betalingsmur)*. Retrieved from TU Energi: <https://www.tu.no/artikler/teknologiselskap-mener-de-kan-skille-ut-co2-til-halv-pris/483842>