



Stortingets utredningsseksjon

Til: (...)

Dato: 17.02.2023

Utredet: (...)

Oppdragsnr: 2023010

Andel av CO₂-utslipp som kan kuttes ved ulike karbonfangstteknologier

OPPDRAG

Kan dere lage en oversikt over 1) Hvor stor prosentandel av CO₂-utslippene forskjellige CCS-teknologier potensielt kan kutte innenfor forskjellige industrielle områder (elektrisitetsproduksjon fra kull og gass, sementproduksjon, bruk av kull og gass i industrielle prosesser, produksjon av blått hydrogen osv) 2) Hvor stor prosentandel av CO₂-utslippene planlagte og eksisterende norske og internasjonale CCS-prosjekter kutter eller er antatt å kutte?

SAMMENDRAG

Utredningsseksjonen gir i notatet en kortfattet beskrivelse av en rekke aktuelle fangstteknologier for kraftproduksjon og industri, inkludert antatt fangstpotensiale og faktiske erfaringer fra storskala anlegg. Fangstteknologiene som er beskrevet i notatet viser alle potensial for høyt fangstnivå, men kun et fåtall er foreløpig tatt i bruk i kommersiell skala.

Fangstteknologi	Potensielt fangstnivå	Teknologisk modenhet TRL 1-9 Forskning 1-3, utvikling 4-6, demonstrasjon 7-9
Absorpsjon	90-98	TRL 2-9,
Adsorpsjon	90-95	TRL 1-9
Membran	60-70	TRL 2-9
Forbrenning i oksygen	90-98	TRL 7
Sirkulasjonsforbrenning	95	TRL 5-7
Integrert i produksjonen	95-99	TRL 5-7
Brenselsceller	96	TRL 7

Faktisk fangstnivå vil avhengig av en rekke forhold, bl.a. om fangsten omfatter hele eller kun deler av virksomheten. Det kan f.eks. innebære at potensialet for fangst i sementindustrien heller er 60 prosent enn 95. Storskala-anlegg har til dels hatt betydelig lavere fangstnivå enn forventet. Samtidig med utviklingen av nye teknologier skjer det forbedringer i eksisterende teknologier. I tillegg til fangstnivå er driftssikkerhet, kostnader og energibehov viktige faktorer. Høyt energibehov kan redusere nettogevinsten av fangstanlegget. Foreløpig er det neppe mulig å fastslå hvilke teknologier som best mulig vil bidra til å nå målet om klimanøytralitet.

Mesteparten av CO₂-fangst foregår i dag i etter-forbrenningsanlegg med aminbasert absorpsjon i USA. Ifølge utredningstjenesten i den amerikanske Kongressen har de hatt et fangstnivå på 85-90 prosent. Dette er anlegg som først og fremst har vært knyttet til gassprosessering og økt oljeutvinning (EOR), og ikke til varig lagring av CO₂.



Innhold

1	Innledning.....	2
2	Teknologier for fangst av CO2.....	4
2.1	CO2-fangst med absorpsjon.....	5
2.2	CO2-fangst med adsorpsjon.....	6
2.3	CO2-fangst med membraner.....	7
2.4	CO2-fangst med oxyfuel-forbrenning.....	8
2.5	CO2-fangst med kjemisk sirkulasjonsforbrenning.....	9
2.6	Kryogenisk separering av CO2.....	10
2.7	CO2-fangst i før-forbrenningsanlegg.....	11
2.8	CO2-fangst integrert i produksjonsprosessen.....	12
2.8.1	Allam-Fetvedt Cycle.....	12
2.8.2	LEILAC – Low Emission Intensity Lime and Cement.....	13
2.9	CO2-fangst med brenselcelle - MCFC.....	14
2.10	Absorpsjon med <i>hot potassium carbonat</i> (HPC).....	15
3	De ulike fangstteknologienes modenhet.....	17
4	Sammenfatning av de ulike teknologienes potensielle fangstnivå.....	18
4.1	Videre utvikling av CO2-fangstteknologi.....	19
5	Erfaringer med fullskala CO2-fangst.....	20
5.1	CO2-fangst i gassprosesseringsanleggene.....	20
5.2	CO2-fangst i kraftproduksjon.....	21
5.3	CO2-fangst i industriproduksjon.....	22

1 Innledning

Utredningsseksjonen gir i dette notatet en oversikt over relevante teknologier for å fange CO2 i kraftproduksjon og industri. Vi har i hovedsak brukt internasjonale kilder som har beskrevet internasjonal status innen utviklingen og bruken av teknologier for CO2-fangst.

Det er betydelig aktivitet innen utviklingen av teknologi for fangst, transport og lagring av CO2. Totalt var det 194 pågående CCS-prosjekter i september 2022, ifølge *Global CCS Institute*. Det var over 40 prosent flere enn i 2021. Av prosjektene var 30 i kommersiell drift, 11 under bygging, 78 i avansert utviklingsfase og 75 i tidlig utviklingsfase. I tillegg var 2 prosjekter avsluttet. Dette omfatter også prosjekter som ikke omfatter fangst av CO2, men kun transport og/eller lagring.¹

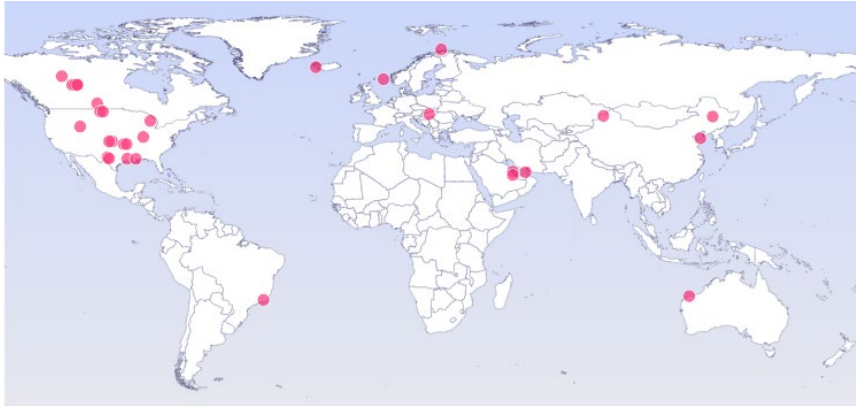
CO2-fangst har hittil vært mest brukt i gassprosessering. CO2-gassen må fjernes fra naturgassen før den kan transporteres i rør eller som flytende gass på tankskip. Fanget CO2-gass har i hovedsak blitt sluppet ut i atmosfæren, brukt til å øke oljeutvinningen, (*enhanced oil recovery*, EOR)², og til industriproduksjon bl.a. i næringsmiddelindustrien. Sleipner og Snøhvit er blant

¹ Global CCS Institute (2022) [2022 Status Report: Global Status of CCS](#)

² CO2-gass fylles i oljefelt for å skape økt trykk og lette utvinningen av resterende oljeressurser. Dette er kommersielt interessant avhengig av kostnad og oljepris.

unntakene hvor fanget CO₂-gass har blitt sendt til varig lagring. Flesteparten av CO₂-fangstanleggene ligger i USA og Canada. Ifølge den amerikanske riksrevisjonen, *General Accountability Office* (GAO), var over 50 prosent av den globale fangstkapasiteten i USA i 2021.³

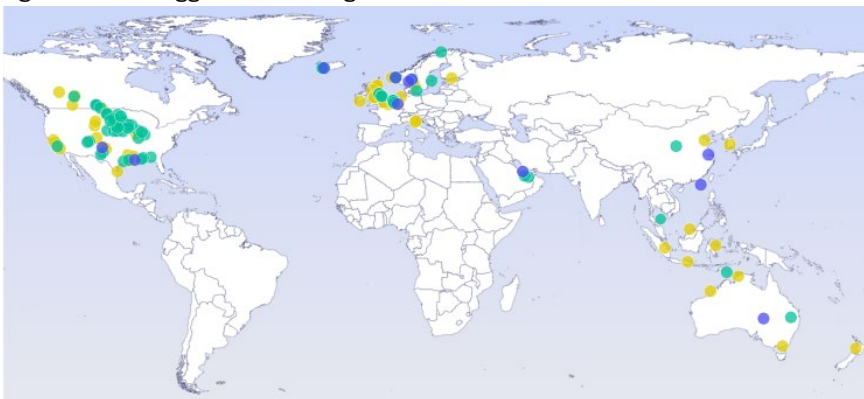
Figur 1: Karbonfangstanlegg i drift



Kilde: Global CCS Institute (2022)

Nye prosjekter ligger i Nord-Amerika, Europa, Øst-Asia, Australia og ved den Arabiske gulf.

Figur 2: CCS-anlegg under utvikling



Kilde: Global CCS Institute (2022)

Karbonfangst og lagring (CCS) består av tre hoveddeler:⁴

- ♦ et anlegg som fanger og skiller ut CO₂-gass fra andre gasser
- ♦ et anlegg for å komprimere og transportere den fangede CO₂-gassen
- ♦ et anlegg for å lagre den fangede CO₂-gassen

Den første delen, fangst og utskilling av CO₂-gass, er mest teknologisk krevende. Fangstanleggene er også dyre å bygge og energikrevende å drifte. Ifølge utredningstjenesten i den amerikanske Kongressen, *Congressional Research Service* (CRS), vil et anlegg for å fange CO₂ utgjøre opp til 75 prosent av de totale kostnadene for CCS. Det å fange og komprimere CO₂-gassen kan i tillegg bruke opp mot 20 prosent av elektrisiteten som produseres i et

³ US Government Accountability Office (GAO) (2022) [Technology Assessment: Decarbonization – Status, Challenges, and Policy Options for Carbon Capture, Utilization, and Storage](#), Global CCS Institute (2021) [Technology Readiness and Costs for CCS 2021](#)

⁴ Gassnova (2023) [Hvordan CCS fungerer](#), oppslag på nettside januar 2023

varmekraftverk. CRS anslår at kostnadene kan reduseres med 50-70 prosent ettersom CCS-industrien blir med moden.⁵

Utfordringene knyttet til transport og lagring handler om risiko for gasslekkasjer, økonomiske kostnader, regulatoriske forhold og rettigheter, ifølge CRS.

Det er CO₂-fangst som er tema for dette notatet. Karbonfangst innebærer å fjerne CO₂ fra gassen som dannes i energiproduksjon og industriprosesser. CO₂ kan også fjernes direkte fra atmosfæren, men det er ikke tema for dette notatet.

CO₂ dannes:⁶

- ♦ ved forbrenning av fossile energikilder og biomasse for å produsere varme og elektrisitet
- ♦ i kjemiske reaksjoner i produksjonen av mineraler, metaller og kjemikalier, f.eks. når kalkstein omdannes til klink i produksjonen av sement, og foredling av fossil energi og bioenergi, f.eks. gassprosessering (for å produsere renere naturgass), raffinering av olje og gassifisering av kull til gass

2 Teknologier for fangst av CO₂

Fangstanleggene for CO₂ kan inndeles etter:⁷

1. Hva slags type virksomhet de brukes i:
 - Energiproduksjon
 - Industriproduksjon, inkludert gassprosessering, oljeraffinering og gassifisering
 - CO₂-fjerning direkte fra atmosfæren
2. Når i forbrennings-/produksjonsprosessen de brukes
 - Før forbrenning/produksjon
 - Etter forbrenning/produksjon
 - Integret i produksjonsprosessen – *inherent capture*
3. Hvilken fangstteknologi som brukes:
 - Absorpsjon
 - Adsorpsjon
 - Membraner
 - Forbrenning i rent oksygen – *oxyfuel combustion*
 - Sirkulasjonsforbrenning – *chemical looping cycle, CLC, calcium looping, CaL*
 - Kryogenisk nedkjøling

CO₂-fangst etter forbrenning skjer ved å skille ut CO₂ fra eksosgassen (røykgassen) som dannes under forbrenningen av brenselet.

⁵ Congressional Research Service (CRS) (2022) [Carbon Capture and Sequestration \(CCS\) in the United States](#), R44902

⁶ EPA (2022) [Sources of Greenhouse Emissions](#), Norcem (2022) [Sementproduksjon og CO₂](#)

⁷ Denne oppstillingen er basert på alle kildene som er referert til i utredningen. Se f.eks. Global CCS Institute (2023) [What is CCS and how is CO₂ captured](#), CRS (2022) [Carbon Capture and Sequestration \(CCS\) in the United States](#), AECOM (2022) [Next Generation Carbon Capture Technology: Technology Review Work Package 2](#), IEEFA (2022) [The Carbon Capture Crucial – Lessons Learned](#)

CO₂-fangst før forbrenning skjer ved å omdanne brensel til syntesegass (syngass). Syntesegass består av hydrogen og CO₂. Hydrogengassen skilles ut og blir sendt til forbrenning, mens CO₂-gassen kan komprimeres og transporteres til lagring (eller i annen produksjon) før forbrenningen.⁸

Integrert CO₂-fangst skjer når CO₂ brukes gjennom produksjonsprosessen uten å bli forurenset av andre gasser.

Fangstteknologiene kan i stor grad brukes i ulike faser av produksjonsprosessene. Vi gir en kort presentasjon av ulike type teknologier nedenfor.

CO₂-fangst med absorpsjon med aminbasert væske i etter-forbrenningsanlegg er foreløpig den mest brukte teknologien. Teknologisenteret på Mongstad (TCM) har også særlig testet etter-forbrenningsanlegg med aminbasert absorpsjon.⁹

2.1 CO₂-fangst med absorpsjon

Under absorpsjon trenger molekyler fra et stoff inn i et annet stoff (solvent). Absorpsjon er brukt i mange industriprosesser og foreløpig mest aktuell fangstteknologi for CCS.

CO₂-fangst med hjelp av absorpsjon skjer typisk ved at gassen som skal renses sendes gjennom en beholder med et flytende løsemiddel. CO₂ binder seg til molekyler i løsemiddelet. Resten av gassen slippes ut til videre bruk, behandling eller i luften, mens løsemiddelet med CO₂ sendes til en desorber (*stripper*) hvor CO₂ frigjøres og løsemiddelet regenereres for gjenbruk. Hele prosessen kalles ofte *scrubbing*.

Absorpsjon innebærer at CO₂-gassen skilles ut fra eksosgassen og blandes inn i løsemiddelet, mens andre gasser slippes forbi. I neste faste må CO₂ skilles fra løsemiddelet med f.eks. en kombinasjon av temperatur og trykkendringer i en desorber (*stripper*), før CO₂-gassen kan komprimeres og transporteres til varig lagring eller bruk.

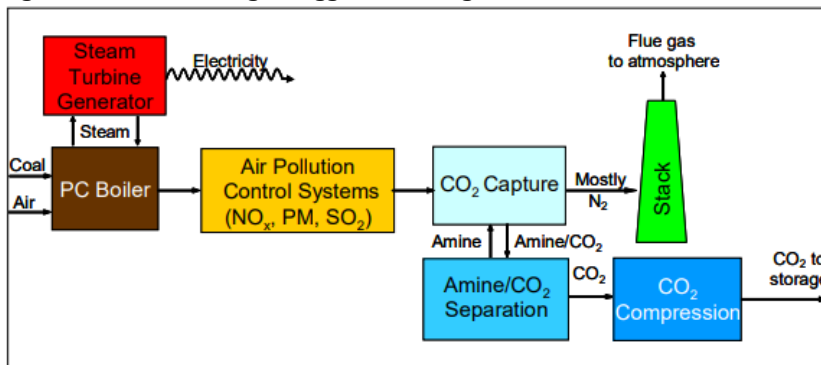
Løsemiddelet regenereres under desorpsjonsprosessen for å gjenbrukes i fangstanlegget. Den rensede eksosgassen brukes videre i produksjonsprosessen eller slippes ut til luft. Absorpsjonsmiddelets evne til å regenereres og gjenbrukes med samme høye fangstnivå er viktig for anleggenes fangst- og kostnadsnivå.¹⁰

⁸ Garcia J.A et al (2022) [Technical analyses of CO₂ capture parthways and technologies](#), Journal of Environmental Chemical Engineering, Volume 10, Issue 5, October 2022

⁹ TCM (2023) [Vi formidler kunnskap: CO₂-fangsteknologi](#)

¹⁰ Global CCS Institute (2012) [CO₂ Capture Technologies: Post Combustion Capture](#), SINTEF [CO₂-fangst – Absorpsjonsprosesser](#). oppslag på nettside februar 2023

Figur 3: Etter-forbrenningsanlegg for CO₂-fangst i kullkraftverk med aminbasert absorpsjon, scrubbing



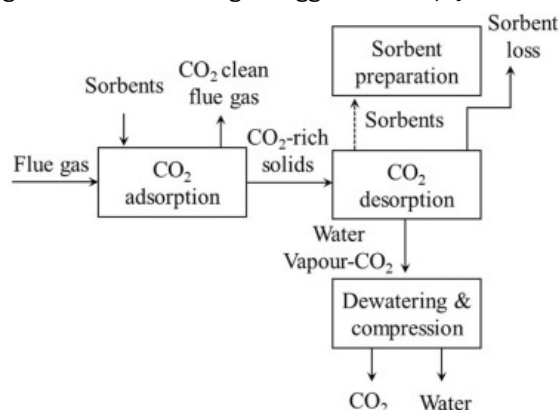
Kilde: CRS (2022)

Opptil 98 prosent av CO₂-gassen kan potensielt fanges og skilles ut i aminbaserte absorpsjonsanlegg. En vesentlig negativ faktor med slike anlegg er at prosessen er energikrevende. Jo høyere fangstandel jo større vil energiforbruket være.¹¹ Ifølge utredningstjenesten i den amerikanske kongressen, CRS, fanger eksisterende aminbaserte etterforbrenningsanlegg typisk 85-90 prosent av CO₂-gassen.¹²

2.2 CO₂-fangst med adsorpsjon

Ved adsorpsjon fester CO₂-molekyler seg til en overflate av et annet stoff, adsorbenten. Det skjer enten fysisk eller kjemisk. Deretter frigjøres CO₂ fra adsorbenten ved å redusere trykket eller øke temperaturen i et eget kammer for desorpsjon. CO₂-gassen komprimeres og transporteres til varig lagring, og adsorbenten regenereres for gjenbruk.¹³

Figur 4: Etter-forbrenningsanlegg med adsorpsjon



pr
Kilde: Garcia et al (2022)

Selskapet *Air Liquide* har utviklet en teknologi, *Cryocap FG*, med adsorpsjon (*pressure swing adsorption*) og kryogenisk separering, som selskapet hevder potensielt kan fange 95 prosent av CO₂-gassen i etterforbrenningsanlegg. *Shell* har utviklet en teknologi, *Solid Sorbent Technology*,

¹¹ Garcia J.A et al (2022) [Technical analyses of CO₂ capture pathways and technologies](#), Journal of Environmental Chemical Engineering, Volume 10, Issue 5, October 2022

¹² CRS (2022) [Carbon Capture and Sequestration \(CCS\) in the United States](#), R44902

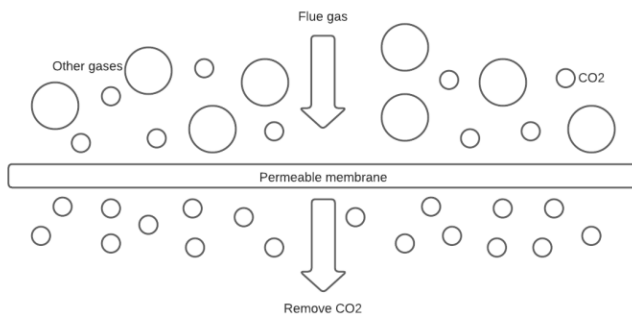
¹³ Global CCS Institute (2012) [CO₂ Capture Technologies: Post Combustion Capture](#)

med adsorpsjon (*temperature swing adsorption*), som selskapet hevder potensielt kan fange over 90 prosent av CO₂-gassen.¹⁴

2.3 CO₂-fangst med membraner

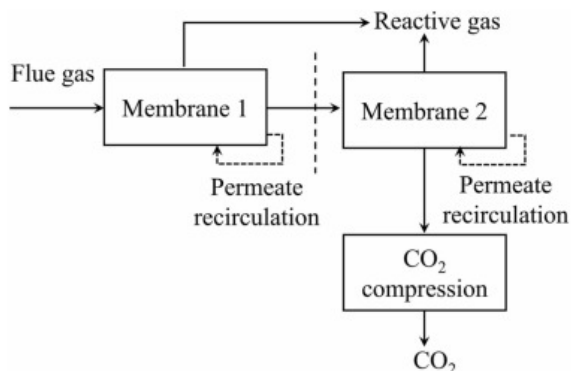
Membraner kan skille ut CO₂ fra resten av gassen som skal rensen med kjemiske aktører og trykkforskjell på hver side av membranen. Det kan være nødvendig å behandle gassen flere ganger med flere membraner for å få tilstrekkelig ren CO₂-gass til komprimering, transport og lagring.¹⁵

Figur 5: Membran for skille ut CO₂



Kilde: Peres et al (2022)

Figur 6: Utskilling av CO₂ med flere membraner



Kilde: Garcia et al (2022)

Engineering og rådgivningsselskapet AECOM viser til at det foreløpig er få data om fangstnivå med bruk av membraner, og at det ikke er sikkert at det er mulig å oppnå over 90 prosent fangstnivå med denne teknologien. For å oppnå høyt fangstnivå kan det være nødvendig å bruke membraner kombinert med annen fangstteknologi, som f.eks. absorpsjon eller adsorpsjon.¹⁶ AECOM anslår at bruk av membranteknologi kan oppnå fangstnivå på 60 prosent i avfallskraftverk.¹⁷

Membrane Technology and Research (MTR) har utviklet en etter-forbrenningsteknologi hvor CO₂ skilles ut med membran fra eksosgass. Selskapet skal bygge et pilotanlegg ved Wyoming

¹⁴ Global CCS Institute (2022) [State of the Art CCS Technologies 2022](#)

¹⁵ Global CCS Institute (2012) [CO₂ Capture Technologies: Post Combustion Capture](#)

¹⁶ AECOM (2022) [Next Generation Carbon Capture Technology:trl Technology Review: Work Package 2](#)

¹⁷ AECOM (2022) [Next Generation Carbon Capture Technology: Technoeconomic Analyses: Work Package 6](#)

Integrated Test Centre med et fangstnivå på 70 prosent. MTR skal også teste teknologien ved TCM på Mongstad.¹⁸

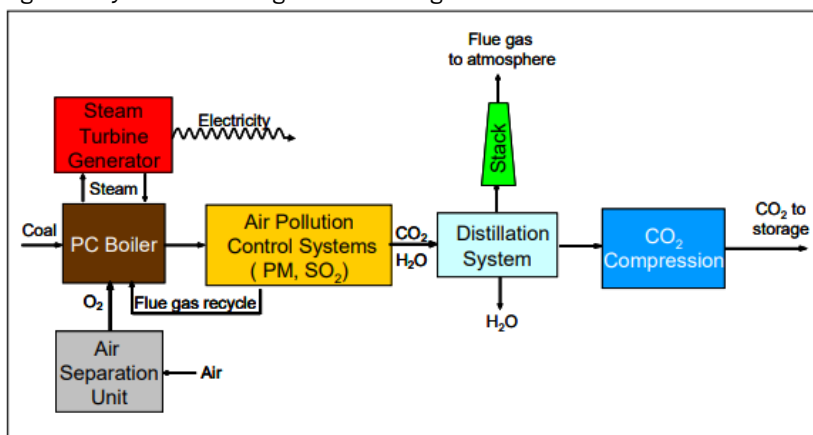
2.4 CO₂-fangst med oxyfuel-forbrenning

Oxyfuel-forbrenning er en prosess hvor fossil energi eller bioenergi brennes i rent oksygen i stedet for luft.¹⁹

Oxyfuel-anlegg vil bestå av tre hoveddeler: en enhet for å skille ut oksygen fra luft, *air separation unit* (ASU), et anlegg for å brenne brensel i rent oksygen og et anlegg for å rense og komprimere CO₂-gassen.

Når fossilt brensel eller biomasse brennes i rent oksygen dannes en eksosgass som i hovedsak består av vanndamp (H₂O) og CO₂. Det er enkelt å skille CO₂ og vanndamp. Ifølge USAs *National Energy Technology Laboratory* (NETL) vil eksosgassen bestå av om lag 70 prosent CO₂. Eksosgassen vil ha om lag 75 prosent mindre volum enn ved forbrenning i luft, ifølge NETL. Redusert gassvolum betyr mindre fangstanlegg og lavere energiforbruk. I tillegg vil utslippet av miljø- og helseskadelige nitrogenoksider bli vesentlig redusert.²⁰ Derimot vil det være energikrevende å fjerne oksygen fra luft. Fjerning av oksygen fra luft kan skje gjennom kryogenisk prosess ved lave temperaturer.

Figur 7: Oxyfuel forbrenning med CO₂-fangst i kullkraftverk



Kilde: CRS (2022)

Det er ulikt hvordan oxyfuel-forbrenning kategoriseres. *Global CCS Institute* beskriver f.eks. *oxy-fuel combustion* (forbrenning av fossil energi i rent oksygen i stedet for vanlig luft), som en egen fangstmetode ved siden av CO₂-fangst før forbrenning, etter forbrenning og integrert i produksjonsprosessen. IEA omtalte i 2019 tre «klassiske» måtene å fange CO₂ i fossile kraftverk som etter-, før- og oxyfuel-forbrenning.

¹⁸ NETL (2022) [Large Pilot Testing of the MTR Membrane Post-Combustion CO₂ Capture Process](#), TCM (2022) [We have learned a lot; Site for Emerging Technologies](#)

¹⁹ Global CCS Institute [What is CCS and how is CO₂ captured](#), oppslag på nettside februar 2023

²⁰ NETL [Oxy-Combustion](#), oppslag på nettside februar 2023

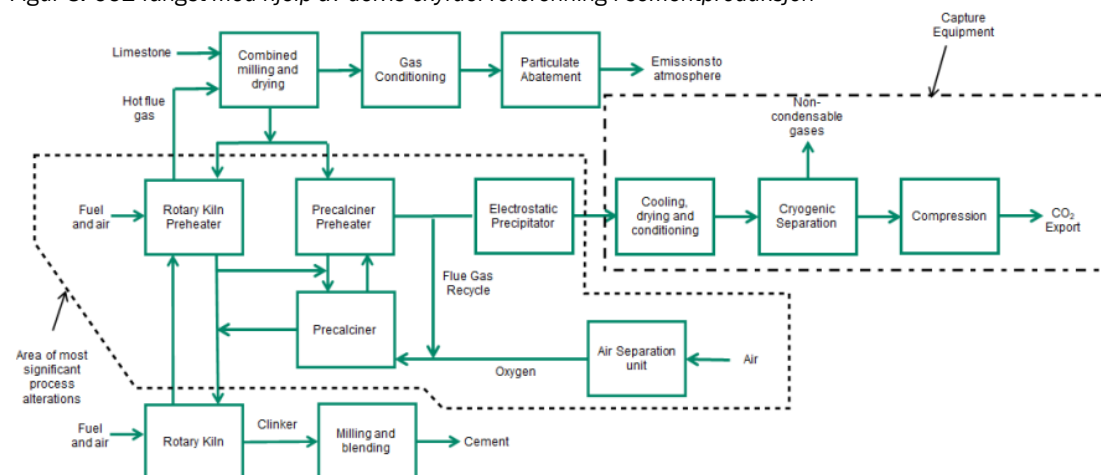
AECOM mener *oxy-fuel combustion* heller er teknologi som endrer produksjonsprosessen og letter fangsten av CO₂, enn «*standalone capture technologies*».²¹

Global CCS Institute konkluderte i 2012 med at oxyfuel-forbrenning potensielt kan fange 98-100 prosent av CO₂-gassen (bl.a. avhengig av kravene til renheten i CO₂-gassen som skal transporteres).²²

Selskapet *IHI Corporation* har utviklet en teknologi basert på oxyfuel-forbrenning som potensielt kan fange opp til 98 prosent av CO₂-gassen. Teknologien har vært testet ved *Callide*-kullkraftverket i Australia og oppnådde et fangstnivå på 90 prosent, ifølge MIT.²³

AECOM legger til grunn at anlegg med delvis oxyfuel-forbrenning i sementproduksjon kan fange 60 prosent av CO₂-gassen.²⁴

Figur 8: CO₂-fangst med hjelp av delvis oxyfuel-forbrenning i sementproduksjon



Kilde: AECOM (2022)

2.5 CO₂-fangst med kjemisk sirkulasjonsforbrenning

Kjemisk sirkulasjonsforbrenning, *chemical looping combustion* (CLC) og kalsiumlooping, *calcium looping* (CaL), er teknologier for oxyfuel-forbrenning uten egen prosess for å skille oksygen fra luften. Prosessen drives i to reaktorer: en luftreaktor og en brenselreaktor. Et metalloksid blir brukt til å fange og transportere oksygen mellom reaktorene. I den ene reaktoren brennes luft, i den andre brensel.²⁵

²¹ AECOM (2022) [Next Generation Carbon Capture Technology: Technoeconomic Analyses: Work Package 6](#)

²² Global CCS Institute (2012) [CO₂ Capture Technologies: Post Combustion Capture](#)

²³ MIT (2016) [Callide-A Oxyfuel Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project](#), Global CCS Institute (2022) [State of the Art CCS Technologies 2022](#)

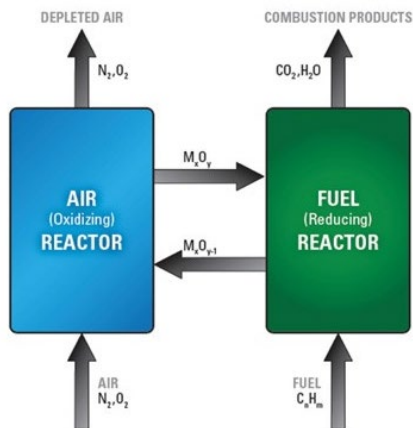
²⁴ AECOM (2022) [Next Generation Carbon Capture Technology: Technoeconomic Analyses: Work Package 6](#)

²⁵ NETL [Chemical Looping Combustion](#), oppslag på nettside februar 2023, Garcia J.A et al (2022) [Technical analyses of CO₂ capture pathways and technologies](#), Journal of Environmental Chemical Engineering, Volume 10, Issue 5, October 2022, TU (2022) [Sintef hjelper Kina med CO₂-fangst](#)

Metalloksidet reagerer med brenselet under forbrenningen og danner CO₂ gass og vanndamp (H₂O). Metalloksidet mister oksygenatom (reduseres) og sendes tilbake til luftreaktoren, hvor metalloksidet igjen binder seg til oksygen fra luften (oksidrer).

CO₂ kan enkelt skilles fra vanndamp (H₂O), komprimeres og transporteres til lagring.

Figur 9: CO₂-fangst med kjemisk sirkulasjonsforbrenning CLC



NETL (2023)

Selskapet Endesa har oppnådd fangstnivå på opp til 95 prosent i et CaL-pilotanlegg ved kullkraftverket La Pereda i Spania.²⁶

2.6 Kryogenisk separering av CO₂

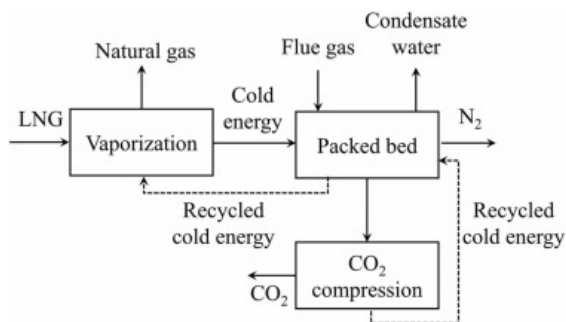
Kryogenisk fangst innebærer å skille ut CO₂ ved å kondensere og destillere gass med lave temperaturer. Det er brukt kommersielt for å skille ut CO₂ fra naturgass, Teknologien brukes særlig for gasser med høy CO₂-konsentrasjon (over 50 prosent).²⁷ Dette er med andre ikke en type teknologi som passer i ordinære etter-forbrenningsanlegg, og er mer aktuelt ved oxyfuel-forbrenning og gassifisering.

Eksosgassen kjøles ned til om lag minus 75 grader celsius -under kokepunktet for CO₂. Det medfører også at CO₂ kan transporteres uten videre prosessering. Det er ikke nødvendig å fange CO₂ med kjemisk absorbent eller økt trykk. CO₂ skilles ut sammen med vann når eksosgassen har nådd kryogenisk temperatur.

²⁶ AECOM (2022) [Next Generation Carbon Capture Technology: Technology Review: Work Package 2](#)

²⁷ Garcia et al (2022) Op.cit.

Figur 10: CO₂-fangst med kryogenisk system



Garcia et al (2022)

Selskapet *Air Liquide* har utviklet flere fangstteknologier basert på kryogenikk kalt *Cryocap* (bl.a. *Cryocap FG* omtalt i avsnitt 2.2). Ifølge *Air Liquide* kan kryogenisk separering potensielt ha et CO₂-fangstnivå på 98 prosent i hydrogenproduksjon, 95 prosent i kraftvarmeverk, 90-98 prosent ved oxyfuel-forbrenning og 80-95 prosent i stålproduksjon.²⁸

2.7 CO₂-fangst i før-forbrenningsanlegg

CO₂-fangst før forbrenning skjer typisk under omforming (reforming) av naturgass eller syntesegass til hydrogen.

Syntesegass lages bl.a. ved at kull omdannes til gass. Det skjer når kull reagerer med damp og oksygen ved høy temperatur og høyt trykk. Denne prosessen kalles gassifisering eller delvis oksidering. Syntesegassen består i hovedsak av karbonmonoksid (CO) og hydrogen (H₂). Syntesegassen omdannes med hjelp av vandamp (H₂O) til CO₂ og H₂. Et kjemisk løsemiddel fanger CO₂-gassen, som deretter kan komprimeres og transporteres til varig lagring.²⁹

CO₂-innholdet i denne syntesegassen er høyere enn i eksosgass etter forbrenning av fossil energi (15-50 prosent mot om lag 5-15 prosent) og har høyere trykk. Det betyr at CO₂ kan fanges mer effektivt og rimeligere. Samtidig kan investeringskostnadene ved slike pre-forbrenningsanlegg være høyere.³⁰

Før-forbrenningsanlegg for karbonfangst kan f.eks. være del av kraftverk hvor kull gassifiseres til syntesegass før det produseres hydrogen som brukes som energikilde i en integrert, kombinert gassifiseringsyklus, *Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)*.³¹

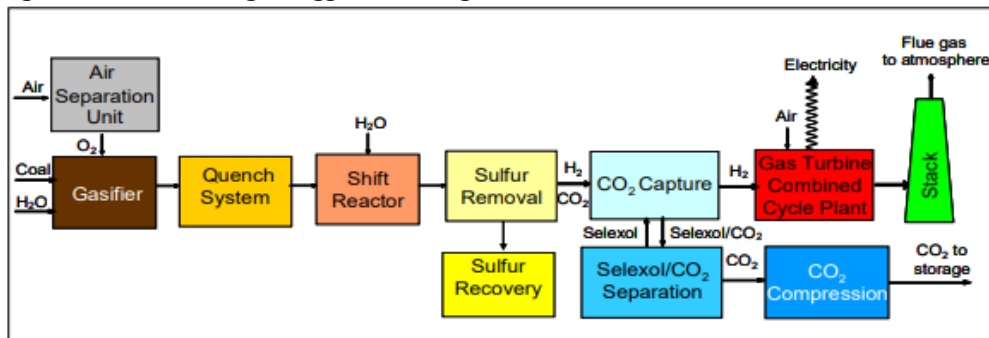
²⁸ Global CCS Institute (2022) [State of the Art CCS Technologies 2022](#)

²⁹ Congressional Research Service (2022) [Carbon Capture and Sequestration \(CCS\) in the United States](#), R44902

³⁰ US Department of Energy [Pre-Combustion Carbon Capture Research](#), oppslag på nettside februar 2023

³¹ IFS (2022) Pre-Combustion vs. Post-Combustion Carbon Capture Technologies

Figur 11: Før-forbrenningsanlegg for CO₂-fangst i IGCC-kraftverk



CRS (2022)

Ifølge Sintef er det mulig å fange og lagre om lag 93 prosent av CO₂-gassen som dannes når naturgass reformeres til hydrogen. Det vil være teoretisk mulig å fange opp mot 100 prosent, men det vil være dyrt og krevende.³²

Shell ADIP ULTRA er eksempel på CO₂-fangst før-forbrenning i produksjon av hydrogen.³³ Ifølge teknologimagasinet *Decarbonisation Technology* kan Shells Adip Ultra teknologi fange 99,9 prosent av CO₂-gassen.³⁴

2.8 CO₂-fangst integrert i produksjonsprosessen

CO₂-fangst kan være en integrert del av produksjonsprosessen uten at CO₂-gassen blir forurenset, ifølge Global CCS Institute.³⁵ *Allam-Fetvedt-cycle* for kraftproduksjon og *Calix Advanced Calciner* for sementproduksjon (LEILAC) er eksempler på CO₂-fangst integrert i produksjonsprosessen.

2.8.1 Allam-Fetvedt Cycle

Med Allam-Fetvedt Cycle produseres elektrisitet ved å bruk superkritisk CO₂ (sCO₂) til å drive turbin i stedet for damp. Superkritisk CO₂ har unike kjemiske og fysiske egenskaper ved en spesiell temperatur og trykk.³⁶

Naturgass forbrennes i rent oksygen (oxyfuel-forbrenning). Dermed produseres eksosgass bestående av CO₂ og vann (H₂O). Under forbrenningen dannes sCO₂ som driver en turbin til å produsere elektrisitet. CO₂-gassen kan gjenbrukes flere ganger før den transporteres til varig lagring. Det er enkelt å skille ut vannet fra eksosgassen før CO₂-gassen gjenbrukes, eller komprimeres og transporteres. Gasskraftverk med Allam-Fetvedt syklus kan produsere elektrisitet mer effektivt enn gasskraftverk med etter-forbrenningsanlegg for CO₂-fangst, ifølge Gassnova.³⁷

³² SINTEF (2018) [Fossil hjelp til grønt skifte](#)

³³ Global CCS Institute (2022) [Technical Report: State of the Art: CCS Technologies 2022](#)

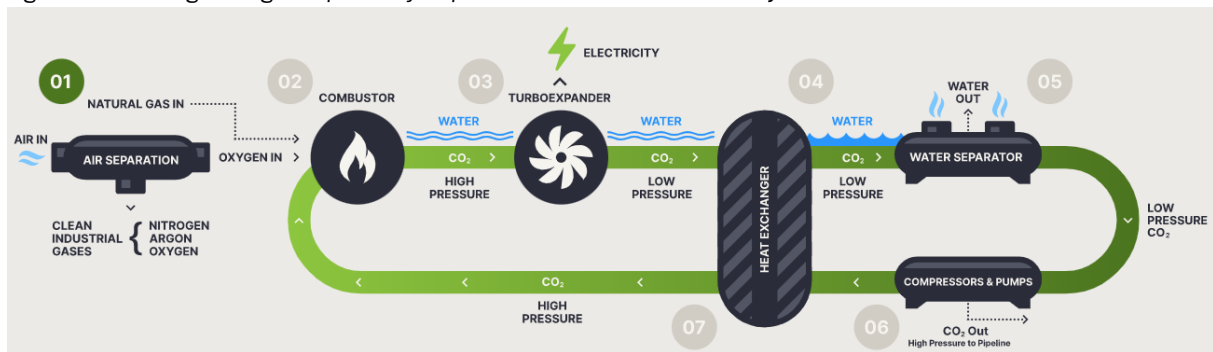
³⁴ Decarbonisation Technology (2022) [Shell blue hydrogen prosess](#)

³⁵ Global CCS Institute [What is CCS and how is CO₂ captured](#), oppslag på nettside februar 2023

³⁶ Congressional Research Service (2022) [Carbon Capture and Sequestration \(CCS\) in the United States](#), R44902

³⁷ Gassnova (2020) [Rapport: Teknologistatus på CO₂ fangst, transport og lagring](#), NET Power (2022) [Technology: The NET Power Cycle](#)

Figur 12: CO₂-fangst integrert i produksjonsprosessen med Allam-Fetvedt syklus



Kilde: Netpower (2022)

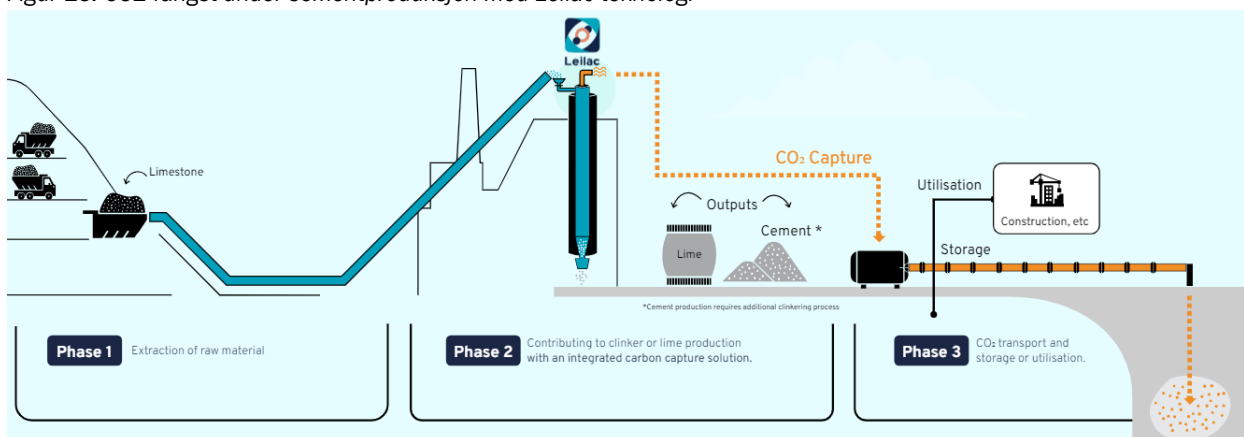
Selskapet *NET Power* har et testanlegg for Allam-Fetvedt syklus i *La Porte, Texas*. AECOM legger til grunn at anlegget kan ha en fangsandel på 95 prosent.³⁸ Ifølge Global CCS Institute kan Allam-Fetvedt syklusen ha en fangstandel på over 97 prosent.³⁹

Forskere ved SINTEF har hevdet at integrert CO₂-fangst med oxyfuel, som Allam-Fetvedt syklusen, kan ha fangstnivå på opptil 100 prosent. SINTEF pekte imidlertid også på at slike løsninger kan redusere virkningsgraden i kraftanleggene (hvor mye av energien i brenselet som utnyttes til kraftproduksjon).⁴⁰

2.8.2 LEILAC – Low Emission Intensity Lime and Cement

LEILAC-teknologien skal ha potensial for å fange opp til 100 prosent av CO₂-utslippene fra omdannelsen av kalkstein til klink, ifølge selskapet *Calix* som har utviklet teknologien. Målet er at *LEILAC* skal være rimeligste løsningen for å hindre CO₂-utslipp fra produksjon av sement og kalk. Teknologien innebærer at råvarer for produksjon av sement og kalk varmes opp i stålsylindre slik at CO₂-gass skiller ut i gassform. Over 95 prosent av CO₂-utslippene fra omdannelsen av kalkstein til klink fanges opp ved et pilotanlegg i Belgia, ifølge selskapet.⁴¹

Figur 13: CO₂-fangst under sementproduksjon med *Leilac*-teknologi



Kilde: Leilac (2022)

³⁸ AECOM (2022) [Next Generation Carbon Capture Technology: Technology Review: Work Package 2](#)

³⁹ Global CCS Institute (2021) [Technology Readiness and Costs for CCS 2021](#)

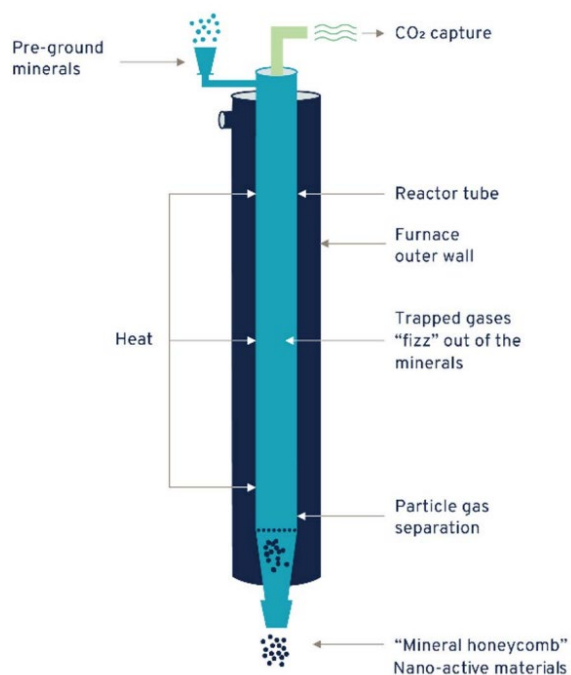
⁴⁰ Holt, T og Lindeberg, E (2019) [CCS: Mature technology and known costs – implement in large-scale now](#), SINTEF

⁴¹ Leilac [Technology](#), oppslag på nestside februar 2023, Leilac (2022) [Leilac Roadmap 2050](#)

LEILAC -teknologien skal brukes ved *Boral Project* og *Adbri Project* i Australia, *LEILAC 2* i Tyskland og *CEMEX* prosjekter i Tyskland, Polen og USA. *LEILAC 2* ved *HeidelbergCement's* fabrikk i Hannover, Tyskland, er forventet satt i drift i slutten av 2023.⁴²

Calix's teknologi består i å knuse kalkstein til ørsmå partikler, og deretter *flash*-oppvarme partiklene til 950 grader celsius, slik at CO₂-gass bobler ut av partiklene, og kalkstein omdannes til klink.

Figur 14: CO₂- fangst under omdanning av kalkstein til klink i avansert kalsinerings reaktor *Leilac*



Kilde: Global CCS Institute (2021)

LEILAC-teknologien omfatter kun selve omdanningen og ikke utslipp fra eventuell forbrenning av fossil energi eller biomasse for å produsere energien som skal drive prosessen. Utslipet fra omdannelsen av kalkstein til klink utgjør om lag 2/3 av det totale CO₂-utslippet fra sement- og kalkindustrien, ifølge Calix.⁴³

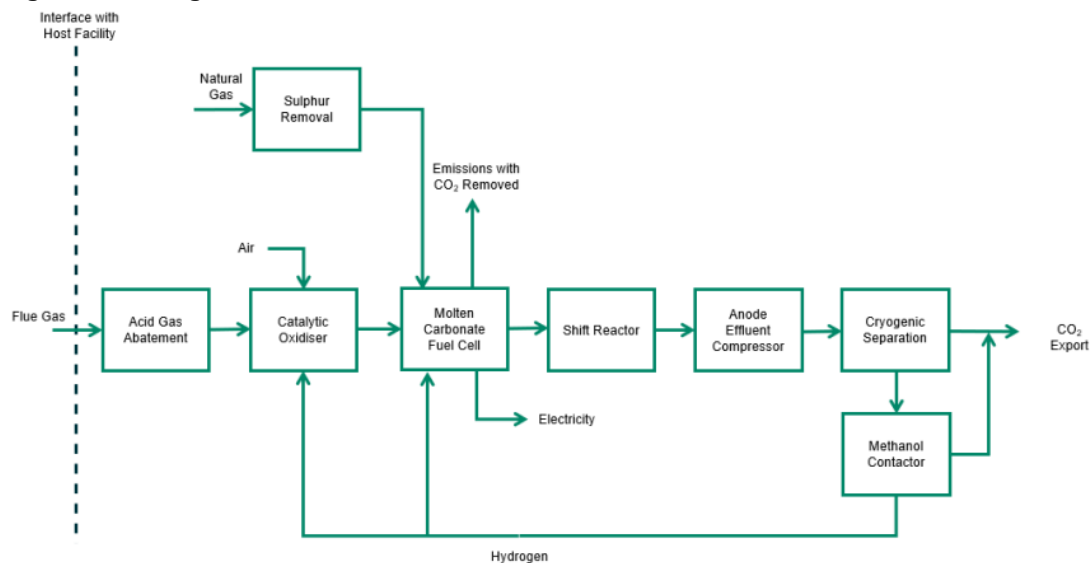
2.9 CO₂-fangst med brenselcelle - MCFC

Fangstanlegg med brenselcelle med smeltet karbonat (MCFC) er et etter-forbrenningsanlegg med elektrokjemisk fangstteknologi. Energien for å drive prosessen kommer fra oksideringen av naturgass (CH₄), samtidig produseres også elektrisitet, ifølge AECOM.

⁴² Leilac (2022) [Leilac Projects](#), Heidelberg Materials (2021) [Next industrial scale-up of a CO₂ capture technology: LEILAC 2 pilot project will be located at HeidelbergCement's Hanover cement plant](#)

⁴³ Calix (2021) [LEILAC: capturing CO₂ in Cement Precalciners](#)

Figur 15: CO₂-fangst med MCFC i avfallskraftverk



Kilde: AECOM (2022)

AECOM anslår at MCFC kan redusere utslippet av CO₂ fra avfallskraftverk og sementproduksjon med 96 prosent.

2.10 Absorpsjon med *hot potassium carbonat* (HPC)

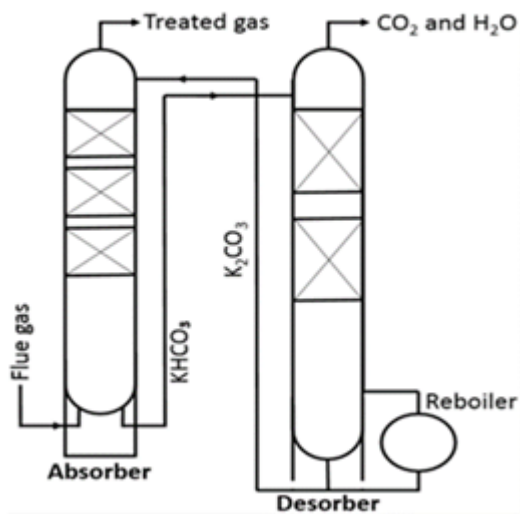
HPC er etter-forbrenningsanlegg basert på absorpsjon med kaliumkarbonat. CO₂ fjernes fra eksosgassen under høyt trykk.⁴⁴

CO₂ og H₂O i eksosrøyken reagerer med kaliumkarbonatet under trykk og danner natriumhydrogenkarbonat (bakepulver) i absorberen. Deretter frigis CO₂ og H₂O når trykket reduseres i desorberer, ifølge Beccs Stockholm.⁴⁵

⁴⁴ CO₂ Capsol (2023) [Frequently Asked Question](#), oppslag på nettside februar 2023

⁴⁵ Beccs Stockholm (2023) [Carbon Dioxide Removal: How it works](#). Ifølge det norske selskapet CO₂ Capsol har deres HPC-teknologi TRL 8 for fangst av CO₂ i eksosgass i etter-forbrenningsanlegg og TRL 9 for CO₂ fangst i produksjonen av syntesegass (se kapittel 3).

Figur 16: CO₂-fangst med HCP



Kilde: BECCS Stockholm (2023)

HPC-teknologien har vært i bruk siden 1950-tallet. Den ble i utgangspunktet utviklet for å fjerne CO₂ i prosessen med å gassifisere kull (omgjøre kull i fast form til gass).

Ifølge CO₂ Capsol kan deres HPC-teknologi fange mer enn 95 prosent av CO₂-utslippet fra kraftverk. HPC er billigere og har ikke skadelig utslipp, slik amin-teknologien har, hevder CO₂ Capsol.⁴⁶

Selskapets HPC-anlegg planlegges å tas i bruk ved BECCS-anlegget til Stockholm Exergi (bioenergi kraftverk med CCS-anlegg).

Ifølge det norske selskapet CO₂ Capsol har deres HPC-teknologi TRL 8 for fangst av CO₂ i eksosgass i etter-forbrenningsanlegg og TRL 9 for CO₂ fangst i produksjonen av syntesegass.

⁴⁶ CO₂ Capsol (2023) [Advantages of CapsolGT](#)

3 De ulike fangstteknologienes modenhet

Det er etablert en internasjonal skala for å måle hvor modne nye teknologier er: *Technology Readiness Level* (TRL). TRL-skalaen går fra nivå 1 til 9. Nivå 1-2 er analytisk (teoretisk) forskning, nivå 3-5 er laboratorietesting, nivå 6 er pilottesting og nivå 7-9 er fullskalltesting og -drift.

Tabell 1: *Technology Readiness Level (TRL) for karbonfangst*

TRL-nivå	Beskrivelse	Utviklingsfase
9	Normal kommersiell drift	Demonstrasjon
8	Fullskala kommersiell test	
7	Demonstrasjonsanlegg testet ut under reelle driftsbetingelser	
6	Fullt integrert system i pilotskala testet under relevante driftsbetingelser	Utvikling
5	Delsystem er validert under relevante driftsbetingelser.	
4	Komponenter og delsystem er validert i laboratoriemiljø	
3	Eksperimentelt bevis på at en idé (et konsept) kan fungere (proof of concept)	Forskning
2	Teknologikonsept er definert	
1	Grunnleggende prinsipper er observert	

Kilde: US Government Accountability Office (GAO) 2022, Global CCS Institute (2021)

Den amerikanske riksrevisjonen (GAO) og Global Institute for CCS har vurdert modenheten for teknologier for CO₂-fangst.⁴⁷

Tabell 2: *TRL for fangstteknologier*

Fangstteknologier	TRL-nivå
Absorpsjon/væske	2-9
Adsorpsjon/fast stoff	1-9
Membraner	2-9
Kryogenisk	3-6
Integrert fangst	5-7
Sirkulasjonsforbrenning	5-7

Kilde: GAO (2022), Global Institute for CCS (2021)

GAO har også vurdert den høyeste modenheten for ulike fangstteknologier i produksjon av kraft, sement, jern og stål og bioetanol.

Tabell 3: *TRL for fangstteknologier i ulike sektorer*

Fangstteknologier	Kull- og/eller gasskraftverk	Gassprosessering gassifisering	Sementproduksjon	Jern- og stålindustri	Bioetanolproduksjon
Absorpsjon/væske	9	9	8	9	
Adsorpsjon/fast stoff	7	9	6	5	
Oxyfuel forbrenning	7				
Membraner	6		4		
Kryogenisk	5		5		
Fermentering					9

Kilde: GAO (2022)

⁴⁷ US Government Accountability Office (GAO) (2022) [Technology Assessment: Decarbonization – Status, Challenges, and Policy Options for Carbon Capture, Utilization, and Storage](#), Global CCS Institute (2021) [Technology Readiness and Costs for CCS 2021](#)

4 Sammenfatning av de ulike teknologienes potensielle fangstnivå

AECOM har gjort en teknøkonomisk analyse av neste generasjons karbonfangst-teknologier for bruk i industri-, avfalls- og energisektorene på oppdrag for britiske *Department for Business, Energy and Industrial Strategy* (BEIS).⁴⁸

AECOM har valgt å bruke etablerte fullskala etter-forbrenningsanlegg med aminbasert absorpsjon som benchmark i sin analyse av de nyere fangstteknologiene. AECOM legger til grunn at absorpsjon med aminbaserte væsker kan ha et fangstnivå på minst 95 prosent.

De nyere teknologiene AECOM analyserte har vært testet helt eller delvis i pilotanlegg. Det innebærer at teknologiene vil ha minst TRL 5-6. Det er betydelig usikkerhet knyttet til kostnader, effekt, tidshorisont og reliabilitet for de ulike teknologiske løsningene. AECOM understreker at det er nødvendig å teste de ulike løsningene i større skala og under relevante driftsforhold.

AECOM har vurdert følgende fangstteknologier for gasskraftverk, avfallskraftverk (*Energy from Waste*, EfW) og sementproduksjon:

- ◆ Benchmark absorpsjon med aminbasert væske for gasskraft, EfW og sement
- ◆ Absorpsjon med nye avanserte aminbasert væsker for gasskraft og EfW
- ◆ Absorpsjon med ikke-aminbasert væske for EfW
- ◆ Absorpsjon med varmt kaliumkarbonat, *hot potassium carbonate* (HPC), for gasskraft
- ◆ Adsorpsjon med fast stoff for EfW
- ◆ Separering med membran for EfW
- ◆ Brenselselle med smeltet karbonat, *molten carbonate fuel cells* (MCFC), for gasskraft, EfW og sement
- ◆ LEILAC, *Low Emission Intensity Lime and Cement*, for sement
- ◆ Delvis oxyfuel-forbrenning, *partial oxyfuel*, for sement

AECOM anslår at alle disse teknologiene vil ha et CO₂-fangstnivå på 95 prosent eller mer. Unntakene er absorpsjon med kaliumkarbonat (HPC) i gasskraftverk med 90 prosent og separering med membran i avfallskraftverk med 60 prosent.

Tabell 4: Forventet fangstnivå ved normal drift

Fangsteknologi	Gasskraft	EfW	Sement
Absorpsjon med amin	95	95	95
Absorpsjon med avansert amin	95	95	
Absorpsjon med ikke aminer		95	
Absorpsjon med kaliumkarbonat (HPC)	90	95	
Adsorpsjon med fast stoff		95	
Separering med membran		60	
Brenselseller med smeltet karbonat, MCFC		96	96
LEILAC			60
Delvis oxyfuel			60

Kilde: AECOM (2022)

⁴⁸ AECOM (2022) [Next Generation Carbon Capture Technology: Technoeconomic Analyses: Work Package 6](#)

Ifølge AECOM kan absorpsjon med aminer fange 95 prosent av utslippene fra sementproduksjonen (inkludert både energiproduksjon og omdanning av kalkstein til klinker.

LEILAC-anlegg kan fjerne utslippene fra omdanningen av kalkstein til klink, men reduserer ikke utslipp knyttet til energiproduksjon. LEILAC-teknologien kan dermed redusere utslippene fra sementproduksjon med 60 prosent, anslår AECOM.

Delvis oxyfuel-forbrenning for sement anslår AECOM vil redusere utslippene fra sementproduksjon med 60 prosent. AECOM har lagt til grunn en prosess som bruker oksygen i forbrenningen i deler av prosessen (*precalciner* og *preheater*). Fangstnivået ville øke dersom hele anlegget ble drevet med forbrenning i oksygen, og/eller om det ble lagt inn fangstteknologi i omdanningen av kalkstein til klink (*rotary klink*).⁴⁹

4.1 Videre utvikling av CO₂-fangstteknologi

IEA legger til grunn at etablerte etter-forbrenningsanlegg er designet for å fange om lag 90 prosent av CO₂-gassen. Det er fullt mulig å øke fangstnivået ytterligere til 98 prosent, men det vil kreve større investeringer og mer energi per fanget tonn CO₂. IEA mener nye teknologier mer kostnadseffektivt kan bidra til fangstnivå opp mot 99 prosent. Det samme hevder EUs tekniske rådgiverorgan for CCUS, *Zero Emissions Platform* (ZEP). For å oppnå dette understreker ZEP at det må investeres mer både i eksisterende og nye teknologier.⁵⁰

ECCSEL ERIC er organisasjonen for europeiske forskningsinstitusjoner og forskningsanlegg for CCUS. ECCSEL ERIC utga i april I et strateginotat fra april 2022 fastslår ECCSEL ERIC:⁵¹

Currently available CO₂ capture technologies are energy-intensive, are considered expensive and implementation is complex. It is imperative that the thermodynamically stable CO₂ molecule is captured rapidly and selectively with relatively little energy input. The challenge of CO₂ capture is unique and goes far beyond any of today's artificial molecular manipulation technologies. Industrial challenges, alongside these case-specific scientific challenges, will require significant advances in solvent and material characterisation tools and instrumentation for monitoring different parts of CO₂ capture processes.

AECOM understreker at det er betydelig usikkerhet knyttet til faktisk fangst over tid i storskala anlegg. Det er risiko for at driftssikkerhet kan bli nedprioritert i FoU-arbeidet hevder AECOM.⁵²

AECOM peker også på at det er ulikt om fangstanlegg kan stenges uten at produksjonen ved kraftverket eller industrianlegget må stanses. Vedlikehold (feil etc) i fangstanlegg som er integrert i produksjonsprosessen vil kunne bety at hele produksjonen må stanses. Det betyr at det ikke vil være produksjon uten at CO₂ fanges. Stans i etter-forbrenningsanlegg vil typisk ikke påvirke produksjonsprosessen. Det betyr at produksjonen kan fortsette uten at CO₂-utslippene

⁴⁹ AECOM (2022) [Next Generation Carbon Capture Technology: Technoeconomic Analyses: Work Package 6](#)

⁵⁰ IEA (2022) [Carbon Capture, Utilisation and Storage](#), ZEP (2023) [CO₂ Capture](#)

⁵¹ ECCSEL (2022) [CCUS as a solution to industrial decarbonisation: The need for common investments in European CCUS Research Infrastructure](#)

⁵² AECOM (2022) [Next Generation Carbon Capture Technology: Technology Review: Work Package 2](#)

reduseres. Dette handler også om muligheten for å montere fangstteknologien i eksisterende kraftverk og industrianlegg, eller om den kun kan bygges inn i nye anlegg.

5 Erfaringer med fullskala CO₂-fangst

Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) har gått gjennom 13 storskala CCS-prosjekt. Mestepartene av prosjektene er knyttet til gassprosessering (69 prosent av totalt fangstkapasitet globalt).⁵³

- ♦ Gassprosessering: *Shute Creek* (USA), *Sleipner* og *Snøhvit* (Norge), *Gorgon* (Australia), *In Salah* (Algeria)
- ♦ Kraftproduksjon: *Petra Nova* og *Kemper* (USA) og *Boundary Dam* (Canada)
- ♦ Industriproduksjon: *Quest* (hydrogen, Canada), *Great Plains CCUS* (kjemisk, USA), *Illinois Industrial CCS* (bioetanol, USA), *Coffeyville* (kunstgjødsel, USA) og *Abu Dhabi CCUS* (stål, UAE). Disse fem anleggene står for om lag 65 prosent av fangstkapasiteten i industrien globalt.

Oppnådde fangstresultater:

- ♦ *Sleipner* og *Snøhvit* har fanget om lag som forventet ut fra faktisk produksjon
- ♦ *Shute Creek* har fanget 36 prosent mindre enn forventet
- ♦ *Gorgon* har fanget om lag 50 prosent mindre enn forventet
- ♦ *Boundary Dam* har fanget om lag 50 prosent mindre enn forventet (80 prosent fangst)
- ♦ *Fortum Klemetsrud* har samme teknologi som *Boundary Dam* og forventer 87 prosent fangst
- ♦ *Petra Nova* fanget om lag 17 prosent mindre enn forventet før det ble stengt
- ♦ *Quest* har fanget om lag 20 prosent under antatt potensial
- ♦ *Kemper* ble aldri igangsatt
- ♦ *Illinois Industrial CCS* har fanget om lag 45-50 prosent mindre enn forventet
- ♦ *Great Plains* har fanget om lag 20-30 prosent mindre enn forventet

Det finnes ikke offisielle data om faktisk fangst ved CCS-anleggene i *Coffeyville* og *Abu Dhabi*, ifølge IEEFA.

5.1 CO₂-fangst i gassprosesseringsanleggene

Sleipner og *Snøhvit* har vært blant de mest suksessrike prosjektene, ifølge IEEFA. *Sleipner* var det første storskalaprojektet som var dedikert for varig lagring av CO₂.

Naturgassen fra *Sleipner Vest* inneholder for mye CO₂. Det betyr at CO₂ må fanges før gassen transporteres til forbrukerne. Høyt CO₂-innhold gjør at naturgass brenner dårligere. Innholdet av CO₂ må reduseres fra om lag 9 prosent til under 2,5 prosent, ifølge Equinor. Det gjøres dels ved å blande gassen fra *Sleipner Vest* med naturgass fra andre felt, og dels ved å fange og lagre CO₂-gassen. På grunn av CO₂-avgiften som ble innført for olje- og gassvirksomhetene på sokkelen i 1991, ble det lønnsomt å lagre CO₂-gassen i grunnen.⁵⁴

⁵³ Robertson, B og Mousavian, M (2022) [The Carbon Capture Crux: Lesson Learned](#), IEEFA

⁵⁴ Equinor (2023) [Industriminne: Karbonfangst på Sleipner – tilbake dit den kom fra](#)

Fangsten skjer i et aminbasert anlegg, som har hatt høy driftssikkerhet med fangst opp mot kapasitet, ifølge IEEFA. Basert på informasjonen fra IEEFA, fanget Snøhvit og Sleipner om lag 87,5 prosent av forventet kapasitet i årene 2016-2019. At fangsten har vært lavere enn forventet, skyldes produksjonsnivå og ikke tekniske problemer knyttet til fangstanlegget, ifølge IEEFA.⁵⁵

Gassprosesseringsanlegget Shute Creek er det største CCS-anlegget i verden. Gassen som utvinnes fra La Barge-gassfeltet i Wyoming USA består av 21 prosent metan (CH₄) og 65 prosent CO₂. Tilliggende oljefelter kunne utnytte CO₂ til økt oljeutvinning (EOR). CO₂ ble kun fanget dersom det var kunder som ville kjøpe den til EOR. Fangstanlegget ble satt i drift i 1986. Det ble utvidet 2010 og er vedtatt ytterligere utvidet i 2022. Nå kan det fange om lag 7 millioner tonn CO₂ per år.

Anlegget hadde som mål å fange om lag 75 prosent av CO₂-utslippet fra gassprosesseringsanlegget. Ifølge IEEFA har anlegget fanget om lag 50 prosent av CO₂-utslippene fra gassprosesseringsanlegget. 47 prosent har blitt brukt til økt oljeutvinning (EOR), 3 prosent til lagring i gassfelt i grunnen.

LNG anlegget Gorgon i Australia har kapasitet til å fange 4 millioner tonn CO₂ per år. Oppstarten av CCS-anlegget ble utsatt som følge av tekniske utfordringer, ifølge IEEFA. Målet var at CCS-anlegget skulle fange og lagre 80 prosent av utslippet fra LNG-anlegget, men frem til juli 2021 var faktisk resultatet 50 prosent under målet. Gorgon må kjøpe utslippskvoter for utslippet som ikke er fanget og lagret. Dette øker kostnadene i anlegget betydelig. I løpet av de første fem årene har CCS-anlegget fanget og lagret om lag 40 prosent av CO₂-utslippet.

In Salah-anlegget i Algerie ble stanset fordi det var usikkert om lagringen var sikker.

5.2 CO₂-fangst i kraftproduksjon

Innenfor kraftproduksjonen er det per i dag bare fullskala CCS-anlegget ved *Boundary Dam*-kullkraftverket i Canada som er i drift. CCS-anlegget ble åpnet i 2014. Boundary Dam var det første kullkraftverket med etter-forbrenningsanlegg for CO₂-fangst, og det var det eneste kullkraftverket med CCS i 2022.

Teknologien som brukes i anlegget er utviklet av Shell og er basert på avansert aminbasert absorpsjon. Ifølge selskapet kan teknologien *Shell Cansolv* fange 99 prosent av CO₂-gassen i etter-forbrenningsanlegg.⁵⁶

Målet var at anlegget skulle fange 90 prosent av CO₂-utslippene (1 millioner tonn CO₂ per år) fra Boundary Dam-kraftverket, men i perioden 2015-2021 har anlegget fanget om lag 50 prosent. Anlegget er fortsatt i drift, men virker ikke å nå sine mål, ifølge IEEFA.⁵⁷

⁵⁵ Robertson, B og Mousavian, M (2022) [The Carbon Capture Crux: Lesson Learned](#), IEEFA

⁵⁶ Global CCS Institute (2022) [State of the Art CCS-Technologies 2022](#), s 60

⁵⁷ Robertson, B og Mousavian, M (2022) [The Carbon Capture Crux: Lesson Learned](#), IEEFA

Den samme teknologien, Shell Cansolv, skal brukes ved avfallsforbrenningsanlegget ved Klemetsrud. Fortum Klemetsrud har oppnådd et fangstnivå på over 90 prosent i et pilotanlegg med denne teknologien.⁵⁸

Ifølge søknaden om å etablere fullskala karbonfangstanlegg skulle CO₂-utslippene fra avfallskraftverket reduseres fra 460 000 tonn til 60 000 tonn per år. Det vil si med om lag 87 prosent.⁵⁹

Petra Nova-prosjektet i Thompson, Texas, ble designet for å fange minst 90 prosent av CO₂-utslippene fra kullkraftverket *W.A. Parish Generating Station*. *Petra Nova*-anlegget i USA var det andre fullskala etter-forbrenningsanlegget for CO₂-fangst i verden. Anlegget ble satt i drift i januar 2017. Målet var å fange 90 prosent av CO₂-utslippet med aminbasert absorpsjon. CO₂ ble fanget og transportert 130 km for å øke oljeutvinningen, *enhanced oil recovery* (EOR) i et oljefelt utenfor Houston. Anlegget var bare i drift i fire år.⁶⁰

Anlegget ble stengt i mai 2020. Årsaken var bl.a. at anlegget ikke var lønnsomt på grunn av de lave oljeprisene under pandemien. Ifølge IEEFA viser en rapport fra det amerikanske miljødirektoratet (EPA) at målet om 90 prosent ikke ble nådd. Kun mellom 65 – 70 prosent av CO₂-utslippet fra kraftverket ble fanget. Inkludert utslippene fra gasskraftanlegget som produserte energien for å drive fangstanlegget, var fangstnivået fra anlegget mellom 55-58 prosent. Anlegget var forventet å være i drift i 85 prosent av tiden, men tekniske problemer i anleggene for fangst, transport og å fylling av gass i oljefeltet reduserte faktisk driftstid.⁶¹

CCS-anlegget ved kullgassifiseringsanlegget *Kemper* i Mississippi, USA, var det første anlegget som skulle produsere gassifisert kull i en integrert forbrenningscyklus (IGCC) med karbonfangst. CO₂-gassen skulle fanges før forbrenning. Det nye IGCC-anlegget ble langt dyrere enn anslått og delstatsmyndighetene besluttet at prosjektet skulle avsluttes i 2017 før fangstteknologien ble tatt i bruk. Delstaten valgte å slutte å bruke kull for å produsere kraft.

5.3 CO₂-fangst i industriproduksjon

Quest CCS anlegget i Edmonton, Canada, ble satt i drift i 2015. Anlegget skal fange CO₂-gass under produksjonen av hydrogen. Hydrogenet brukes til å produsere syntetisk råolje av oljesand fra *Athabasca Oil Sands* ved *Scotford Upgrader*. Fangstteknologien, som brukes er aminbasert absorpsjon i før-forbrenningsanlegg -*Shell ADIP ULTRA*. Shell anslo at teknologien ville fange minst 99 prosent av CO₂-gassen under produksjonen av hydrogen.⁶²

⁵⁸ Fortum (2020) [DNV GL approves Shell carbon capture technology to bring down emissions from Fortum waste-to-energy plant](#)

⁵⁹ Fortum (2021) [Søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven – Fullskala karbonfangst: Project Carbon Capture Oslo](#), via lenke hos Miljødirektoratet

⁶⁰ US Department of Energy [Petra Nova – W.A. Parish Project](#), oppslag på nettsted februar 2023

⁶¹ IEEFA (022) [The ill-fated Petra Nova CCS project: NRG Energy throws in the towel](#) IEEFA er et amerikansk non-profit analyseselskap med virksomhet over hele verden. IEEFA har som formål å gi upartisk og dokumenterbar grunnlagsinformasjon for investeringer og politiske beslutninger.

⁶² Hydrocarbons Technology [Quest Carbon Capture and Storage Project, Alberta](#), oppslag på nettside februar 2023, Shell (2020) *The Shell Blue Hydrogen Process*

Ifølge årsrapport 2021 for Quest CCS var fangstnivået i snitt for perioden 2015-2021 på over 79 prosent. Det vil si 20 prosent under anslått potensial for Shells ADIP ULTA. Årsakene til lavere fangst var bl.a. planlagt vedlikehold.⁶³

Ifølge IEEFA har Quest CCS-anlegget gitt en netto utslippsreduksjon fra *Scotford Upgrader* og CCS-anlegget totalt på om lag 32 prosent per år i perioden 2016-2020.⁶⁴

Great Plains Synfuels Plant i Nord-Dakota har produsert syntesegass med gassifisering av kull siden 1984. Fra 2000 har anlegget fanget og solgt CO₂ til økte oljeutvinning. Ifølge IEEFA finnes det ikke detaljerte tall for hvor mye CO₂-som har blitt fanget. Utfra tall for perioden 2011-2020 anslår IEEFA at anlegget har fanget om lag 25 prosent mindre enn forventet.

Illinois Industrial CCS-anlegget ved biodrivstoffproduksjonen til landbrukskonsernet ADM er et integrert system for å fange CO₂ fra bioetanolproduksjonen og lagre den i grunnen. CO₂ er et biprodukt fra produksjonen av etanol hvor mais fermenteres til etanol. Gassen som slippes ut fra den anaerobe fermenteringen inneholder mer enn 99 prosent CO₂.

CCS-anlegget har kapasitet til å fange maksimalt 22 prosent av de totale CO₂-utslippene fra biodrivstoffproduksjonen. Fram til 2020 har anlegget kun klart å fange og lagre 52 prosent av sitt potensiale. Det tilsvarer 12 prosent av det totale utslippet fra etanolanlegget, ifølge IEEFA. Tre amerikanske bio-raffinerier som produserer bioetanol hadde tatt i bruk fermentering for å fange og lagre CO₂, og ytterligere 50 bio-raffinerier fanger CO₂ for å selge til næringsmiddelindustrien. Denne fangstmetoden omfatter ikke utslipp for forbrenningsanlegg.

Norcem anlegget i Brevik skal etter planen igangsettes i løpet av 2024, som det første fullskala CCS-anlegget i sementindustrien. Under sementproduksjon dannes mesteparten av CO₂-gassen når kalkstein (råmaterialet) varmes opp og CO₂ brennes bort fra kalksteinen. I tillegg kan det dannes CO₂-gass når fossile brenslere eller biomasse brennes for å varme opp ovnene til 1450 grader celsius.⁶⁵ Fangstanlegget ved Norcem AS Brevik vil redusere utslippet fra bedriften med om lag 50 prosent, ifølge Miljødirektoratet.⁶⁶ Teknologien kan potensielt fange 90 prosent av utslippene, men fangsten er energikrevende pga. behovet for oppvarming. Aker Carbon Capture mener at et fangstnivå på 50 prosent er optimalt.⁶⁷

CO₂-gassen skal fanges med *Aker Carbon Captures* etter-forbrenningsanlegg for absorpsjon med aminbasert væske. Den samme teknologien skal også brukes ved *Twence* avfallskraftverket i Hengelo, Nederland. Akers absorpsjonsteknologi har vært i drift siden 2013 ved TCM-anlegget.⁶⁸

⁶³ Alberta Department of Energy (2022) [Quest Carbon Capture and Storage Project: Annual Summary Report 2021](#)

⁶⁴ IEEFA (2022) [The Carbon Capture Crux – Lessons Learned](#)

⁶⁵ NORCEM: [Sementproduksjon og CO₂](#), oppslag på nettside februar 2023

⁶⁶ Miljødirektoratet (2022) [Vedtak om endret tillatelse til forurensende virksomhet – Norcem AS Brevik](#)

⁶⁷ Danske Bank (2022) [Our Responsible Investment Journey 2022](#), s 37.

⁶⁸ Aker Carbon Capture: [Capturing carbon for a brighter future](#) og [Key projects](#), oppslag på nettside februar 2023