



CO₂ fangst av utslipp fra industrianlegg

Tel-Tek report no 2109020
TA-2528/2009

17.06.2009

©
Tel-Tek, Dept. GassTek
Kjoernes Ring 18,
N-3914 Porsgrunn, Norway

June 2009

Forord

Statens forurensningstilsyn (SFT) er gitt i oppdrag av Miljøverndepartementet å lede et utredningsarbeid om klimatiltak og virkemidler i samarbeid med bla. Oljedirektoratet (OD), Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Statistisk sentralbyrå (SSB) og Vegdirektoratet. Arbeidet skal gi grunnlagsmateriale for Regjeringen til dens vurdering av klimapolitikken og forslag til nye virkemidler som skal fremlegges for Stortinget 2010.

Denne rapporten vil bidra til å vurdere i hvilken grad fangst og lagring av CO₂-utslipp fra ulike industrikilder vil kunne være blant de aktuelle tiltakene som kan bidra til å oppfylle klimamålene Norge har forpliktet seg til. Rapporten omhandler utredninger av tiltaks-kostnader for fangst av CO₂ fra et utvalg av norske industribedrifter og vil være en videreføring av rapporten "Kostnadsestimering av CO₂-håndtering" utført av SINTEF i juni 2008 [1].

Prosjektet er finansiert av SFT.

Arbeidet er utført av Telemark Teknisk Industrielle Utviklingssenter (Tel-Tek), avd. GassTEK på oppdrag fra SFT. Medarbeidere i prosjektet har vært; Arne Anundskås, Nils Henrik Eldrup, Arne Schaatun, Geir Glittum, Ragnhild Skagestad, Anette Mathisen og Hans Aksel Haugen.

Tel-Tek, Porsgrunn, juni 2009

Hans Aksel Haugen
Avdelingsleder, GassTEK

Innhold

1.	Sammendrag	5
1.1	Hva handler rapporten om	5
1.2	Hvorfor er dette arbeidet gjort?	5
1.3	Hva er de viktigste funnene og konklusjonene?	5
1.4	Faglige, metodiske og innholdsmessige avgrensninger?	8
1.5	Hva inneholder publikasjonen?	9
1.6	Hvem står bak?	9
1.7	Datainnsamling og bidrag fra industribedriftene	9
2.	Introduksjon	10
2.1	Bakgrunn	10
2.2	Formål	10
2.3	Avgrensning	10
2.3.1	Valg av industrianlegg	11
2.4	Type industri og CO ₂ -utslipp	11
3.	CO₂-fangst fra industrianlegg	13
3.1	Generelt om CO ₂ -fangst	13
3.2	Beskrivelse av valgt CO ₂ -fangstteknologi	13
3.3	Viktige faktorer	14
3.3.1	NO _x , SO _x og støv	14
3.3.2	Energibehov	15
3.3.3	CO ₂ -fangstanleggets størrelse	15
3.3.4	CO ₂ -kvalitet	15
3.3.5	Utslippspunkter	15
3.3.6	Arealbehov	16
4.	Beskrivelse av kostnadsestimeringsmetoden	17
4.1	Investeringskostnader, Capex	17
4.2	Driftskostnader, Opex	18
4.3	Omfang av kostnadsestimering	19
5.	Kostnadsestimat for generisk CO₂-fangst fra industriutslipp	23
5.1	Forutsetninger	23
5.2	Industrianlegg	24
5.3	Resultat av kostnadsestimering, generisk CO ₂ -fangstanlegg	24
5.3.1	Investerings- og driftskostnader	24
6.	Kostnadsestimat ut fra industri- og stedsspesifikke forutsetninger	30
6.1	Forutsetninger	30
6.2	Stedsspesifikk faktor	31
6.3	Industrianleggene	33
6.3.1	StatoilHydro Tjeldbergodden	33
6.3.2	Hydro Aluminium Sunndal	33
6.3.3	Esso Slagentangen	34
6.3.4	Yara Porsgrunn	34
6.3.5	Ineos Rafnes	35
6.3.6	Norcem Brevik	36

6.4	Resultat av kostnadsestimering, CO ₂ -fangstanlegg med industri- og stedsspesifikke faktorer	36
6.4.1	Investerings- og driftskostnader	36
6.5	Grenseverdier for SO _x og NO _x	41
6.6	Sensitivitetsanalyse	42
6.7	Potensiell reduksjon i CO ₂ -utslipp	45
6.7.1	Reduksjon av CO ₂ -utslipp ved generisk fangst.....	45
6.7.2	Reduksjon av CO ₂ -utslipp ved fangst inkludert bidraget fra energiverk	45
7.	Potensial for kostnadsmessig gevinst ved CO₂-fangst fra geografisk nærliggende industrianlegg	47
7.1	Industriklyngen i Grenland	47
7.2	Mulige konsepter for samordning av CO ₂ fangst.....	48
7.2.1	Felles fangstanlegg fra flere punktkilder.....	48
7.2.2	Felles desorberanlegg for flere absorberanlegg	48
7.2.3	Felles kompresjonsanlegg	49
7.2.4	Felles damp og hjelpesystemer til flere fangstanlegg	49
7.2.5	Samordning ved eventuell mellomlagring og transport av CO ₂	49
7.2.6	Øvrige samordningsgevinster	49
8.	Eksempler på mulige samordningskonsepter av CO₂-fangst i industri klyngen i Grenland	51
8.1	Ineos Rafnes, Norcem Brevik og Yara Herøya.....	51
8.2	Yara Herøya	51
8.3	Ineos Rafnes.....	52
8.4	Ineos Rafnes og Yara Herøya	54
8.5	Betraktninger om samlokalisering i Grenland	55
9.	Diskusjon og kommentarer til resultatene.....	57
9.1	Bruk av resultater, begrensninger	57
9.2	Usikkerheter og risiko	57
9.3	Effekten av industri- og stedsspesifikke faktorer.....	57
9.4	Operasjonelle forhold ved samordning av CO ₂ -fangstanlegg.....	57
10.	Andre kostnadsestimater	59
10.1	Forskjeller i kostnadsnivå	59
10.2	Sammenligning med SINTEFs rapport (fra 2008).....	60
10.3	Andre estimater	60
11.	Forslag til videre studier.....	63
12.	Forkortelser	64
13.	Referanser.....	65
14.	Vedlegg A Generisk prosessbeskrivelse	66
15.	Vedlegg B Unngått CO₂ utslipp til atmosfæren med kostnader	80

1. Sammendrag

1.1 Hva handler rapporten om

Rapporten omhandler tiltakskostnader for CO₂-fangst av utslipp fra industrianlegg. Transport er ikke inkludert. Arbeidet omfatter:

- Kostnadsestimat for CO₂-fangstanlegg for et utvalg av industrianlegg i Norge
 - Kostnadsestimat for CO₂-fangstanlegg for et utvalg industrianlegg uten å ta hensyn til industri- og stedsspesifikke forhold (= generisk fangstanlegg).
 - Kostnadsestimat av et mindre utvalg industrianlegg hvor det i beregningene av CO₂-fangstanlegget tas hensyn til industri- og stedsspesifikke forhold.
- Potensielle kostnadsgevinster ved samlokalisering av CO₂-fangstanlegg i et industrikluster.

1.2 Hvorfor er dette arbeidet gjort?

SFT har fått i oppdrag fra Miljøverndepartementet å lede utredningsarbeidet om klimatiltak og virkemidler i samarbeid med bla. OD, NVE, SSB og Vegdirektoratet. Dette arbeidet skal gi grunnlagsmaterialet for Regjeringen til dens vurdering av klimapolitikken og forslag til nye virkemidler som skal fremlegges for Stortinget i 2010.

I dette arbeidet inngår det en vurdering av i hvilken grad fangst og lagring av CO₂-utslipp fra ulike industrikilder vil være blant tiltakene som kan bidra til at Norge kan oppfylle sine klimamål. Denne rapporten utreder tiltakskostnader for fangst av CO₂ fra et utvalg av norske industribedrifter.

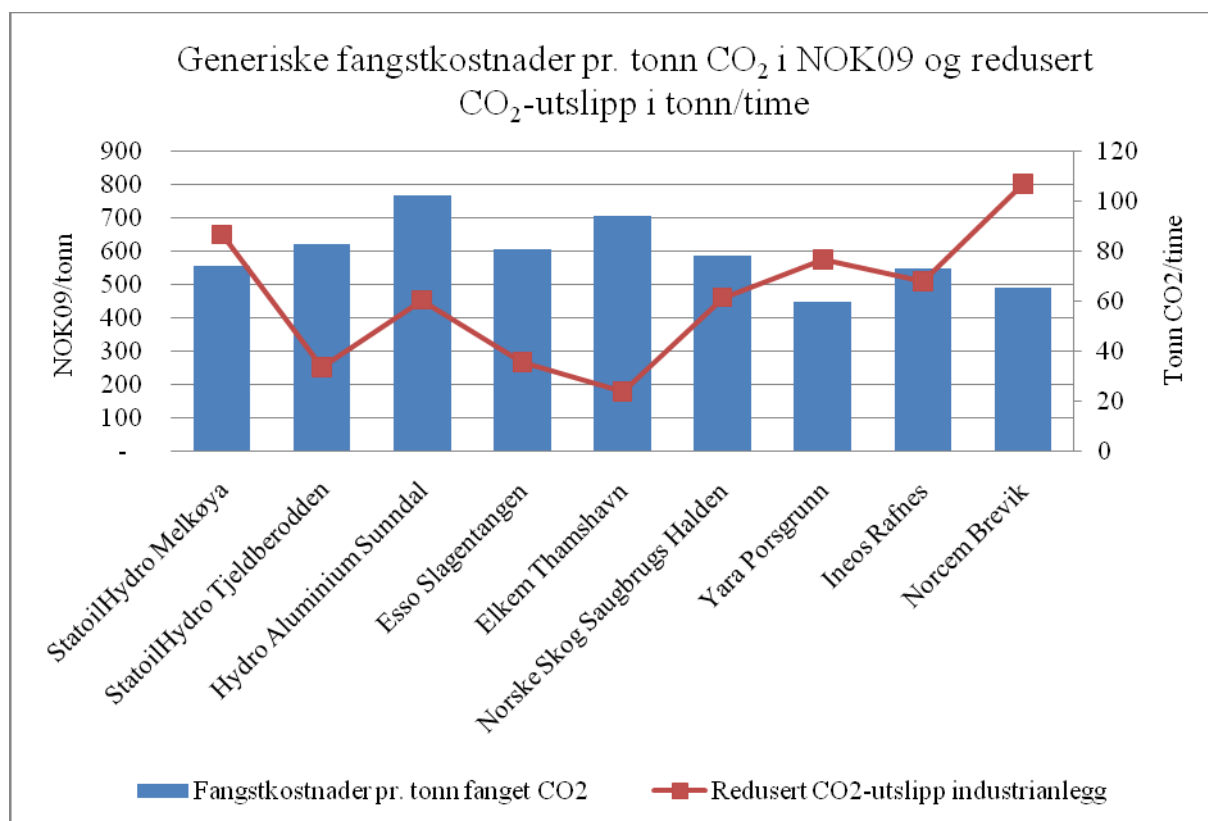
Rapporten er en videreføring av ”Kostnadsestimering av CO₂-håndtering” utført av SINTEF i juni 2008 [1] hvor det ble beregnet kostnader for fangst av CO₂ fra ni ulike industrikilder.

1.3 Hva er de viktigste funnene og konklusjonene?

Kostnadene knyttet til CO₂-fangst for industrianleggene Elkem Thamshavn, Esso Slagentangen, Hydro Aluminium Sunndal, Ineos Rafnes, Norcem Brevik, Norske Skog Saugbrugs Halden, StatoilHydro Melkøya, StatoilHydro Tjeldbergodden og Yara Porsgrunn er estimert generisk. Generiske fangstkostnader pr. tonn CO₂ er for alle disse ni anleggene beregnet og fordelt på kapitalkostnad, andre faste kostnader, energikostnad og kjemikaliekostnader. Figur 1 viser at generisk fangstkostnad for industrianleggene ligger mellom 450 og 770 NOK09 pr. tonn fanget CO₂. Estimaten inkluderer ikke energiverk og sjøvannsanlegg. Energibehovet til fangstanlegget kjøpes og en eventuell CO₂ produsert fra dette blir ikke fanget. Den laveste generiske fangstkostnaden pr. tonn CO₂ finnes ved Yara Porsgrunn, noe som skyldes en betydelig andel ren CO₂ i anlegget, mens den høyeste kostnaden finnes hos Hydro Aluminium Sunndal som har lav CO₂-konsentrasjon i røykgassen kombinert med en relativt stor røykgassmengde.

Potensiell reduksjon i CO₂-utslipp for hvert av de ni industrianleggene er vist i figur 1. Dersom slik reduksjon i utslipp gjennomføres, gir dette en total reduksjon i utslippet fra de ni anleggene på ca. 4,4 millioner tonn i året (forutsatt 8 000 timers driftstid). Det er i disse

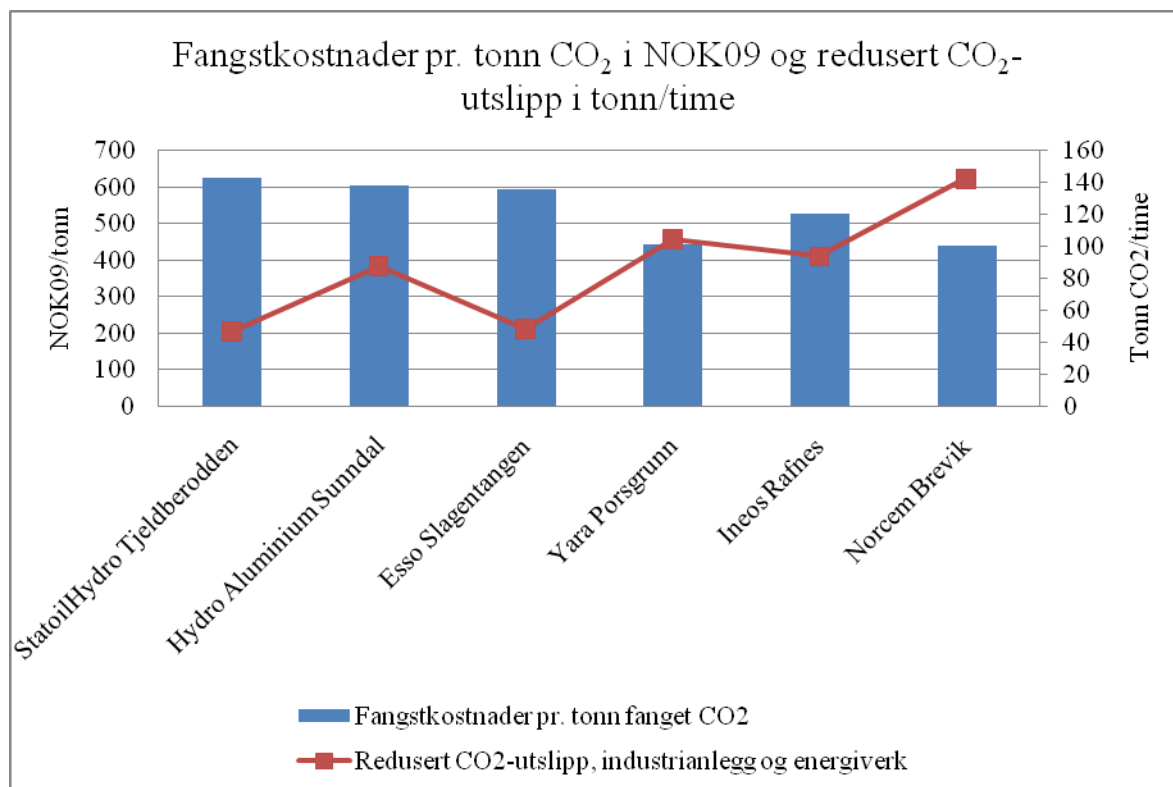
beregningene ikke tatt hensyn til en eventuell økning i produsert CO₂ grunnet energiforsyningen til fangstanlegget.



Figur 1. Kostnader pr. tonn fanget CO₂ i NOK09 og potensiell reduksjon av CO₂-utslipp i tonn/time.

Kostnadsestimeringen utvides til også å inkludere industri- og stedsspesifikke forhold for industrianleggene Esso Slagentangen, Hydro Aluminium Sunndal, Ineos Rafnes, Norcem Brevik, StatoilHydro Tjeldbergodden og Yara Porsgrunn. Disse forhold omfatter behov for kanaler og rør, sjøvannsanlegg, separat energiverk med mer. CO₂-fangsten inkluderer CO₂-bidraget fra energiproduksjonen. Med industri- og stedsspesifikke forhold inkludert øker investeringskostnadene betydelig; fra 46 til 96 % sammenlignet med generiske beregninger. Tilsvarende sammenligning viser at driftskostnadene øker opptil 14 %. Investeringskostnadene øker fordi energiverk, sjøvannsanlegg og forbehandling av røykgassen inkluderes, samtidig blir absorpsjons- desorpsjons- og kompresjonsanlegget større grunnet CO₂-bidraget fra energiproduksjonen. Figur 2 viser at spesifikke fangstkostnader ligger mellom 430 og 620 NOK09 pr. tonn CO₂. Dette er noe lavere tall sammenlignet med de generiske fangstkostnadene der en ser bort fra CO₂ knyttet til energiverket for fangstanlegget. Årsaken til dette resultatet skyldes at fanget CO₂ mengde med industri- og stedsspesifikke forhold er vesentlig høyere siden CO₂ fra energiverket her er inkludert. Beregnes spesifikke CO₂ kostnader basert på unngått CO₂ (dagens utslipp - utslipp etter fangst med industri- og stedsspesifikke forhold) vil tallene øke med ca. 30 %. Forskjellene mellom industrianleggene er jevnet noe ut i forhold til generisk fangst, men fortsatt er det slik at Yara Porsgrunn har lavest kostnad. Norcem Brevik ligger imidlertid nå på samme nivå som for Yara. StatoilHydro Tjeldbergodden viser nå høyest kostnad, med Hydro Aluminium Sunndal og Esso Slagentangen på omtrent samme nivå.

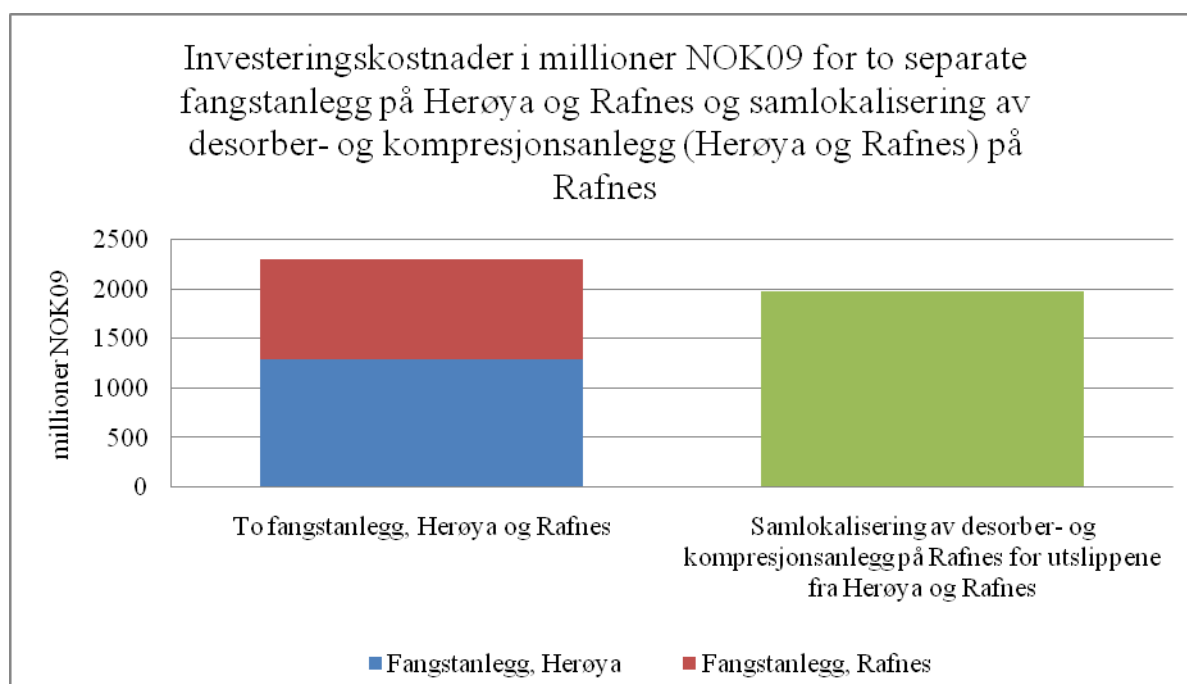
Figur 2 viser også den potensielle reduksjonen i CO₂-utslipp totalt og fordelt på de seks industrianleggene. Ved å inkludere andelen som fanges fra energiproduksjonen vil utslippet fra de seks anleggene kunne reduseres med ca. 523 tonn/time eller ca. 4,18 millioner tonn i året (forutsatt 8 000 timers driftstid). Til sammenligning slipper de seks industrianleggene ut ca. 450 tonn CO₂/time uten fangst.



Figur 2. Kostnader pr. tonn fanget CO₂ i NOK09 inkludert industri-og stedsspesifikke faktorer og potensiell reduksjon av CO₂-utslipp i tonn/time.

De drivende elementene for kostnadene er røykgassmengden og CO₂-mengden. De vil i varierende grad påvirke de ulike enhetene i fangstprosessen. Røykgassmengden påvirker diameteren til direktekontaktkjøleren og absorpsjonskolonnen, mens CO₂-mengden vil i mindre grad påvirke høyden. Desorber- og kompresjonsanlegget vil påvirkes av CO₂-mengden.

Grenlandsområdet er valgt for å se på samlokaliseringmuligheter. Her inngår bedriftene Ineos Rafnes, Norcem Brevik og Yara Porsgrunn. Når store punktkilder er samlet innenfor et begrenset geografisk område slik som i dette tilfellet, finnes det flere muligheter for samlokaliseringsgevinster. Av de undersøkte alternativene, er det ingen som peker seg klart ut som spesielt fordelaktig. Figur 3 viser en sammenligning av investeringskostnadene i millioner NOK09 for to separate fangstanlegg på Herøya og Rafnes, og samlokalisering av desorber- og kompresjonsanlegg på Rafnes for utslippene fra Herøya og Rafnes. Samlokaliseringsalternativet forutsetter separate absorberanlegg. Denne kombinasjonen ser ut til å ha det største potensialet med en mulig besparelse på 320 millioner NOK09. Kombinasjonen omfatter kun fangst fra Yara Herøya og Ineos Rafnes. Norcem Brevik er ikke inkludert siden det her produseres CO₂-mengder som ligger opp mot den mengden et fangstanlegg kan håndtere.



Figur 3. Sammenligning av investeringskostnadene i millioner NOK09 for to separate fangstanlegg på Herøya og Rafnes, og samlokalisering av desorber- og kompresjonsanlegg (Herøya og Rafnes) på Rafnes.

1.4 Faglige, metodiske og innholdsmessige avgrensninger?

Valg av industribedrifter er gjort med tanke på at ulike bransjer, geografiske områder og bedrifter skal inkluderes. Ved dette oppnås at man dekker utslipp av ulik størrelse, sammensetning og konsentrasjon, og som kommer fra en rekke ulike industriprosesser. Forutsetninger for kostnadsestimatene og deres omfang er beskrevet detaljert i kapittel 4.

Anvendelse av kjent, aminbasert CO₂-fangstteknologi på røykgasser fra disse industribedrifter er imidlertid ny og innebærer tekniske usikkerhetsfaktorer. Dette gjelder for eksempel effekt av røykgassens sammensetning, inklusive sporkomponenter, på fangstanleggets effektivitet og regularitet. Selv om en i denne studien har estimert kostnadseffekten på grunn av industri- og steds spesifikke forhold som SO_x- og NO_x-innhold i røykgassen, behov for energiverk til dampproduksjon, kjølevannsbetehov etc., vil en ikke få med alle forhold som vil påvirke de totale kostnadene. Tilsvarende har en ikke erfaring med hvordan et CO₂-fangstanlegg driftsmessig vil innvirke på de enkelte industriprosessene. Dette vil stille krav til prosessutstyr, instrumentering og reguleringsutstyr som ikke er inkludert i denne studien.

Denne studien forsøker å ta hensyn til lokale, steds spesifikke forhold som påvirker anleggs- og byggekostnadene for industrianlegg, ved å benytte estimerte stedsspesifikk kostnadsfaktorer som beskrevet i kapittel 6.2. På denne måten har en forsøkt å få med de forholdene som erfaringsmessig er viktige, men en må også forvente at modellen er ufullstendig og ikke fanger opp alle relevante faktorer.

Dette arbeidet er en tidligfase studie for å estimere CO₂-fangstkostnader basert på beregnede investerings- og driftskostnader med gitte prisforutsetninger og estimerings modeller. Erfaringsmessig vil en i denne typen studier underestimere investering og driftskostnader

sammenlignet med det en kommer frem til i en endelig investerings beslutning for prosjektet. For denne studien er det betydelige usikkerheter knyttet til forhold rundt endelig plassering av fangstanlegget inklusive energiverk for dampproduksjon, valg av traseer for rør- og røykgasskanaler, nødvendige tie-ins for hjelpesystemer, modifikasjoner og behov for forsterkninger i det eksisterende anlegget som vil føre til høyere kostnader når mer detaljerte studier gjennomføres. I tillegg er det en rekke andre forhold som beskrevet i kapittel 4 som må tas med for å komme frem til de endelige prosjektkostnadene for et CO₂-fangstanlegg.

Implementering av ny teknologi vil alltid ha en læringskurve som innebærer lavere kostnader ved bygging av anlegg nr. n sammenlignet med anlegg nr. 1. Denne studien baserer seg på anlegg nr. "10" slik at en kan dra nytte av en modningsgrad av teknologien. Det er derfor ikke mulig å bygge et CO₂-fangstanlegg for de estimerte investeringssummene gitt i denne studien i dag.

1.5 Hva inneholder publikasjonen?

Rapporten inneholder en generisk prosessbeskrivelse av et CO₂-fangstanlegg basert på MEA (monoetanolamin). Det er gjort beregninger i Aspen Hysys basert på røykgassdata som er stilt til disposisjon av de undersøkte fabrikkstedene. Alle fabrikksteds spesifike data er enten offentlig tilgjengelig eller de har framkommet etter forespørsel til fabrikkstedene.

Kostnadsestimeringer er gjort etter faktorestimeringsmetode. Kostnadene knyttet til de ulike anleggene er estimert på basis av valgte forutsetninger gitt i kapittel 5 og 6.

Rapporten inneholder tabeller og figurer som viser kostnadsdata, samt kart for å vise lokalisering av fabrikksteder. I tillegg presenteres relevante prosessflytskjema og andre illustrasjoner. Sensitivitetsvurderinger av viktige kostnadsparametre er illustrert gjennom diagrammer.

1.6 Hvem står bak?

Arbeidet er utført av Telemark Teknisk Industrielle Utviklingssenter (Tel-Tek), avd. GassTEK på oppdrag fra SFT.

1.7 Datainnsamling og bidrag fra industribedriftene

Data fra de ulike industrianleggene er samlet inn gjennom kontakt med personer med kjennskap til industrianlegget via telefon og e-post.

På grunn av tidsfaktoren har det vært begrenset dialog med representanter fra industrianleggene utover innsamlingen av data. Alle beregninger og analyser er utført av Tel-Tek.

2. Introduksjon

2.1 Bakgrunn

Denne rapporten inngår i utredningsarbeidet om klimatiltak og virkemidler som SFT sammen med blant annet OD, NVE, SSB og Vegdirektoratet har fått av Miljøverndepartementet. Arbeidet skal danne et grunnlagsmateriale for Regjeringen til dens vurdering av klimapolitikken og forslag til nye virkemidler som skal legges frem for Stortinget i 2010.

Som en del av dette arbeidet inngår det en vurdering av i hvilken grad fangst og lagring av CO₂-utslipp fra ulike industrikilder vil kunne bidra til at Norge kan oppfylle sine klimamål. I januar 2009 utlyste SFT et oppdrag om utredning av CO₂-fangst av utslipp fra industrianlegg. Telemark Tekniske Industrielle Utviklingssenter (Tel-Tek), avd. GassTEK fikk i oppdrag av SFT og utføre dette arbeidet. Prosjektet er en videreføring av resultatet i rapporten ”Kostnadsestimering av CO₂-håndtering” [1] utført av SINTEF i juni 2008 hvor det ble beregnet kostnader for fangst av CO₂ fra ni ulike industrikilder i Norge. I rapporten ble det sett på hvordan kostnadsbildet for fangstanlegget påvirkes av røykgassens CO₂-konstentrasjon, røykgassvolum, temperatur, trykk og sammensetning.

2.2 Formål

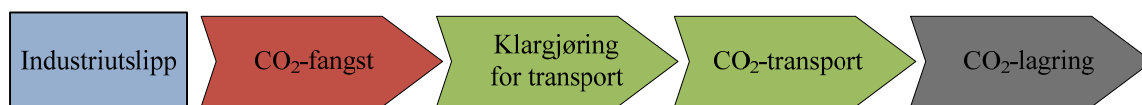
Formålet med prosjektet er å foreta en kostnadsvurdering av CO₂-fangst av utslipp fra industrianlegg for å kunne vurdere om dette kan bidra til å få ned Norges klimautslipp.

Hovedfokuset i prosjektet er å vurdere tilleggskostnader for industri- og stedsspesifikke forhold og å undersøke mulighetene for samlokalisering. Rapporten omfatter følgende;

- Kostnadsestimat for CO₂-fangstanlegg for et utvalg av industrianlegg i Norge.
 - Kostnadsestimat for CO₂-fangstanlegg for et utvalg industrianlegg uten å ta hensyn til industri- og stedsspesifikke forhold (= generisk fangstanlegg).
 - Kostnadsestimat av et mindre utvalg industrianlegg hvor det i beregningene av CO₂-fangstanlegget tas hensyn til industri- og stedsspesifikke forhold.
- Potensielle kostnadsgevinster ved samlokalisering av CO₂-fangstanlegg i et industri-kluster.

2.3 Avgrensning

Figur 4 viser en illustrasjon over hovedelementene i CO₂-verdikjeden. Målet er sikker lagring av CO₂, for å nå dette må hvert steg gjennomføres. Denne rapporten omhandler kostnader knyttet til fangst fra industriutslipp i Norge og er en tidligfase studie. Av teknologiene som er aktuelle for CO₂-fangst er det post-combustion teknologi med aminabsorbent som er lagt som grunnlag for kostnadsestimeringen. Detaljert informasjon om denne teknologien finnes i kapittel 3.



Figur 4. CO₂-verdikjeden.

2.3.1 Valg av industrianlegg

Kostnadene knyttet til generisk CO₂-fangst fra ni av Norges industriutslipp er beregnet. De ni valgte industrianleggene er; Elkem Thamshavn, Esso Slagentangen, Hydro Aluminium Sunndal, Ineos Rafnes, Norcem Brevik, Norske Skog Saugbrugs Halden, StatoilHydro Melkøya, StatoilHydro Tjeldbergodden og Yara Porsgrunn.

Av disse utvides beregningene for Esso Slagentangen, Hydro Aluminium Sunndal, Ineos Rafnes, Norcem Brevik, StatoilHydro Tjeldbergodden og Yara Porsgrunn ved å inkludere industri- og stedsspesifikke faktorer.

Industribedriftene i Grenlandsområdet, Ineos Rafnes, Norcem Brevik og Yara Porsgrunn brukes som eksempel for å se på samlokalisering muligheter av ulike aspekter innen CO₂-fangst.

Industrianleggenes plassering i Norge er vist i figur 5.



Figur 5. Industrianleggenes plassering i Norge.

2.4 Type industri og CO₂-utslipp

Nedenfor er det gitt en oversikt over de ni anleggene og deres omtrentlige årlige CO₂-utslipp forutsatt 8 000 timers driftstid pr. år. Det er viktig å merke at driftstiden vil variere fra prosess til prosess.

Elkem Thamshavn	Smelteverk	220 000 tonn CO ₂ /år
Esso Slagentangen	Raffineri	330 000 tonn CO ₂ /år
Hydro Aluminium Sunndal	Primæraluminium	560 000 tonn CO ₂ /år
Ineos Rafnes	Petrokjemi (basisprodukter)	540 000 tonn CO ₂ /år
Norcem Brevik	Sementproduksjon	1 000 000 tonn CO ₂ /år
Norske Skog Saugbrugs Halden	Papirproduksjon	580 000 tonn CO ₂ /år
StatoilHydro Melkøya	LNG-produksjon	810 000 tonn CO ₂ /år
StatoilHydro Tjeldbergodden	LNG- og metanolproduksjon	310 000 tonn CO ₂ /år
Yara Porsgrunn	Ammoniakk- og gjødselproduksjon	880 000 tonn CO ₂ /år

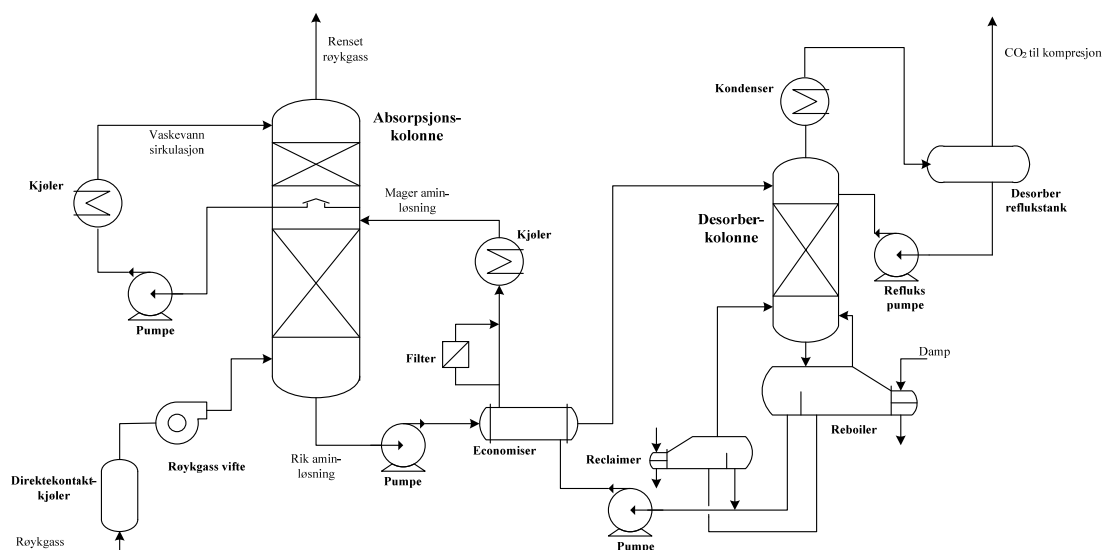
3. CO₂-fangst fra industrianlegg

3.1 Generelt om CO₂-fangst

Det finnes i hovedsak tre CO₂-fangst teknologier; pre-combustion, post-combustion og oxy-fuel. For eksisterende industriutslipp er det post-combustion teknologien som er mest aktuell. Denne teknologien vil ikke påvirke den CO₂-produserende prosessen, da bare røykgassen går videre til fangstanlegget. Implementering av pre-combustion eller oxy-fuel kan føre til store endringer i det eksisterende anlegget og er derfor ikke egnet. Post-combustion prosessen er også den fangstmetoden som har kommet lengst i teknologiutviklingen.

3.2 Beskrivelse av valgt CO₂-fangstteknologi

CO₂-fangstteknologien som er valgt for fangst fra industriutslipp, er post-combustion. Denne er som nevnt over, egnet for etterinstallasjon på eksisterende anlegg og vil i begrenset grad påvirke industrianlegget. Post-combustion prosessen brukt i denne rapporten er basert på prosessen beskrevet i Choi et.al., Nexant, i forbindelse med Carbon Capture Project (CCP) [2]. Dette er en nyere versjon av Econamine FG prosessen, beskrevet i Mariz (Flour Daniels Inc.) fra 1998 [3], og er en typisk, regenererbar alkanolamin-prosess. En skisse av et typisk post-combustion CO₂-fangstanlegg er vist i figur 6.



Figur 6. En skisse av et post-combustion CO₂-fangstanlegg.

En detaljert beskrivelse av CO₂-fangstprosessen er gitt i vedlegg A. Der er også et CO₂-fangsteksempel gitt. Prosessen er simulert i Aspen Hysys.

Simuleringen i vedlegg A er basert på valgte tall og forutsetninger. De viktigste forutsetningene for prosessen, simulert i vedlegg A, er at det skal fanges 60 tCO₂/h eller knapt 500 ktonn/år, og med en mengde på 69,77 tCO₂/h inn på fangstanlegget gir dette en fangstgrad på 86 %. Røykgassen inneholder 3,98 mol% CO₂ og kjøles ned til 47 °C før den går inn på fangstanlegget. Absorbentløsning er 30.02 vekt% monoetanolamin (MEA) i vann,

tilsatsstoffer som brukes i praksis er ikke tatt med i prosessberegningene. Denne prosessen danner grunnlaget for beregninger av de aktuelle industrianleggene senere i rapporten.

3.3 Viktige faktorer

Det er flere faktorer som har stor betydning for utformingen av et CO₂-fangstanlegg. Disse er beskrevet i mer detalj senere i dette kapitlet. Flere av disse vil sjeldent være et problem ved fangst av CO₂ fra gasskraftverk, men må vurderes nøye ved fangst fra industriutslipp. Grunnen til dette er at når fangstanlegget etterinstalleres, vil brenslet og råstoffet som benyttes i den CO₂-produserende prosessen bidra til å komplisere fangsten.

3.3.1 NO_x, SO_x og støv

Røykgasser med relativt høye verdier av NO_x, SO_x og støv må forbehandles før de går inn på CO₂-fangstanlegget. NO₂, SO₂ and SO₃ vil reagere irreversibelt med MEA, dette gir tap av MEA og dannelse av aminavfall. NO vil derimot ikke reagere med amin, og vil passere ut gjennom CO₂-fangstanlegget. En tommelfingerregel er at ca 10 % av NO_x-mengden fra en røykgass utgjøres av NO₂. Støv kan gi avsetninger og blokkeringer i fangstanlegget og forårsake skumdannelse.

Eventuelle økte kostnader som følge av disse forurensningene må avveies mot kostnadene for forbehandling av røykgassen. Det finnes veiledende verdier for konsentrasjon av disse komponentene i røykgassen:

- 100 ppm NO_x (dette tilsvarer ca. 10 ppm NO₂)
- 5 ppm SO_x
- 10 mg/Nm³ støv

Merk at disse verdiene kun er veiledende og må beregnes for hvert industrianlegg. Dette skyldes at det finnes flere renseteknologier samtidig som lokale faktorer vil spille inn. Det finnes en del informasjon i publiserte artikler om dette, som for eksempel Kwong et. al fra 1991 [4], Chapel et. al. fra 1999 [5] og Simmonds et. al. fra 2008 [6].

Selektiv katalytisk reduksjon, SCR (selective catalytic reduction), er en metode for å omdanne NO_x ved hjelp av en katalysator til N₂ og vann. Typiske reduksjonsmidler er for eksempel urea og ammoniakk. Rensegraden ligger mellom 85 og 95 %. For mer informasjon om NO_x-reduserende tiltak, se Rashidzadeh fra 2004 [7].

Når SO_x kommer i kontakt med sjøvann skjer det en reaksjon mellom SO_x og kalken i sjøvannet. SO_x nøytraliseres og det dannes sulfat. I en sjøvannsscrubber kan en rensegrad på over 95 % oppnås. Ved denne renseteometoden vil også det meste av støvet kunne fjernes.

De overnevnte verdiene er veiledende og det er nødvendig å vurdere disse for hvert industrianlegg slik at det med større sikkerhet kan sies at det lønner seg å investere i renseanlegg. Kostnadene med å bygge renseanlegg må veies opp mot kostnader knyttet til tap av MEA. I tillegg til at tapt MEA må erstattes, dannes det også mer aminavfall som må behandles på en forsvarlig måte. Aminavfall er klassifisert som farlig avfall og må behandles deretter.

Grenseverdier for SO_x og NO_x er beskrevet i kapittel 6.5.

3.3.2 Energibehov

Post-combustion teknologien er energikrevende. CO₂-fangst foregår ved atmosfæretrykk og partialtrykket til CO₂ i røykgassen vil være lavt, noe som krever en sterk kjemisk binding av CO₂. For å frigjøre CO₂ igjen må denne bindingen brytes, noe som krever store mengder energi i form av damp. Samtidig som CO₂ frigjøres, blir MEA regenerert og kan dermed gjenbrukes i absorpsjonskolonnen. Ved CO₂-fangst fra et gasskraftverk vil det kunne hentes ut energi fra lavtrykkdelen i dampsystemet. Dette vil selvfølgelig ha konsekvenser for effektiviteten til kraftverket, men fordelene er at det ikke er nødvendig å bygge et eksternt energiverk. I mange tilfeller vil det være lite eller ingen overskuddsdamp tilgjengelig i forbindelse med fangst fra industrianlegg, og dersom det heller ikke finnes lokal spillvarme som kan konverteres til damp, er alternativet å bygge et separat energiverk.

Dersom det er nødvendig å bygge et separat energiverk for å dekke dampbehovet, finnes det flere alternativer. Disse er energiverk fyrt på:

1. Biobrensel. Forbrenning av biomasse genererer mye CO₂. I utgangspunktet er biobrensel CO₂ - nøytralt, men fangst av denne kan allikevel være aktuell og dette bør fangstanlegget dimensjoneres for. Ulempen er at det kreves betydelige mengder biomasse som samtidig må ha forutsigbar leveringssikkerhet.
2. Kull. Forbrenning av kull produserer store mengder CO₂. Tidligere studier viser at fangstanlegget blir uforholdsmessig stort grunnet det store bidraget fra energiverket.
3. Gass. Dette er trolig den mest optimale løsningen fordi tilleggsmengden CO₂ som genereres blir mindre enn for andre brenslers. I områder hvor det ikke er naturgass i rør tilgjengelig kan det brukes med LNG (liquified natural gas).
4. Elektrisitet. Kan være aktuelt, men el-produksjonsmetoden bør synliggjøres.

3.3.3 CO₂-fangstanleggets størrelse

CO₂-konsentrasjonen i røykgassen varierer med kilden. Typisk kan røykgassen fra en sementfabrikk inneholde mer enn 20 vol% CO₂, fra et kullkraftverk mellom 12 og 14 vol%, og mindre enn 4 vol% fra et gasskraftverk (NGCC, Natural Gas Combined Cycle). Størrelsen på komponentene som inngår i fangstanlegget er avhengig av både røykgassmengden og dens CO₂-konsentrasjon.

Veiledende maksimale verdier for et utvalg komponenter:

- absorberanlegg, 2 millioner Nm³/time røykgass (80 °C)
- desorberanlegg, 250 tonn/time CO₂
- kompresjonsanlegg, 125 tonn/time CO₂

For kapasiteter over dette er det nødvendig å bygge to anlegg istedenfor ett.

3.3.4 CO₂-kvalitet

Etter at CO₂ frigjøres fra MEA kan den behandles videre avhengig av lagrings/transport-metode. I denne rapporten er betingelsene satt til 70 bar og 20 °C. CO₂-gassen skal leveres tørr. Det finnes flere mulige tørkemetoder; molsieve-, silicagel- eller glycol-anlegg.

3.3.5 Utslippspunkter

Et vanlig problem for industriutslipp er at utslippspunktene ofte kan være spredt på industriområdet. Dette gir utfordringer da utslippene bør samles og sendes til det samme fangstanlegget.

For mange eksisterende anlegg kan det også være vanskelig å finne en egnet plass til CO₂-fangstanlegget i nærhetene av utslippspunktene. Lange røykgasskanaler vil være plasskrevende og kostnadene knyttet til dette kan være betydelige.

3.3.6 Arealbehov

Det å finne et egnet sted å bygge et CO₂-fangstanlegg kan by på utfordringer, og da spesielt når det skal knyttes opp mot eksisterende industriprosesser. På mange industriområder har eksisterende areal allerede høy utnyttelsesgrad slik at et nytt anlegg av større dimensjoner kan være problematisk å finne egnede tomtearealer til. Dessuten vil nødvendige tie-ins, rørtraseer og røykgasskanaler fra CO₂-fangstanlegget kreve plass som ofte vil innebære modifikasjoner i eksisterende rørgater og hjelpesystemer. Dette kan medføre betydelige kostnader som det er vanskelig å estimere uten å gjennomføre detaljerte studier for hvert enkelt industrianlegg.

4. Beskrivelse av kostnadsestimeringsmetoden

Beregningene inkluderer et rent generisk CO₂-fangstanlegg, et CO₂-fangstanlegg med industri- og stedsspesifikke faktorer og samlokaliserings muligheter for CO₂-fangst i et industri-kluster.

Alle kostnadsestimatene er utført ved hjelp av faktorestimeringsmetoden. Metoden er beskrevet i de neste delkapitlene.

4.1 Investeringskostnader, Capex

Kostnadsestimeringen er utført ved hjelp av faktorestimeringsmetoden og er basert på data fra Eurostat. Eurostat er den europeiske statistikkorganisasjonen knyttet til EU. Dataene er basert på generelt prosessutstyr.

Levetiden er 25 år med 7,5 % rente.¹

Dimensjonering av utstyr og antall parallelle enheter på bakgrunn av røykgassmengde og sammensetning. Det generiske fangstanlegget består av følgende enheter:

- Absorberanlegg
- Desorberanlegg
- Kompresjon og tørking

For fangstanlegg hvor industri- og stedsspesifikke faktorer inkluderes, inngår i tillegg:

- SO_x-renseanlegg
- NO_x-renseanlegg
- Energiverk
- Kjølevannsforsyning (sjøvannsanlegg)

Utstyrskostnadene beregnes ved hjelp av Aspen Icarus Project Manager. For mer om dette verktøyet, se [8].

Installasjonsfaktor for hvert utstyr beregnes som funksjon av:

- Industristedets krav til
 - o Grunnarbeider
 - o Bygninger
 - o Elektriske installasjoner
 - o Styringsfilosofi
 - o Rør og isolasjon
- Utstyrsmateriale
- Type utstyr
- Utstyrsstørrelse og pris

Installasjonsfaktoren inneholder alle direkte og indirekte kostnader inkludert forventet tillegg på 20 %. Dette består av kostnader som erfaring tilsier vil komme, men som ikke er kartlagt

¹ I Klimakur 2020 brukes byggetid på 1 år og levetid på 25 år, og 5 % rente.

pga. manglede detaljeringsgrad. Det totale kostnadsestimatet settes opp som en sum av utstyrskostnader ganget med installasjonsfaktorene.

I tidligfasestudier er den viktigste årsaken til underestimering omfanget. Omfanget og detaljeringsgraden er begrenset. Det generelle omfanget i disse beregningene både for generisk anlegg og fangst inkludert industri- og stedsspesifikke faktorer er som følger:

- Det er forutsatt at anlegget bygges i tilknytning til eksisterende anlegg og at alle hjelpefunksjoner med unntak av dampgenerering og sjøvannstilførsel har tilstrekkelig kapasitet til å forsyne fangstanlegget.
- Det forutsettes at eksisterende driftsorganisasjon og eksisterende kontrollrom betjener det nye anlegget (med forsterkning på en skiftpost og en ingeniør).
- Det er forutsatt at anlegget er anlegg nr. "ti", dvs. at teknologien er moden og at det finnes flere leverandører. Teknologiutvikling er ikke hensyntatt.

Erfaringsmessig har et investeringsestimat utført ved hjelp av faktorestimeringsmetode en usikkerhet på +/-35 % dersom omfanget er korrekt. (80 % konfidensintervall)

4.2 Driftskostnader, Opex

Driftskostnadene er beregnet slik:

1. Beregne strømmer inn og ut fra anlegget (pr. time).
2. Beregne årlige kostnader ved hjelp av standard prislister.

Det er forutsatt 8 000 timers driftstid pr. år. Prislister og forbrukstall benyttet i de aktuelle beregningene er gitt i tabell 1 og 2.

Tabell 1. Prislister i NOK09 benyttet i beregninger av driftskostnader.

Elektrisk kraft	0,5 NOK/kWh
Naturgass	1,5 NOK/Sm ³
Damppris	100 NOK/tonn
Kjølevann (sjøvann)	0,225 NOK/tonn
MEA (100 %)	15,6 NOK/kg
Avfallsbehandling av amin	3 NOK/kg
Ammoniakk	6 NOK/kg
Personellkostnader operatør	600 000 NOK/år
Personellkostnader ingeniør	1 000 000 NOK/år
Aktivt kull	50 NOK/kg
Inhibitor	50 NOK/kg
Kaustisk soda	5 NOK/kg
Katalysator	200 000 NOK/m ³

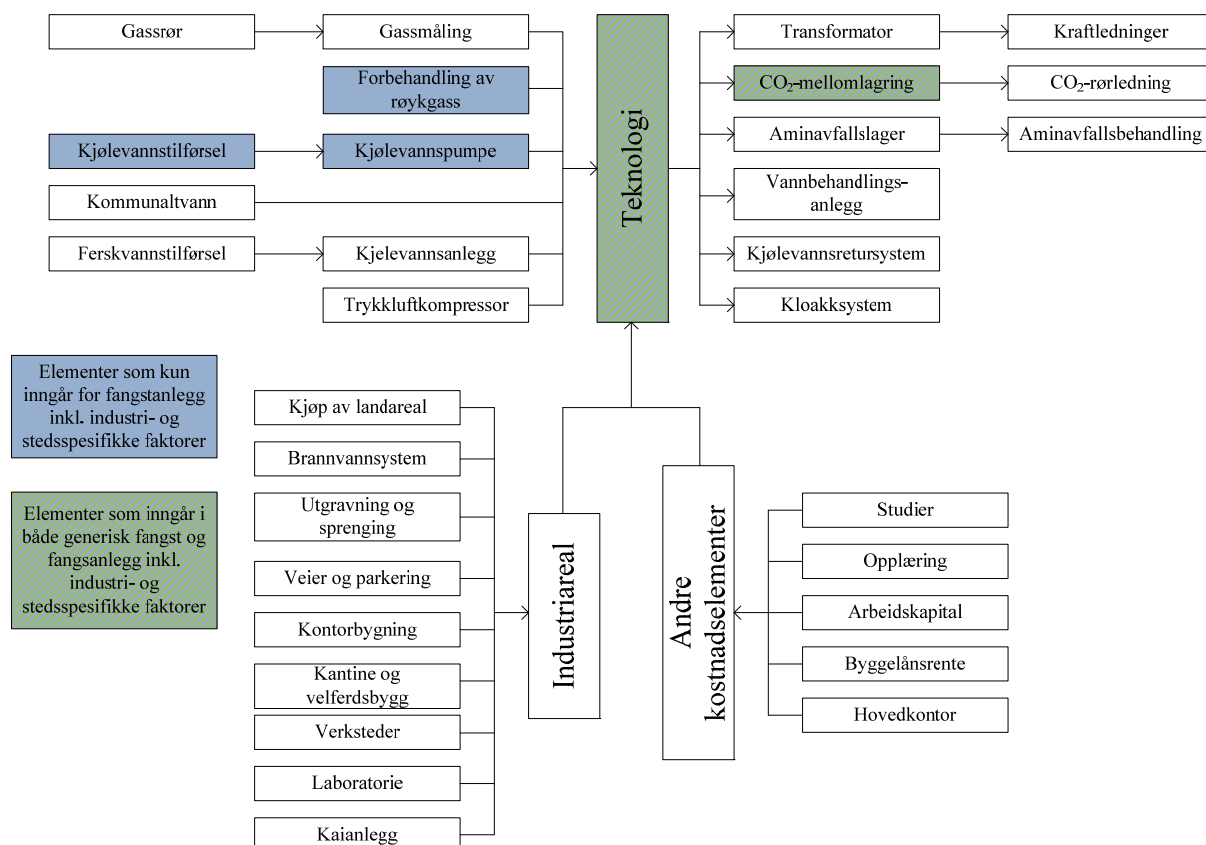
Tabell 2. Forbrukstall benyttet i beregninger av driftskostnader.

Elektrisk kraft uten energiverk			
	Vifte	kW/Nm ³	0,0033
	Kompressor	kW/tonn CO ₂	88,0
	Annet fangstanlegg	kW/tonn CO ₂	19,7
	SO _x renseanlegg	kW/Nm ³	1,62866E-05
	NO _x renseanlegg	kW/Nm ³	9,28571E-05
Elektrisk kraft med energiverk			
	Vifte	kW/Nm ³	0,0
	Kompressor	kW/tonn CO ₂	0,0
	Annet	kW/tonn CO ₂	19,7
	SO _x renseanlegg	kW/Nm ³	1,62866E-05
	NO _x renseanlegg	kW/Nm ³	9,28571E-05
Elektrisk kraft kjølevannsforsyning		kW/tonn CO ₂	28
Naturgassforbruk ved energiverk			
	Absorbervifte	Sm ³ /Nm ³	0,00034202
	Kompressor	Sm ³ /tonn CO ₂	10,51
	Desorber	Sm ³ /tonn CO ₂	117,86
Dampforbruk		Tonn/tonn CO ₂	2
Kjølevannsforsyning		m ³ /tonn CO ₂	97,25
MEA forbruk			
	Generelt	kg/tonn CO ₂	1,6
	Forbruk pr. ppm SO _x	kg/Nm ³ avgass	0,00000542
	Forbruk pr. ppm NO _x	kg/Nm ³ avgass	0,000000542
Destruksjon		kg/kg MEA	2
Inhibitors		kg/kg MEA	0,06
Aktivt kull		kg/kg MEA	0,04
Kaustisk soda		kg/kg MEA	0,08
Ammoniakk (NO_x-rensing)		kg/Nm ³	0,00025
Katalysator (NO_x-rensing)		m ³ /Nm ³	2,14286E-05
Levetid katalysator (NO_x-rensing)		år	4
Vedlikehold		% av investert kapital	4 %

4.3 Omfang av kostnadsestimering

Den viktigste årsaken til at det er forskjeller mellom ulike estimater skyldes ofte at det er forskjeller i definert omfang. Figur 7 viser elementer som inngår i en fullstendig utredning

ved bygging av et CO₂-fangstanlegg og som vil ha betydning for kostnadene knyttet til dette. Hvert element har en kostnad knyttet til seg og ved å inkludere flere av disse vil kostnaden og nøyaktigheten på estimatet øke. I dette prosjektet er det i hovedsak teknologielementet, fangstanlegget, som er inkludert. På et eksisterende industrianlegg vil andre elementer som arealkjøp, kontorer med mer allerede være tilstede. En annen faktor som har betydning for totalkostnadene, er plasseringen av CO₂-fangstanlegget på industriområdet og da spesielt i forhold til skorsteinene/utslippspunktene. Dette krever detaljert kunnskap om industriområdet og inngår ikke i en tidligfase studie.



Figur 7. Elementer i en fullstendig utredning når et CO₂-fangstanlegg skal planlegges. De fargede boksene viser hva som er inkludert i kostnadsberegningene utført i denne rapporten.

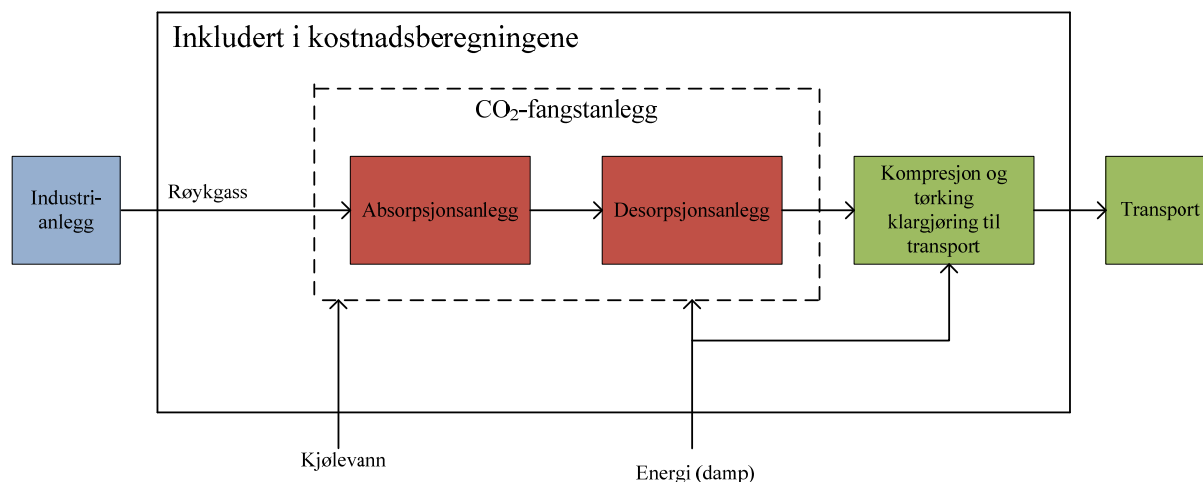
I teknologiboksen i figur 7 inngår alle enhetene som har med fangsten å gjøre, direktekontakt-kjøler, absorber, desorber, kompressorer, samt eventuell energiproduksjon.

I dette prosjektet er to kostnadsestimeringsomfang definert. Det første omfanget er generisk CO₂-fangst, fangstanlegget er dimensjonert kun ut fra industrianleggets røykgassmengde og CO₂-konsentrasjon. Det er ikke tatt hensyn til industri- og stedsspesifikke forhold. I disse beregningene er det kun selve fangstanlegget og etterfølgende CO₂-kompresjon som er inkludert, hjelpesystemer som energiverk og sjøvannsanlegg etc. er ikke med. For et generisk fangstanlegg gjelder følgende:

- Energibehovet til drift av fangstanlegget kjøpes. Energikostnader framkommer derfor bare som en driftskostnad. Dette betyr at det kun er den CO₂-mengden som industrianlegget produserer, som fanges i fangstanlegget. Den elektriske kraftens CO₂-fotavtrykk er ikke vurdert.
- Kjølevann kjøpes.

- Eventuelle rensing av røykgassen for uønskede komponenter er ikke inkludert.

Omfanget av beregningene for generisk CO₂-fangst er illustrert i figur 8.

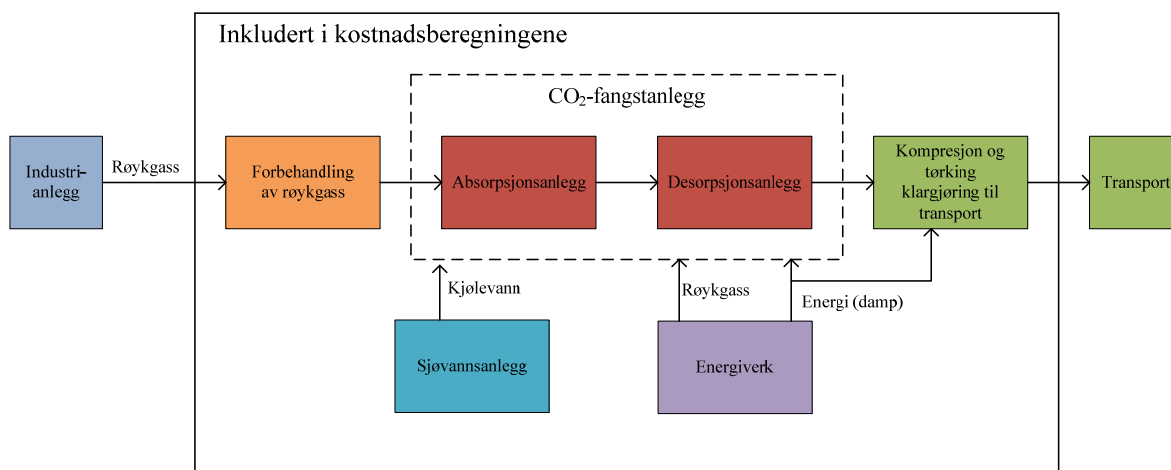


Figur 8. Illustrasjon av omfanget av kostnadsberegningene for generisk CO₂-fangst.

Det andre omfanget inkluderer i tillegg industri- og stedsspesifikke faktorer. Et mindre utvalg av industrianleggene som er beregnet generisk, kostnadsberegnes igjen ut i fra det nye omfanget. Disse er valgt med tanke på å oppnå god spredning med hensyn på geografisk plassering og type industri, slik at effekten av industri- og stedsspesifikke faktorer synliggjøres. Omfanget av beregningene er illustrert i figur 9. For dette omfanget inkluderes elementene som inngår i et generisk anlegg, i tillegg inngår følgende:

- Energiforsyning gjennom et gassfyrte energiverk.
- Forbehandling av røykgassen.
- Kjølevannsforsyning gjennom et sjøvannsanlegg.

Røykgassen fra energiverket renses også i CO₂-fangstanlegget.



Figur 9. Illustrasjon av omfanget av kostnadsberegningene hvor industri- og stedsspesifikke faktorer er inkludert.

Detaljert informasjon om forutsetningene for de forskjellige kostnadsestimeringene er gitt i de respektive kapitlene.

5. Kostnadsestimat for generisk CO₂-fangst fra industriutslipp

5.1 Forutsetninger

Det er utarbeidet et generisk CO₂-fangstanlegg, de viktigste aspektene ved dette er omtalt i kapittel 3 og detaljer finnes i vedlegg A. Den CO₂-fangstprosessen som er gitt i vedlegg A, modifiseres med røykgassdata fra de ulike industrianleggene (ni stk.) og fangstgraden settes til 85 %. Det er for det generiske anlegget ikke tatt hensyn til industri- og stedsspesifikke forhold. Røykgassmengde og CO₂-konsentrasjon vil variere avhengig av industrianlegg, og kostnader knyttet til bygging og drift av et generisk CO₂-fangstanlegg er estimert. En illustrasjon av omfanget er gitt i figur 8. Forutsetningene er som følger:

- Anlegget bygges i tilknytning til eksisterende industrianlegg, alle hjelpefunksjoner med unntak av dampgenerering og sjøvannstilførsel har tilstrekkelig kapasitet til å forsyne fangstanlegget.
- Eksisterende driftsorganisasjon og kontrollrom betjener det nye anlegget (med forsterkning på en skiftpost og en ingeniør).
- Anlegget er anlegg nr. "ti", dvs. at teknologien er moden og at det finnes flere leverandører (kapittel 10.1).
- Energibehovet knyttet til desorberanlegget dekkes av damp. For å fange 1 kg CO₂ trengs det 2 kg damp for regenerering av absorpsjonsmediet.
- Damp kjøpes. Eventuelle CO₂-utslipp knyttet til produksjon av denne inngår ikke.
- Sjøvannsanlegg for kjølevannstilførsel er ikke inkludert og dette kjøpes.
- Elektrisitet kjøpes fra lokal el-leverandør. Elektrisiteten dekker vifter, kompressorer og sirkulasjonspumper. Den elektriske kraftens CO₂-fotavtrykk er ikke vurdert.
- Kostnader knyttet til forbehandling (SO_x- og NO_x-rensing) av røykgassen er ikke inkludert.
- Avstanden mellom industriutslippet og fangstanlegget er ikke kjent. En 500 m røykgasskanal inkluderes som default.
- Det er ikke tatt hensyn til antall og lokalisering av utslippspunktene.
- "First fill" innebærer en 100 m rørledning fylt med MEA-løsning.
- Kjølevannskretsen fylles en gang med demineralisert vann, etterfylling er ikke inkludert.

5.2 Industrianlegg

Tabell 3 viser røykgassmengde i Nm³/h og CO₂-konsentrasjon i % for hvert av de ni valgte industrianleggene.

Tabell 3. Røykgassmengde og CO₂-konsentrasjon for industrianleggene.

Industrianlegg	Røykgassmengde, Nm ³ /h	CO ₂ -konsentrasjon, %
Elkem Thamshavn	290 000	4,88
Esso Slagentangen	183 333	11,58
Hydro Aluminium Sunndal	3 911 000	0,92
Ineos Rafnes	615 000	6,63
Norcem Brevik	297 000	21,59
Norske Skog Saugbrugs Halden	237 000	15,52
StatoilHydro Melkøya	1 330 428	3,91
StatoilHydro Tjeldbergodden	243 685	8,26
Yara Porsgrunn	500 000	9,17

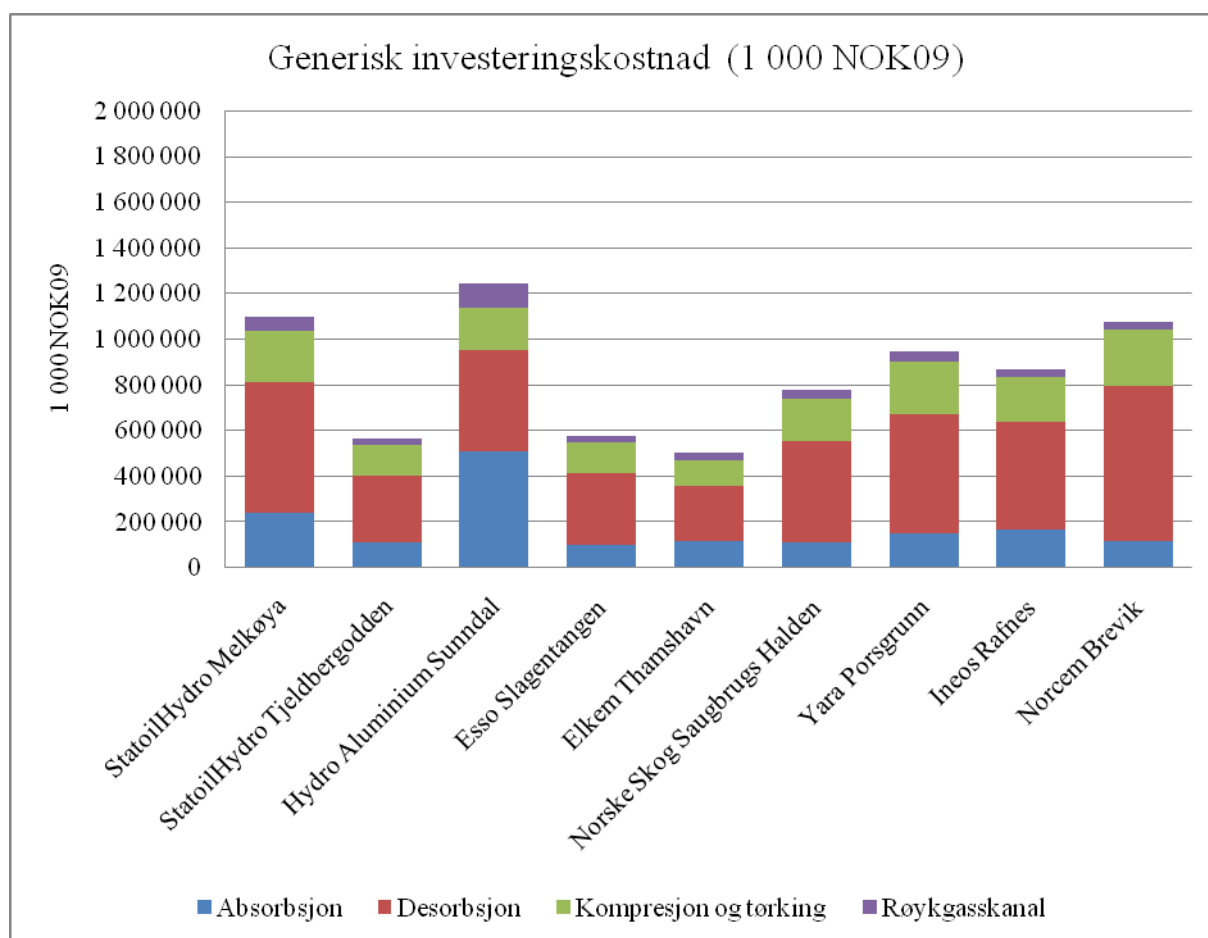
Tabellen viser at det er stor variasjon i røykgassmengde og CO₂-konsentrasjon for de valgte industrianleggene.

5.3 Resultat av kostnadsestimering, generisk CO₂-fangstanlegg

Kostnadsestimeringsmetoden er beskrevet i kapittel 4 og forutsetningene er gitt i kapittel 5.1.

5.3.1 Investerings- og driftskostnader

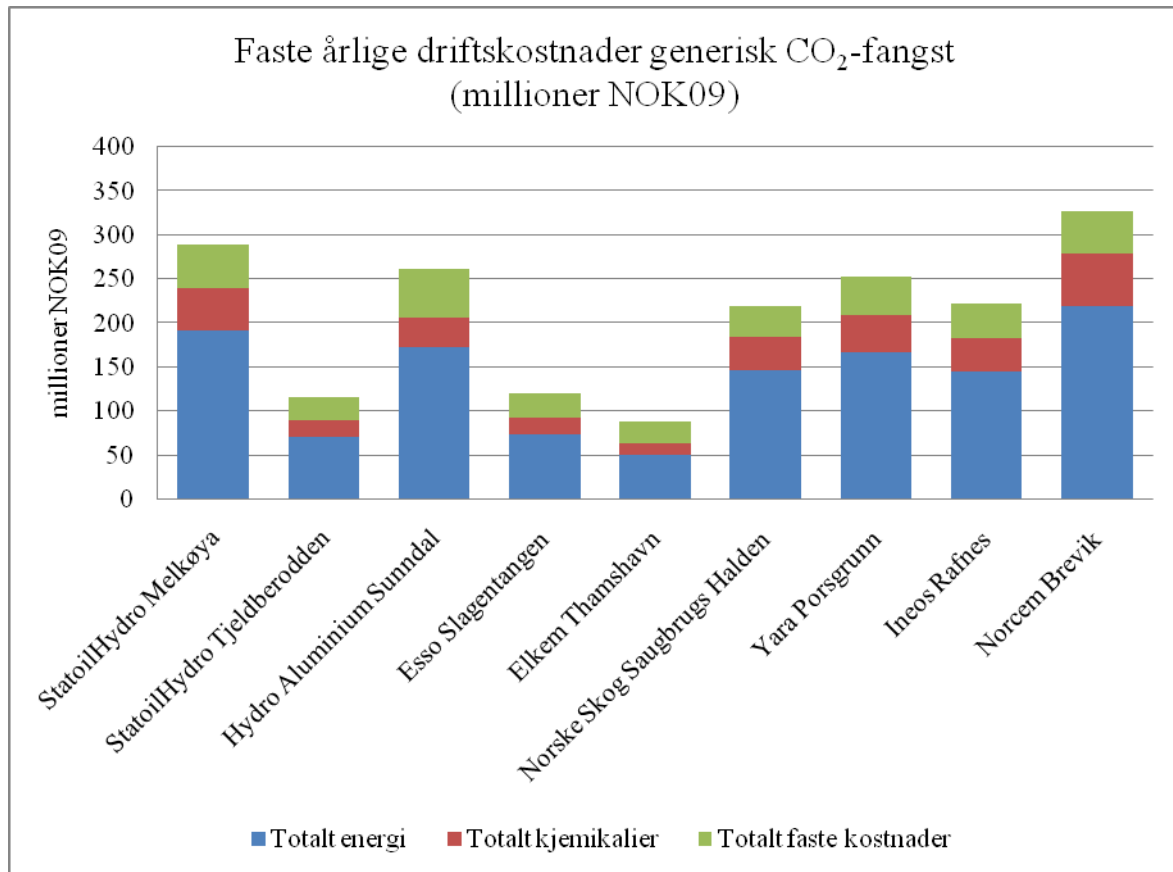
I figur 10 er investeringskostnaden i 1 000 NOK09 for et generisk CO₂-fangstanlegg for de ni valgte industrianleggene presentert grafisk, tallverdiene er gitt i tabell 4. Investeringskostnadene er fordelt på de viktigste enhetene og summert opp.



Figur 10. Investeringskostnad i 1 000 NOK09 for et generisk CO₂-fangstanlegg for ni industrianlegg.

CO₂-konsentrasjonen i røykgassen til Hydro Aluminium Sunndal er lav samtidig er røykgassmengden stor, noe som fører til et stort absorberanlegg og høy investeringskostnad for dette anlegget i forhold til de andre industrianleggene. Den store røykgassmengden har også betydning for størrelsen på røykgasskanalen. Det er ikke i denne rapporten gjort noen vurdering i forhold til å konsentrere opp CO₂ før fangstanlegget. Norcem Brevik har en høy CO₂-konsentrasjon i røykgassen og som en følge av dette blir desorberanlegget større. Yara Porsgrunn kommer gunstig ut grunnet en betydelig andel ren CO₂.

De årlige driftskostnadene i millioner NOK09 er vist grafisk i figur 11. I tabell 5 er de samme driftskostnadene vist i mer detalj.



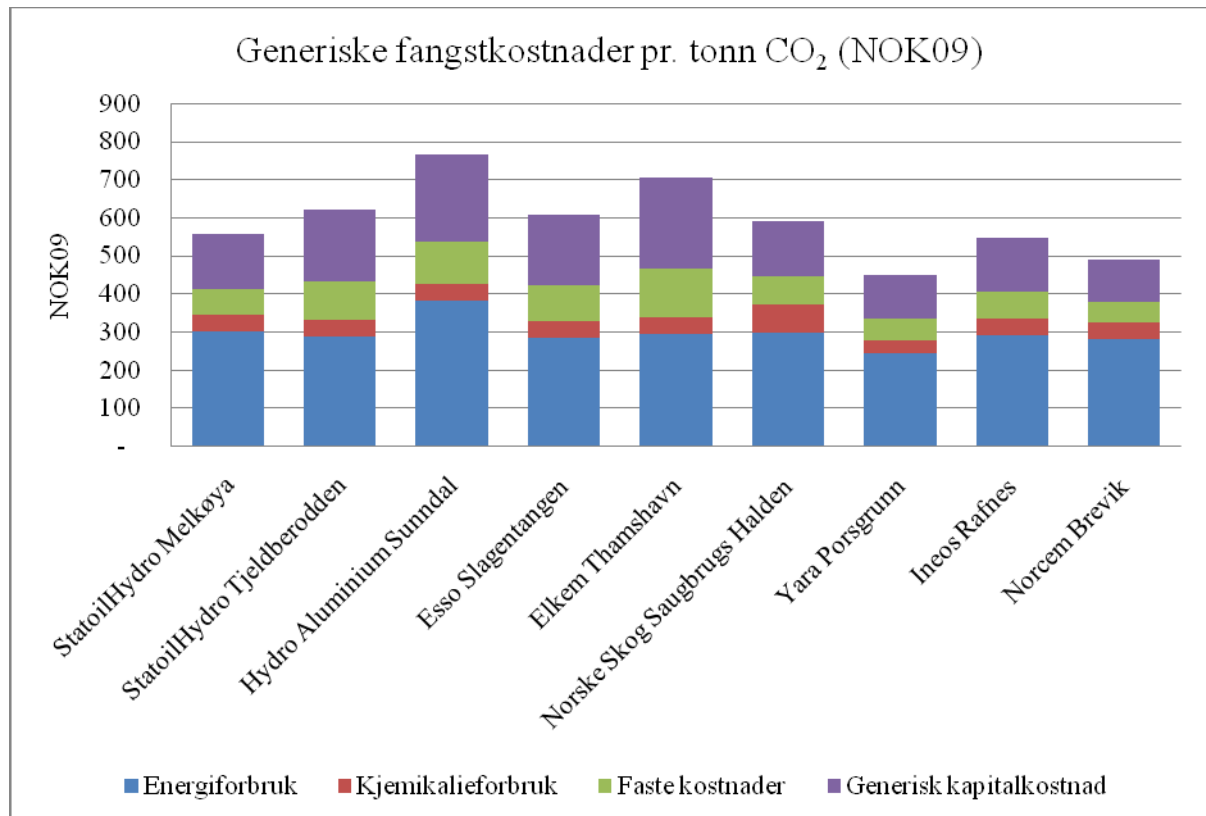
Figur 11. Årlige driftskostnader i millioner NOK09 for et generisk CO₂-fangstanlegg for de ni utvalgte industrianleggene.

Figur 11 viser årlige driftskostnader fordelt på faste kostnader, kjemikalier og energi. Energibehovet er den viktigste bidragsyteren til driftskostnadene. Energibehovet avhenger av CO₂-mengden. Yara Porsgrunn har en betydelig andel ren CO₂ som har betydning for driftskostnadene siden det kun er kompressorkostnader knyttet til denne. StatoilHydro Tjeldbergodden, Esso Slagentangen og Elkem Thamshavn er de anleggene med lavest CO₂-mengde og følgelig lavest driftskostnader.

Figur 12 viser fangstkostnader pr. tonn CO₂ i NOK09 og tallverdiene er gitt i tabell 6. Fangstkostnadene er fordelt på:

- faste kostnader
- kjemikalieforbruk
- generisk kapitalkostnad
- energiforbruk

Det er de to sistnevnte som gir størst utslag på fangstkostnadene.



Figur 12. Generiske fangstkostnader for de ni industrianleggene i NOK09 pr. tonn CO₂.

Figuren over viser at industrianlegg med høyest mengde CO₂ generelt gir lavest fangstkostnad pr. tonn CO₂. De industrianleggene med høyest årlige CO₂-utslipp er Norcem Brevik, Yara Porsgrunn og StatoilHydro Melkøya. Av disse er det Yara Porsgrunn som har den laveste fangstkostnaden pr. tonn CO₂, noe som altså skyldes andelen av ren CO₂.

Tabell 4. *Investeringskostnad i 1 000 NOK09 for et generisk CO₂-fangstanlegg for ni industrianlegg.*

	StatoilHydro Melkøya	StatoilHydro Tjeldbergodden	Hydro Aluminium Sunndal	Esso Slagentangen	Elkem Thamshavn	Norske Skog Saugbrugs Halden	Yara Porsgrunn*	Ineos Rafnes	Norcem Brevik
Absorpsjon	239 615	110 800	510 439	98 614	119 211	109 527	151 378	166 302	120 427
Desorpsjon	571 145	290 133	440 077	313 535	236 651	443 486	520 941	471 462	673 010
Kompresjon og tørking	223 130	135 557	184 286	139 358	113 000	185 917	231 101	196 237	249 552
Røykgasskanal	66 650	31 400	110 700	27 900	33 800	37 500	44 750	34 600	34 150
Sum generisk kostnad	1 100 540	567 889	1 245 501	579 407	502 662	776 430	948 170	868 601	1 077 140

*Den ene av CO₂-utslippene er ren CO₂, denne transporteres til kompressoren knyttet til fangstanlegget.

Tabell 5. *Årlige driftskostnader i millioner NOK09 for et generisk CO₂-fangstanlegg for de ni utvalgte industrianleggene, detaljert oversikt.*

	StatoilHydro Melkøya	StatoilHydro Tjeldbergodden	Hydro Aluminium Sunndal	Esso Slagentangen	Elkem Thamshavn	Norske Skog Saugbrugs Halden	Yara Porsgrunn	Ineos Rafnes	Norcem Brevik
Elektrisk kraft *	55,4	17,9	77,9	17,9	14,1	34,2	46,7	37,8	50,6
Dampforbruk	136,8	53,0	95,3	55,9	37,3	112,6	120,7	107,3	168,9
Totalt energi	192,2	70,9	173,2	73,8	51,4	146,9	167,5	145,1	219,5
Totalt kjemikalier**	48,2	18,7	33,5	19,7	13,1	37,6	42,5	37,8	59,5
Vedlikehold	44,0	22,7	49,8	23,2	20,1	31,1	37,9	34,7	43,1
Personale***	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Totalt faste kostnader	48,6	27,3	54,4	27,8	24,7	35,7	42,5	39,3	47,7
Totale årlige kostnader	289,0	116,8	261,1	121,2	89,3	220,1	252,5	222,2	326,6

*Vifter og kompressorer er drevet av elektrisk kraft.

**I totalt kjemikalier inngår; kjølevann, MEA-forbruk, destruksjon, inhibitorer, aktivt kull og kaustisk soda.

***Seks operatører og en ingeniør.

Tabell 6. Generiske fangstkostnader for de ni valgte industrianleggene i NOK09 pr. tonn CO₂.

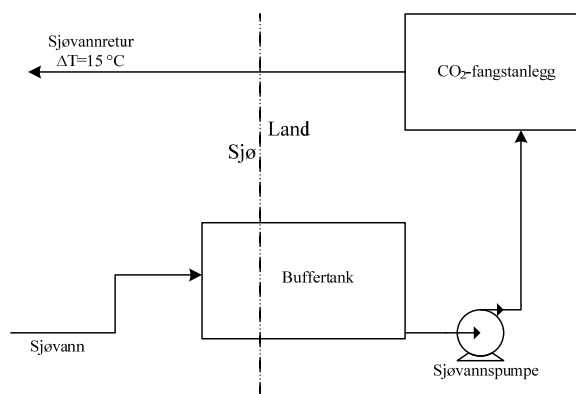
	StatoilHydro Melkøya	StatoilHydro Tjeldbergodden	Hydro Aluminium Sunndal	Esso Slagentangen	Elkem Thamshavn	Norske Skog Saugbrugs Halden	Yara Porsgrunn	Ineos Rafnes	Norcem Brevik
Energiforbruk	299	286	380	283	294	296	242	289	279
Kjemikalie- forbruk	43	43	43	43	43	76	35	43	43
Faste kostnader	69	101	111	97	129	72	56	71	55
Generisk kapitalkostnad	143	190	232	184	239	145	114	144	113
Fangst- kostnader pr. tonn CO₂	555	620	767	607	706	588	448	547	490

6. Kostnadsestimat ut fra industri- og stedsspesifikke forutsetninger

6.1 Forutsetninger

Basert på beskrevne generiske fangstanlegg (se kapittel 5 og vedlegg A) utvides kostnadsestimatene til også å ta hensyn til industri- og stedsspesifikke forutsetninger. En illustrasjon av omfanget er gitt i figur 9 og forutsetningene er som følger:

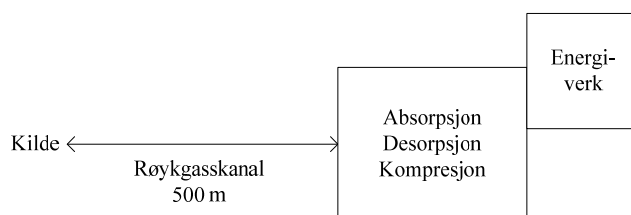
- Anlegget bygges i tilknytning til eksisterende industrianlegg og at hjelpefunksjoner med unntak av dampgenerering og sjøvannstilførsel har tilstrekkelig kapasitet til å forsyne fangstanlegget.
- Eksisterende driftsorganisasjon og kontrollrom betjener det nye anlegget (med forsterkning på en skiftpost og en ingeniør).
- Anlegget er anlegg nr. "ti", dvs. teknologien er moden og det finnes flere leverandører (kapittel 10).
- Kjølevann genereres i et sjøvannsanlegg som vist i figur 13.
- Damp til desorberanlegget og til drift av vifter og kompressorer genereres i et energiverk. Energiverket er gassdrevet, dersom ikke annet er spesifisert. Energiverket er en komplett gassfyrt dampkjel med vannbehandlingssystem. CO₂ produsert her fanges i fangstanlegget.
- Energibehovet knyttet til desorberanlegget dekkes av damp. For å fange 1 kg CO₂ trengs det 2 kg damp for regenerering av absorpsjonsmediet.
- Alle industrianleggene har tilgang på naturgass som brensel i energiverket.
- Elektrisitet kjøpes fra lokal el-leverandør. Elektrisiteten dekker sirkulasjonspumper. Den elektriske kraftens CO₂-fotavtrykk er ikke vurdert.
- Røykgassen renses for SO_x, NO_x og støv der det er nødvendig. Til SO_x-rensing brukes en sjøvannsscrubber. NO_x fjernes ved hjelp av katalytisk reduksjon, SCR. Mer om disse rensemetodene finnes i kapittel 3.
- Det tas generelt ikke hensyn til antall kilder og at disse kan være spredt utover et større område. Unntaket er Yara Porsgrunn og Ineos Rafnes. For disse to anleggene er mer detaljert informasjon om industriområdet kjent. På Yara vil fangstanlegget plasseres nær kildene, mens det eksisterende energiverket ligger et stykke unna. På Ineos er det liten plass og absorberanlegget plasseres nær utslippene, mens resten av fangstanlegget, og kompresjonen vil ligge et stykke unna. For de andre industrianleggene er avstanden mellom kilden og fangstanlegget satt til 500 m. En røykgasskanal på 500 m inkluderes i beregningene som default.
- Fangstanlegget og energiverket antas bygd nær hverandre. Dette er illustrert i figur 14. Unntaket er Yara Porsgrunn og Ineos Rafnes hvor mer detaljert informasjon om industrianlegget er gitt.
- "First fill" innebærer en 100 m rørledning fylt med MEA-løsning.
- Kjølevannskretsen fylles en gang med demineralisert vann, etterfylling er ikke inkludert.



Figur 13. Illustrasjon av sjøvannsanlegg.

Det er forutsatt at ingen av de undersøkte industrianleggene har sjøvannsanlegg som kan forsyne fangstprosessen. Derfor er kjølevannskostnadene beregnet for et nytt sjøvannsanlegg. Det har ikke vært mulig å undersøke avstandene for hvert industristed, derfor er avstandene for sjøvannsanlegget lik for alle stedene. Sjøvannsmengdene, og dermed dimensjonering av rørene er beregnet ut fra nødvendig kjølevannsmengde. Avstandene i sjøvannsanleggene er som følger:

Inntaksledning av kjølevann i sjø	300 meter
Sjøvannsledning fra sjø til anlegg	500 meter
Returledning av kjølevann fra anlegg til sjø	500 meter
Returledning av kjølevann i sjø	50 meter



Figur 14. Plassering av fangstanlegg og energiverk i forhold til kilden hvor ikke annet er spesifisert.

6.2 Stedsspesifikk faktor

Den stedsspesifikke faktoren består av følgende komponenter;

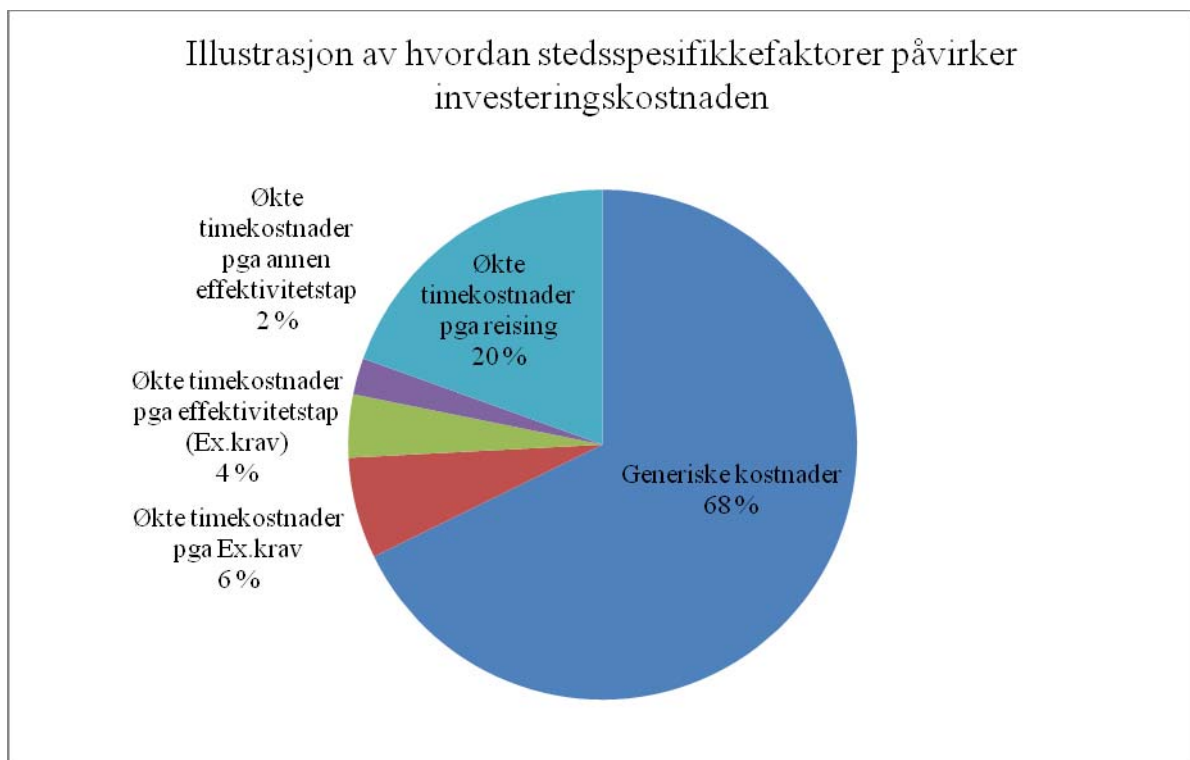
- Anleggs karakteristikk
 - Antall timer med montører
 - Antall timer med ingeniører
 - Totale kostnader før implementering av stedsspesifikk faktor
 - Byggetid
 - Hvorvidt det er krav til eksplosjonssikring (ex-krav) i byggeperioden
- Lokale forhold
 - Befolkning innenfor en times reisevei fra anlegget
 - Andel montører i befolkningen
 - Andel ingeniører i befolkningen
 - Transporttid for mobilkran (tur/retur)

- o Transporttid for deler fra sentralt lager
- o Antall dager med nedbør pr. år
- o Antall dager pr. år med lavere temperatur enn -5 °C

Faktoren består av et kostnadspåslag og en effektivitetsreduksjon. Elementene som er listet over kan inngå i begge disse. Stedsspesifikkfaktor er beregnet som vist i formelen under.

$$\text{Stedsspesifikkfaktor} = \frac{1,0 * \text{Kostnadspåslag}(1,0 \text{ eller mer})}{\text{Effektivitetsreduksjon}(1,0 \text{ eller mindre})}$$

Hvorvidt det er ex-krav eller ikke i byggeperioden har størst betydning for den stedsspesifikke faktoren. Ex-krav i byggeperioden fører til at timeantallet øker pga. vakthold og arbeidstillatelsessystemet. Effektiviteten synker grunnet arbeidstillatelsessystemet og stopp i anleggsarbeidet som skyldes problemer knyttet til driften av industrianlegget. En annen viktig faktor er andel montører i befolkningen. Timeprisen vil øke dersom eksterne montører må hentes inn siden disse må ha dekket reise og opphold. I figur 15 er effekten av disse faktorene på den generiske investeringskostnaden vist for et fangstanlegg bygget på et ex-område i utkant-Norge med lav befolkningstetthet illustrert.



Figur 15. Illustrasjon av hvordan de stedsspesifikke faktorene påvirker investeringskostnaden.

I tabell 7 er den beregnede stedsspesifikke faktoren for hvert industrianlegg gitt. Hydro Aluminium Sunndal og Norcem Brevik kommer gunstig ut da de ikke har ex-krav. Det er lite forskjell mellom de andre anleggene, men ex-kravet må vurderes igjen i samråd med de enkelte anleggene ved en senere anledning. Den stedsspesifikke faktoren brukes til å justere investeringskostnadene for CO₂-fangstanlegget som beregnes i neste kapittel for å finne den lokale investeringskostnaden.

Tabell 7. Beregnet stedsspesifikkfaktor for de seks valgte industrianleggene.

	StatoilHydro Tjeldbergodden	Hydro Aluminium Sunndal	Esso Slagentangen	Yara Porsgrunn	Ineos Rafnes	Norcem Brevik
Stedsspesifikk- faktor	1,46	1,19	1,36	1,33	1,32	1,09

Den stedsspesifikke faktoren ganges med investeringskostnaden for hver enkelt komponent i fangstanlegget og den totale investeringskostnaden oppnås.

6.3 Industrianleggene

6.3.1 StatoilHydro Tjeldbergodden

Mengder og sammensetning av røykgassene fremgår av tabell 8.

Tabell 8. Røykgassmengder og sammensetning for StatoilHydro Tjeldbergodden.

Kilde	Røyk-gass	CO ₂ i røykgassen		Trykk	Temp-eratur	CO ₂	H ₂ O	N ₂	O ₂	NO _x	SO _x	Merk
	Nm³/h	Kg/h	Tonn/år	Atm	°C	Mol%				Molppm		
Reformer	206107	30000	240000		200	6,97	21.9	68,4	3	50-70	0	Trykket ligger på noen få millibar
Kjel	41221	7500	60000		150	9,6	18,2	70,5	5	50-70	0	
Totalt	247328	37500	300000									

Per i dag har StatoilHydro Tjeldbergodden et overskudd av lavtrykksdamp på ca. 20 - 40 tonn/time. Kjølevannsanlegget er i dag på 18 000 m³/h og kan bygges ut med flere pumper. Kostnadsestimatene vil inneholde energiverk og et nytt sjøvannsanlegg. SO_x- og NO_x-renseanlegg inkluderes ikke siden innholdet av komponentene i røykgassen ligger under grenseverdien gitt i kapittel 3.3.1. Det er ikke rapportert om støv i røykgassen. Det er i utgangspunktet nok plass på anleggsområdet til et CO₂-fangstanlegg.

6.3.2 Hydro Aluminium Sunndal

Røykgass-strømmenes størrelser og sammensetning er vist i tabell 9.

Tabell 9. Røykgassmengder og sammensetning for Hydro Aluminium Sunndal.

Kilde	Røyk-gass	CO ₂ i røykgassen		Trykk	Temp-eratur	CO ₂	H ₂ O	N ₂	O ₂	NO _x	SO _x	Merk
	Nm ³ /h	Kg/h	Tonn/år	Atm	°C	Mol%				Molppm		
Sum Ellyse FTP1-3	2417000	50,2	441034								0	Driftstid er 8784
Sum Ellyse FTP4-4E	1448000	17,5	154020								0	
Anodebrenn-ovn	44000	4	33478									
Totalt	3909000	71,7	628532									

Det oppgis at det er tilgjengelig kjølevann på industriområdet. Grunnet usikkerhet om mengden er et nytt sjøvannsanlegg inkludert i investeringskostnadene. Et energiverk er også

inkludert. Det foreligger ingen opplysninger om NO_x, SO_x eller støv i røykgassen og renseanlegg for dette inkluderes derfor ikke.

6.3.3 Esso Slagentangen

Mengder og sammensetning for røykgass-strømmene er vist i tabell 10.

Tabell 10. Røykgassmengder og sammensetning for Esso Slagentangen.

Kilde	Røyk-gass	CO ₂ i røykgassen		Trykk	Temp-eratur	CO ₂	H ₂ O	N ₂	O ₂	NO _x	SO _x	Merk
	Nm ³ /h	Kg/h	Tonn/år	Atm	°C	Mol%				Molppm		
Destillasjons-anlegg råolje, bensinanlegg, termisk cracker, kjel	183333	41667	333336	1	160	10	8	79	3	120	5	ni skorsteiner som ligger i det samme området.
Totalt	183333	41667	333336									

Det finnes 9 bars damp tilgjengelig, men mengden er ikke kjent. Det er ikke kjølevannsforsyning på industriområdet. Det antas derfor at det må investeres i et energiverk og sjøvannsanlegg. SO_x-innholdet i røykgassen er ikke stort nok til å investere i et renseanlegg. Beregninger viser at merforbruk av MEA grunnet NO_x-innholdet ikke overstiger kostnadene knyttet til å investere i et renseanlegg. Det er ikke rapportert om støv i røykgassen.

6.3.4 Yara Porsgrunn

CO₂ utslippene fra Yaras anlegg på Herøya kommer i hovedsak fra ammoniakfabrikk NII. Det er tre punktkilder i denne fabrikk; primærreformeranlegget, luft fra strippetårnet i CO₂ fjerningsanlegget (vannvask) for prosessgassen og konsentrert CO₂ fra vannvaskanlegget. Yara produserer også kommersiell CO₂ med næringsmiddelkvalitet, ca. 230 000 tonn/år, som ikke er tatt med i disse betraktningene.

Mengder og sammensetning for røykgass-strømmene er vist i tabell 11.

Også for Yaras anlegg kan røykgass-sammensetningen fra primærreformeranlegget variere over tid som følge av bruk av ulike brenngasser. Yara benytter eksempelvis i perioder en brenngass fra Eramet som vil påvirke dette. De to andre CO₂ strømmene påvirkes ikke av dette forholdet. Det er neglisjerbare mengder SO_x i røykgassen. NO_x-innholdet er ikke stort nok til at det er nødvendig å investere i et renseanlegg, men innholdet vil ha noe betydning for driftskostnadene.

Tabell 11. Røykgassmengde og sammensetning for Yara Porsgrunn.

Kilde	Røyk-gass	CO ₂ i røykgassen		Trykk	Temp-eratur	CO ₂	H ₂ O	N ₂	O ₂	NO _x	SO _x	Merk
	Nm ³ /h	Kg/h	Tonn/år	Atm	°C	Mol%				Molppm		
Reformer NII	280000	55000	440000	1	220	10	15	71,5	3,5	40	negl.	
Luftetårn NII	220000	35000	280000	1	15	8	mettet	72	20	negl.	negl.	
Konsentrert CO ₂ *		20000	160000	1	15	96	mettet	1,5	1	negl.	negl.	
Totalt	500000	110000	880000									

*CO₂-mengden som går til Yaras eksisterende CO₂-anlegg inngår ikke i fangsanlegget, men komprimeres sammen med fanget CO₂.

På Herøya har Yara også anlegg for dampproduksjon med kapasitet som kan forsyne et eventuelt CO₂ fangstanlegg. Dette DVL-anlegget (damp, vann og luftsentralen), kan sannsynligvis benyttes til ekstra dampproduksjon dersom en får tilgang til egnet brenngass, også denne røykgassen går til CO₂-fangstanlegget. Det er ikke kapasitet i eksisterende kjølevannssystem for å dekke behovet i CO₂-fangstanlegget. Det må derfor bygges et sjøvannsanlegg. SO_x- og NO_x-innholdet i røykgassen er ikke stort nok til at det lønner seg å investere i renseanlegg. Det er ikke gitt opplysninger om støv i røykgassen.

6.3.5 Ineos Rafnes

Industrianleggene består av etylenfabrikken og VCM-fabrikk med tilhørende hjelpesystemer. De største punktkildene for CO₂-utslipp er crackerovnene og dampkjelene i etylenfabrikken og crackerovnene og incinerator i VCM-fabrikken. Mengder og sammensetning av røykgassene fremgår av tabell 12.

Tabellen viser typiske røykgassegenskaper, men disse vil kunne variere over tid avhengig av brenngass-sammensetningen til de ulike anleggene. Det bør gjøres egne vurderinger senere for å se på konsekvenser av variasjoner i brenngass-sammensetning etc.. Brenngassene inneholder kun neglisjerbare mengder av komponenter som kan gi dannelsen av SO_x og NO_x i røykgassen. Den NO_x-mengden som finnes i røykgassen blir dannet under forbrenningsprosessen. Også støvmengden er neglisjerbar. Det er derfor ikke behov for å installere ekstra prosessutstyr for rensing av røykgassene før de går inn på CO₂ fangstanlegget. Den NO_x-mengden som dannes i de enkelte røykgassene vil innvirke på aminforbruket i fangstanlegget og påvirker derfor bare driftskostnadene.

Tabell 12. Røykgassmengde og sammensetning for Ineos Rafnes.

Kilde	Røyk-gass	CO ₂ i røykgassen		Trykk	Temp-eratur	CO ₂	H ₂ O	N ₂	O ₂	NO _x	SO _x	Merk
	Nm ³ /h	Kg/h	Tonn/år	Atm	°C	Mol%				Molppm		
Crackerovn Etylen	360000	48000	384000	1	325	6,8	20,3	69,9	3	30-53	negl	
Dampkjeler Etylen	70000	9000	72000	1	175	7,2	13,8	75,0	5	175	negl	
Crackerovner VCM	64000	7000	56000	1	230	5,7	15-20	75,0	3-4	31	negl	
Incinerator VCM	36000	3000	24000	1	40	3,7	7	86,3	3	21	negl	
Totalt	530000	67000	536000									

Etylenfabrikken har dampkjeler som vil kunne dekke behovet for lavtrykksdamp til fangst av de CO₂ mengder som er aktuelle. Også denne røykgassen må tas hånd om i CO₂-fangstanlegget. Det er ikke kapasitet i eksisterende kjølevannssystem for å dekke behovet i CO₂-fangstanlegget. Det må derfor bygges et nytt sjøvannsanlegg. Et NO_x-renseanlegg inkluderes ikke da investeringskostnadene overgår kostnader knyttet til merforbruk av MEA. SO_x-mengden er neglisjerbar og det er derfor ikke behov for renseanlegg. De små mengdene saltsyre vil sannsynligvis ikke påvirke fangstprosessen. Det er ikke funnet noe litteratur som omhandler hvilke konsekvenser klor i røykgassen har.

6.3.6 Norcem Brevik

Røykgassen fra Norcems sementproduksjon i Brevik kommer fra kalsineringsanlegget der CO₂-kilden delvis er kalkråstoffet og delvis brensel. Anlegget har to separate strenger med røykgass og sammensetningen er vist i tabell 13.

Tabell 13. Røykgassmengde og sammensetning for Norcem Brevik.

Kilde	Røyk-gass	CO ₂ i røykgassen		Trykk	Temp-eratur	CO ₂	H ₂ O	N ₂	O ₂	NO _x	SO _x	Merk
	Nm ³ /h	Kg/h	Tonn/år	Atm	°C	Mol%				Molppm		
Kalsinator-streng 1 og 2	297000	126000	1007200	1	380	21,59	7,5	65,01	5,9	205	0	
Totalt	297000	126000	1007200									

I tillegg må røykgass fra dampkjel for produksjon av lavtrykksdamp til CO₂-fangstanlegget inkluderes. Valg av brensel må vurderes. I utgangspunktet kan både kull og gass tenkes benyttet. Bruk av spillvarme fra røykgassene kan også utnyttes til å dekke noe av damp-behovet. Beregninger viser at kostnader med å investere i et NO_x-renseanlegg og kostnader knyttet til merforbruk av MEA er omtrent like store, rensesanlegget inkluderes derfor ikke. SO_x-renseanlegg inkluderes ikke siden det ikke meldes om SO_x i røykgassen. Norcem har rensesanlegg for støv.

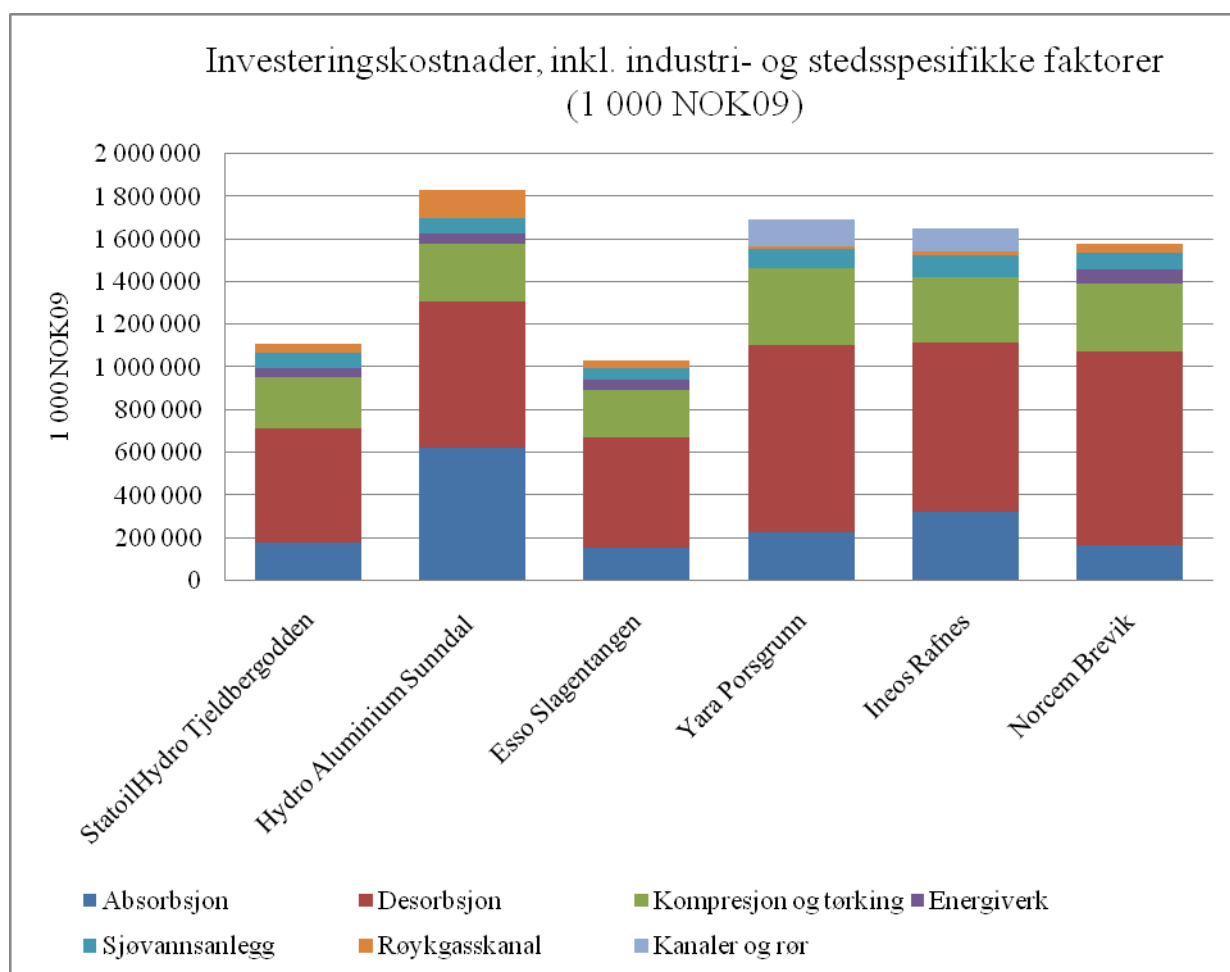
6.4 Resultat av kostnadsestimering, CO₂-fangstanlegg med industri- og stedsspesifikke faktorer

Kostnadsestimeringsmetoden er beskrevet i kapittel 4.

6.4.1 Investerings- og driftskostnader

Figur 16 viser investeringskostnaden for de seks industrianleggene, mens tabell 14 viser tallverdiene for det samme, begge i 1 000 NOK09. Industri- og stedsspesifikke faktorer er inkludert. I tabell 7 er de stedsspesifikke faktorene gitt for hvert av de utvalgte industrianleggene. Disse er benyttet i beregningen av den lokale investeringskostnaden. I figuren er investeringskostnadene fordelt på:

- kanaler og rør
- røykgasskanal
- sjøvannsanlegg
- energiverk
- kompresjon og tørking
- absorberanlegg
- desorberanlegg



Figur 16. Investeringskostnader for CO₂-fangstanlegg inkludert industri- og stedsspesifikke faktorer i 1 000 NOK09.

Grunnen til høyere investeringskostnad (46 – 96 %) for beregninger som inkluderer industri- og stedsspesifikke faktorer sammenlignet med de generiske beregningene er at CO₂-mengden øker grunnet bidraget fra energiproduksjonen. Dette påvirker størrelsen på alle komponentene og følgelig investeringskostnadene. I tillegg kommer investeringer til energiverk og sjøvannsanlegg og eventuelt rensebehov for røykgassen før den går til CO₂-fangstanlegget. StatoilHydro Tjeldbergodden og Esso Slagentangen har som tidligere nevnt, små mengder CO₂ noe som gir lavere investeringskostnader. Yara Porsgrunn og Ineos Rafnes har eksisterende kjeler for dampproduksjon og det trengs derfor ikke nye energiverk for disse to anleggene. Hydro Aluminium Sunndal skiller seg ut igjen med de høyeste kostnadene knyttet til absorpsjonsdelen, dette skyldes den lave CO₂-konsentrasjonen kombinert med en relativt stor røykgassmengde.

Ettersom det har vært mer lokaliseringinformasjon på Ineos og Yara, har det vært mulig å beregne kostnader med kanaler og rør. Dette må være med på de resterende anleggene også, men det har ikke vært mulig å tallfeste pga. lite informasjon. Kostnadene er tatt med for å gi et så riktig bilde av totalkostnadene for Yara og Ineos som mulig, og gir en indikasjon på kostnadene for rør og kanaler på de resterende anleggene.

Tabell 14. *Investeringskostnader for CO₂-fangstanlegg inkludert industri- og stedsspesifikke faktorer i 1 000 NOK09.*

	StatoilHydro Tjeldberg- odden*	Hydro Aluminium Sunndal*	Esso Slagentangen *	Yara Porsgrunn	Ineos Rafnes	Norcem Brevik*
Absorpsjon	124 520	521 812	114 266	173 557	185 088	154 054
Desorpsjon	367 900	573 740	380 247	659 614	597 919	833 605
Kompresjon og tørking	161 083	224 287	164 123	267 173	232 269	291 205
Energiverk	32 080	44 575	32 683	0	0	57 775
Sjøvannsanlegg	46 204	58 335	39 939	69 558	75 969	76 306
Røykgasskanal	31 400	110 700	27 900	8 950	13 840	34 150
Kanaler og rør				93 260	84 640	
Totalt**	763 188	1 533 448	759 158	1 272 113	1 187 650	1 447 094
Totalt lokalt***	1 112 005	1 832 403	1 032 710	1 691 439	1 654 530	1 577 354

*Forutsetter ett utslippspunkt.

**Total investeringskostnad uten stedsspesifikkfaktor.

***Total investeringskostnad inkludert stedsspesifikkfaktor fra tabell 7.

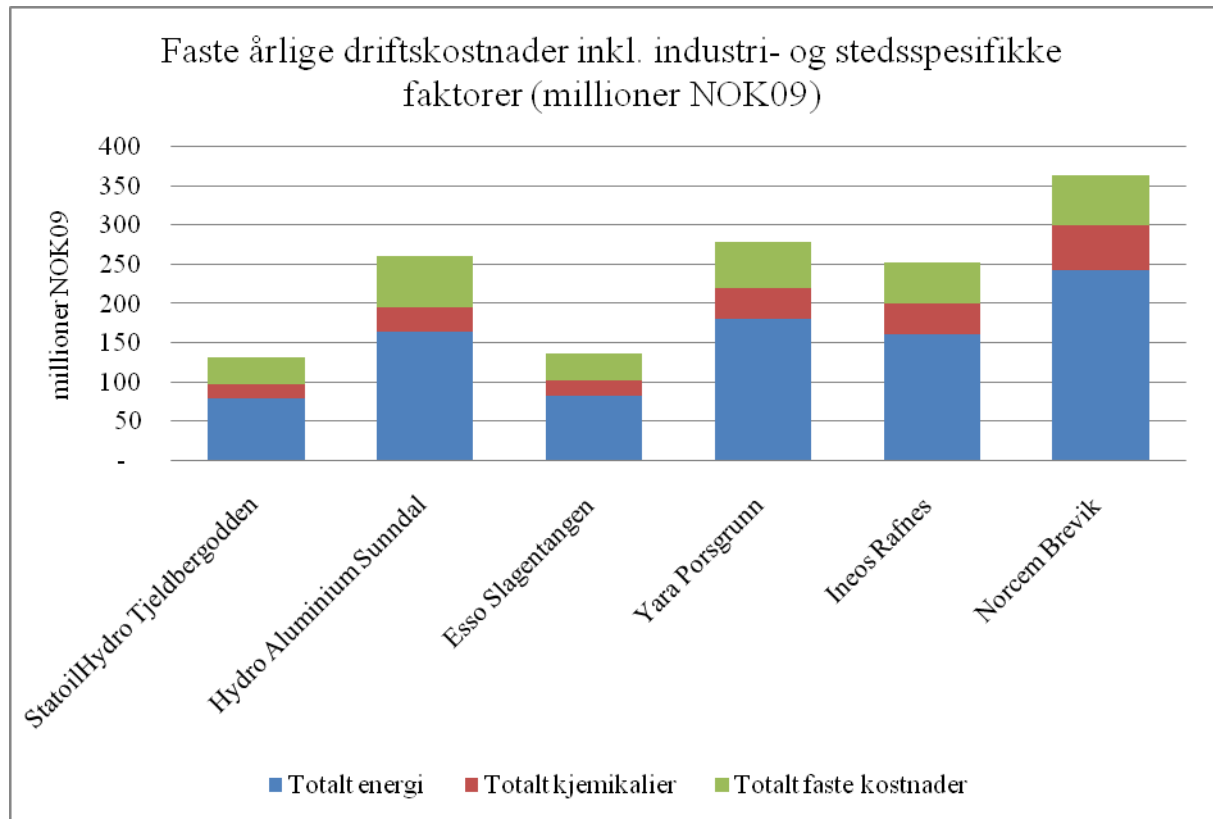
SO_x- og NO_x-renseanlegg er ikke inkludert for noen av de seks industrianleggene. Dette er fordi investeringskostnadene er høyere enn kostnadene knyttet til merforbruk av amin. Av de seks anleggene er det Norcem Brevik som har det største NO_x-innholdet i røykgassen og hvor det kanskje kunne vært aktuelt med et renseanlegg. Beregninger viser at kostnadene med å investere i et renseanlegg og merforbruk av amin kommer veldig likt ut. Det velges derfor ikke å investere i renseanlegget. I tabell 15 vises de beregnede investeringskostnadene for SO_x- og NO_x-renseanlegg i 1 000 NOK09. SO_x-renseanlegget er en sjøvannsscrubber, mens NO_x renses i en SCR. De industri- og stedsspesifikke faktoren er hensyntatt.

Tabell 15. *Investeringskostnader for SO_x- og NO_x-renseanlegg inkludert industri- og stedsspesifikke faktorer i 1 000 NOK09.*

	StatoilHydro Tjeldberg- odden	Hydro Aluminium Sunndal	Esso Slagentangen	Yara Herøya	Ineos Rafnes	Norcem Brevik
SO _x -renseanlegg	90 362	485 758	75 741	122 947	132 024	87 536
NO _x -renseanlegg	22 766	160 890	19 322	37 012	45 552	26 769

Verdiene i tabellen er justert for bidraget fra energiverkets røykgass. Støv i røykgassen er ikke et problem for noen av anleggene.

De årlige driftskostnadene i millioner NOK09 er vist i figur 17. Tabell 16 gir en mer detaljert inndeling av de spesifikke driftskostnadene, faste kostnader, kjemikalier og energi.



Figur 17. Årlige driftskostnader i millioner NOK09 for et CO₂-fangstanlegg på de seks utvalgte industrianleggene.

Sammenligning mellom beregninger med og uten industri- og stedsspesifikke faktorer viser liten forskjell i de årlige driftskostnadene. Driftskostnadene har steget med 0 – 14 %, hvilket skyldes den økte røykgassmengden som følge av bidraget fra energiverket. Figuren viser at det fortsatt er de industrianleggene med minst CO₂-mengde, StatoilHydro Tjeldbergodden og Esso Slagentangen, som har de laveste driftskostnadene. Norcem Brevik har størst CO₂-mengde og følgelig også høyest driftskostnader.

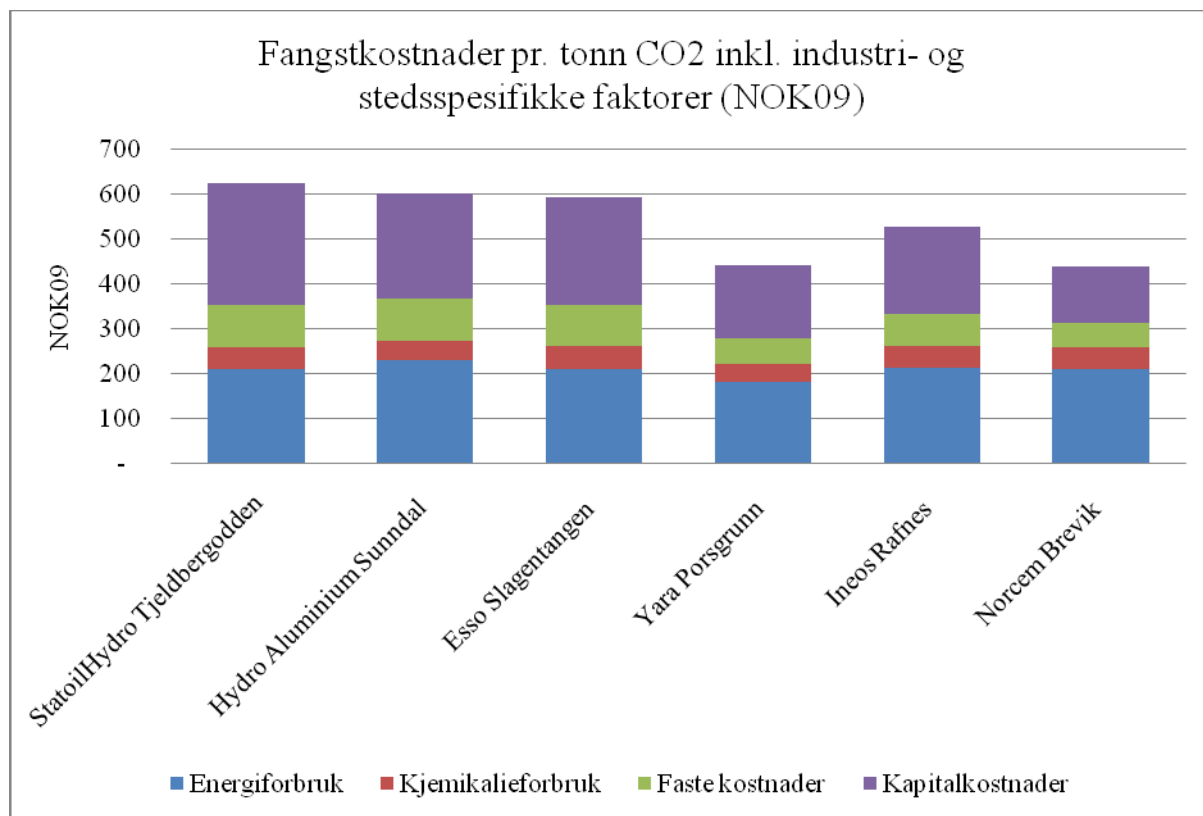
Tabell 16. Årlige driftskostnader i millioner NOK09 for et CO₂-fangstanlegg på de seks utvalgte industrianleggene.

	StatoilHydro Tjeldberg- odden	Hydro Aluminium Sunndal	Esso Slagen- tangen	Yara Porsgrunn	Ineos Rafnes	Norcem Brevik
Elektrisk kraft	0	0	0	0	0	0
Elektrisk kraft kjølevannsanlegg	6	12	6	14	12	19
Naturgassforbruk ved energiverk	74	153	76	168	149	225
Totalt energi	80	165	82	182	162	243
Totalt kjemikalier*	18	31	20	39	39	57
Vedlikehold	31	61	30	53	49	59
Personale**	5	5	5	5	5	5
Totale faste kostnader	35	66	35	57	53	63
Totale årlige kostnader	133	261	138	278	254	364

*I totalt kjemikalier inngår; kjølevann, MEA-forbruk, destruksjon, inhibitorer, aktivt kull og kaustisk soda.

**Seks operatører og en ingeniør.

Fangstkostnader pr. tonn CO₂ i NOK09 er vist i figur 18, og tallverdiene er presentert i tabell 17.



Figur 18. Fangstkostnader pr. tonn CO₂ i NOK09 for de seks utvalgte industrianleggene.

I figuren er fordelingen av faste kostnader, kjemikalieforbruk, kapitalkostnader og energiforbruk på fangstkostnader vist. Det er de to sistnevnte som har størst betydning. Generelt reduseres fangstkostnadene når de industri- og stedsspesifikke faktorene inkluderes. En sammenligning mellom beregninger med og uten industri- og stedsspesifikke faktorer viser at Hydro Aluminium Sunndal kommer gunstigere ut. Dette er fordi CO₂-bidraget fra energiverket gir økt CO₂-mengde samt lav lokaliseringsfaktor. Norcem Brevik og Yara Porsgrunn har fortsatt de laveste kostnadene pr. tonn CO₂.

Tabell 17. Fangstkostnader pr. tonn CO₂ i NOK09 for de seks utvalgte industrianleggene.

	StatoilHydro Tjeldberg- odden	Hydro Aluminium Sunndal	Esso Slagentangen	Yara Porsgrunn	Ineos Rafnes	Norcem Brevik
Energi- forbruk	212	232	212	183	213	211
Kjemikalie- forbruk	49	43	53	40	51	49
Faste kostnader	94	93	90	58	70	55
Kapital- kostnader	270	235	241	161	194	126
Totalt	625	604	596	442	528	441

Fangstkostnader for unngått CO₂ vil generelt ligge ca. 30 % høyere enn for fanget CO₂. Unngått CO₂ må defineres og i denne rapporten er det forutsatt at energiverket produserer damp til å kunne drive vifter og kompressorer i tillegg til desorberen. (Se vedlegg B)

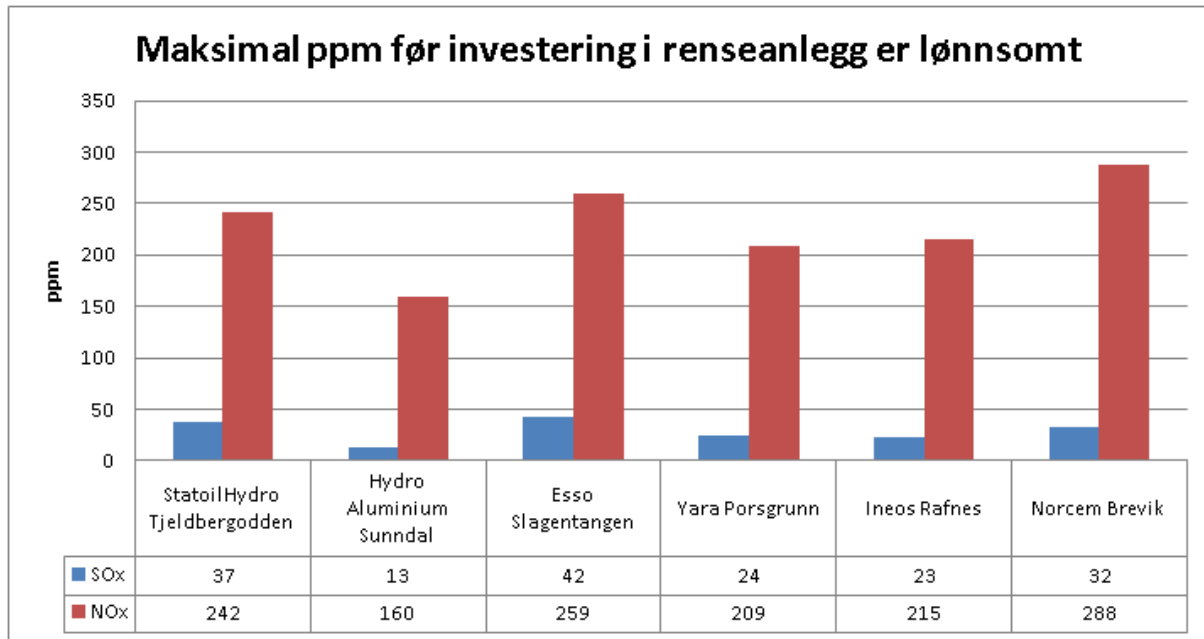
6.5 Grenseverdier for SO_x og NO_x

Tel-Teks beregninger viser at det ikke er lønnsomt å sette inn SO_x og NO_x renseanlegg ved de 6 industristedene. I den forbindelse er grenseverdiene for når det lønner seg å sette inn renseanlegg beregnet. Resultatene for dette vises i figurene og tabellene under.

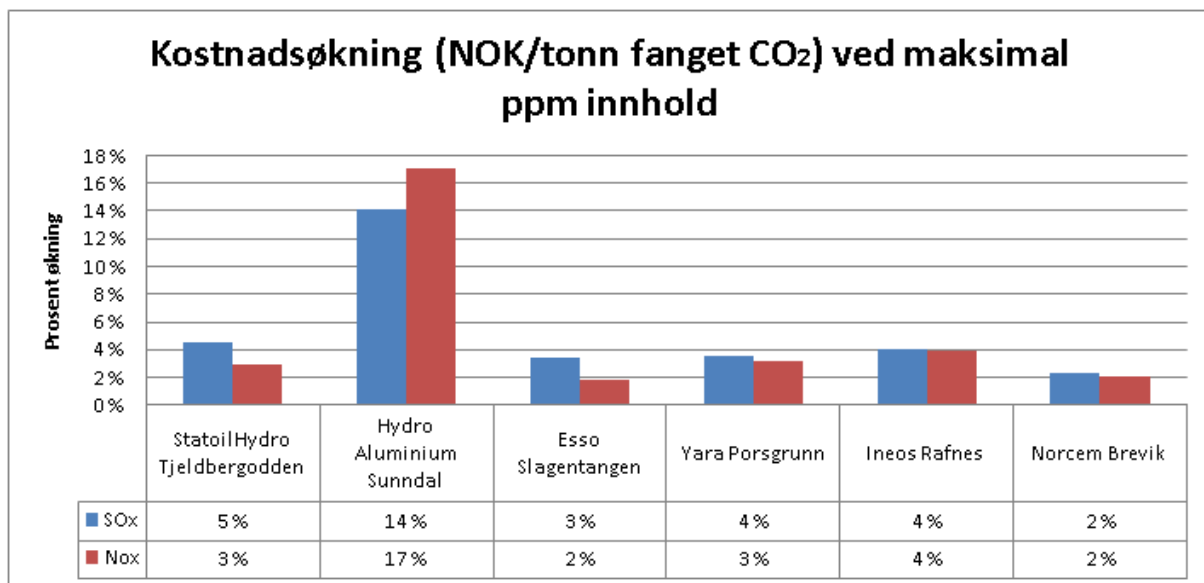
Spesielt må det legges merke til Hydro Aluminium Sunndal der det ikke er oppgitt noen verdier for SO_x og NO_x i røykgassen, men dersom det er høye verdier av dette, vil det ha store kostnadskonsekvenser pga av de store røykgassmengdene.

Tabell 18. Oversikt over SO_x og NO_x i røykgassen og grenseverdier for når det lønner seg å sette inn renseanlegg.

	ppm i røykgassen		Grenseverdi	
	NO_x	SO_x	NO_x	SO_x
StatoilHydro Tjeldbergodden	60	0	242	37
Hydro Aluminium Sunndal	0	0	160	13
Esso Slagentangen	120	5	259	42
Yara Porsgrunn	40	0	209	24
Ineos Rafnes	80	0	215	23
Norcem Brevik	205	0	288	32



Figur 19. Grenseverdi for når det lønner seg å investere i renseanlegg.



Figur 20. Kostnadsøkning ved maksimal SOx og NOx innhold i røykgassen.

6.6 Sensitivitetsanalyse

Det er utført en sensitivitetsanalyse på tre av de seks anleggene hvor CO₂-fangstanleggets kostnadsestimat inkluderer industri- og stedsspesifikke faktorer. Sensitivitetsanalysen viser hvordan endringer i de ulike faktorene påvirker fangstprisen i NOK09 pr. tonn CO₂. De tre anleggene er;

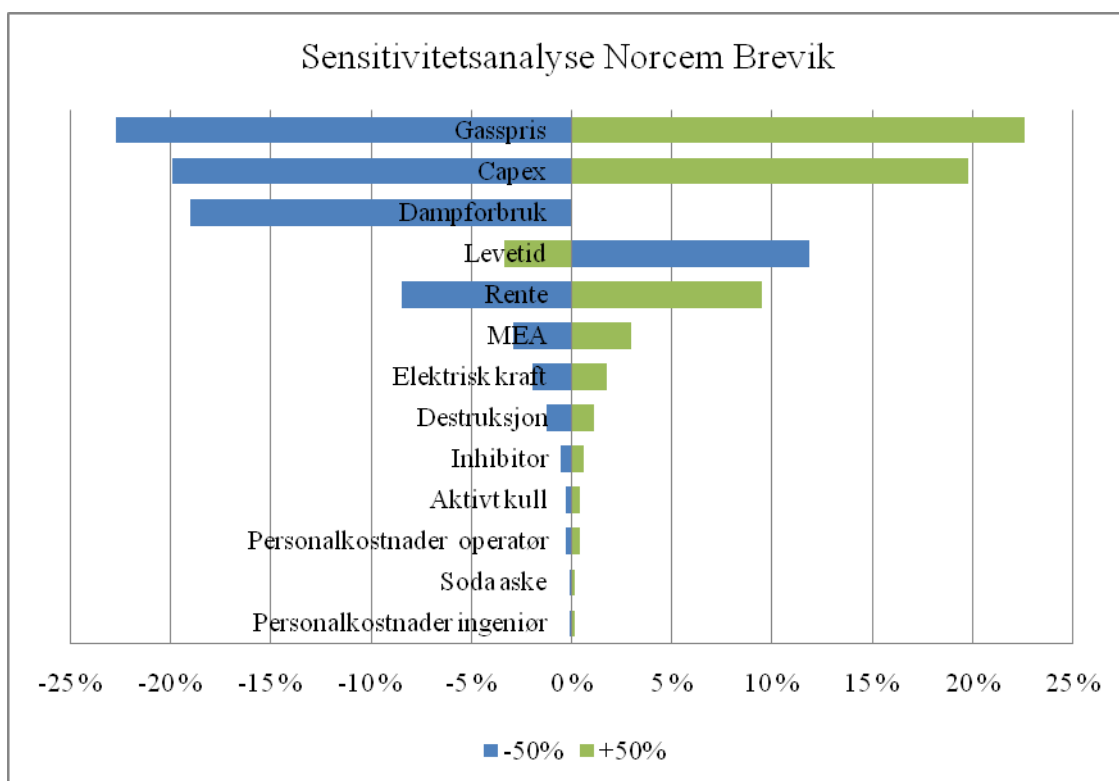
- Norcem Brevik
- Hydro Aluminium Sunndal
- Esso Slagentangen

Disse er valgt fordi de representerer ulike industrier og varierende røykgass-sammensetning.

I figur 21 er sensitivitetsanalysen for Norcem Brevik vist. Her er det foretatt en sensitivitetsstudie på en rekke faktorer. Resultatet viser at dampforbruket, anleggets levetid, gassprisen og investeringskostnadene har størst betydning i % for fangstkostnadene. I figurene 22 og 23 vises sensitivitetsanalysen for Hydro Aluminium Sunndal og Esso Slagentangen for de overnevnte faktorene.

De fire viktigste faktorene er variert som følger;

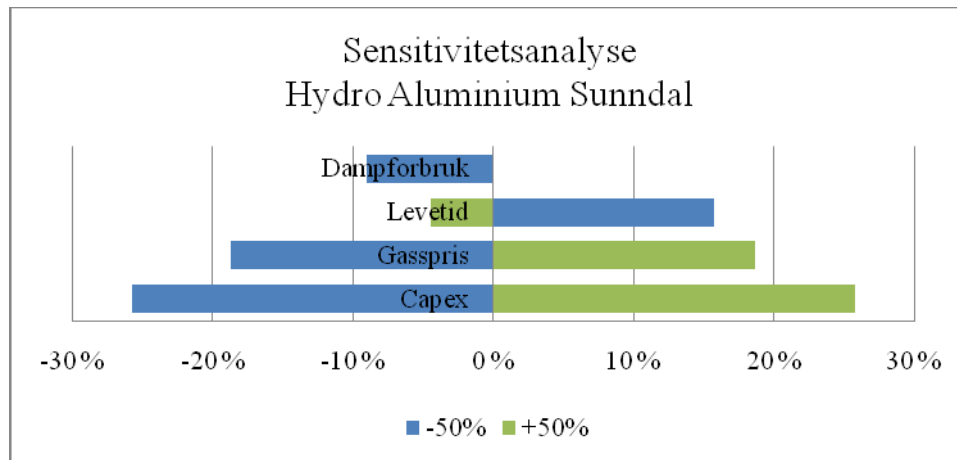
- Dampforbruk - dette er satt til 2 kg damp pr. kg CO₂. I sensitivitetsanalysen er dampforbruket redusert til 1 kg damp/kg CO₂ (50 % reduksjon). En økning fra 2 kg damp pr. kg CO₂ er vurdert til urealistisk da all tilgjengelig informasjon om eksisterende fangstteknologier melder om 2 kg eller lavere.
- Levetid - denne er satt til 25 år. I sensitivitetsstudien er en levetid på 12,5 år (50 % reduksjon) og 37,5 år (50 % økning) valgt.
- Gasspris - denne er satt til 1,5 NOK/Sm³. Effekten av en reduksjon av denne med 50 % (0,75 NOK/Sm³) samt en tilsvarende økning (2,25 NOK/Sm³) er vist i sensitivitetsanalysen.
- Capex - effekten av en 50 % reduksjon eller en 50 % økning i investeringskostnadene på fangstkostnaden er vist.



Figur 21. Sensitivitetsanalyse for Norcem Brevik. Prosentvis endring i fangstpris pr. tonn CO₂ i NOK09 grunnet variasjoner av ulike faktorer.

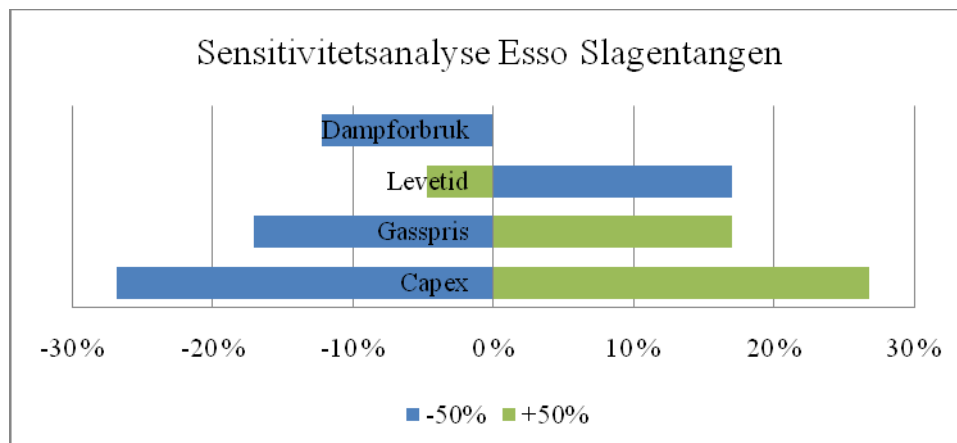
Norcem produserer store mengder CO₂ og energibehovet i desorberanlegget blir dermed stort. Dette fører til at gassforbruket og dermed gassprisen vil gi store utslag på fangstkostnadene. Endringer i Capex vil ikke påvirke fangstkostnadene for Norcem i like stor grad som for andre industrianlegg grunnet "economy of scale". En reduksjon av dampforbruket vil også gi en betydelig reduksjon av fangstkostnadene grunnet de store CO₂-mengdene. Å øke levetiden gir ikke like mye gevinst som kostnadene øker ved å redusere levetiden. De resterende faktorene

har liten betydning for fangstkostnadene og blir ikke utdypet for de øvrige anleggene som har blitt gjenstand for sensitivitetsanalysen.



Figur 22. Sensitivitetsanalyse for Hydro Aluminium Sunndal. Prosentvis endring i fangstpris pr. tonn CO₂ i NOK09 grunnet variasjoner av ulike faktorer.

Hydro Aluminium Sunndal har lav CO₂-konsentrasjon og absorberanlegget vil utgjøre en større del av kostnadene enn for eksempel for Norcem. Dette fører til at en reduksjon i dampforbruk ikke vil gi like stor gevinst. Energiforbruket utgjør en stor andel av fangstkostnadene og variasjoner i gassprisene vil følgelig gi store utslag på fangstkostnadene. I motsetning til Norcem så gir endringer i Capex størst utslag, dette skyldes fangstanleggets størrelse.



Figur 23. Sensitivitetsanalyse for Esso Slagentangen. Prosentvis endring i fangstpris pr. tonn CO₂ i NOK09 grunnet variasjoner av ulike faktorer.

Sensitivitetsanalysen for Esso Slagentangen viser i stor grad de samme tendensene som Hydro Aluminium Sunndal.

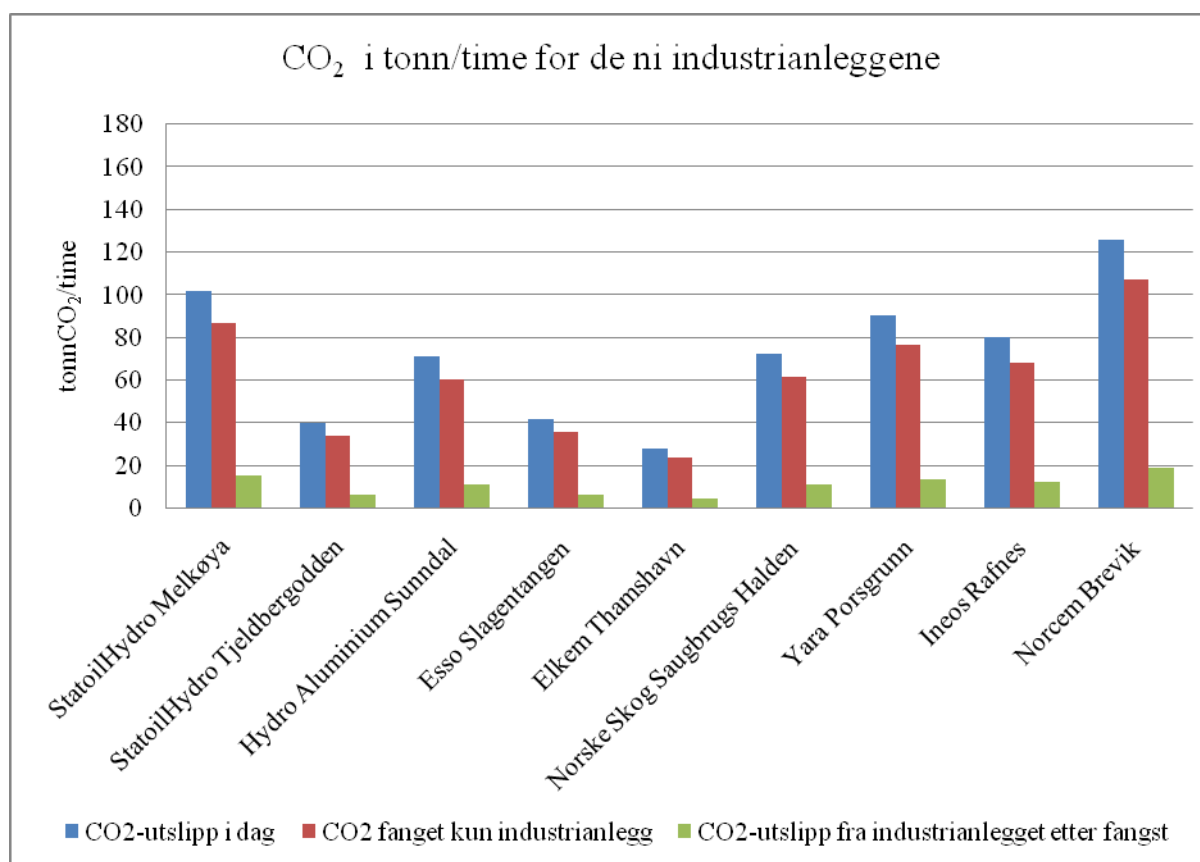
Sensitivitetsanalysen viser at den faktoren som har størst betydning for fangstprisen ser ut til å være avhengig av størrelsen på anlegget. Norcem drar nytte av "economy of scale" og er derfor ikke like påvirket av endringer i investeringskostnadene som mindre anlegg. For Norcem vil derimot endringer i gassprisen gi størst utslag på fangstkostnadene grunnet de store CO₂-mengdene.

6.7 Potensiell reduksjon i CO₂-utslipp

Ved gjennomføring av CO₂-fangst og lagring fra industriutslipp vil det samlede utslipp av CO₂ reduseres. Den potensielle reduksjonen er illustrert under.

6.7.1 Reduksjon av CO₂-utslipp ved generisk fangst

Figur 24 viser mulig reduksjon av CO₂-utslipp i tonn pr. time ved generisk fangst for de ni industrianleggene med en fangstgrad på 85 %. Her tas det ikke hensyn til hvordan energien som trengs til fangstprosessen produseres og inkluderes derfor ikke i CO₂-regnskapet.



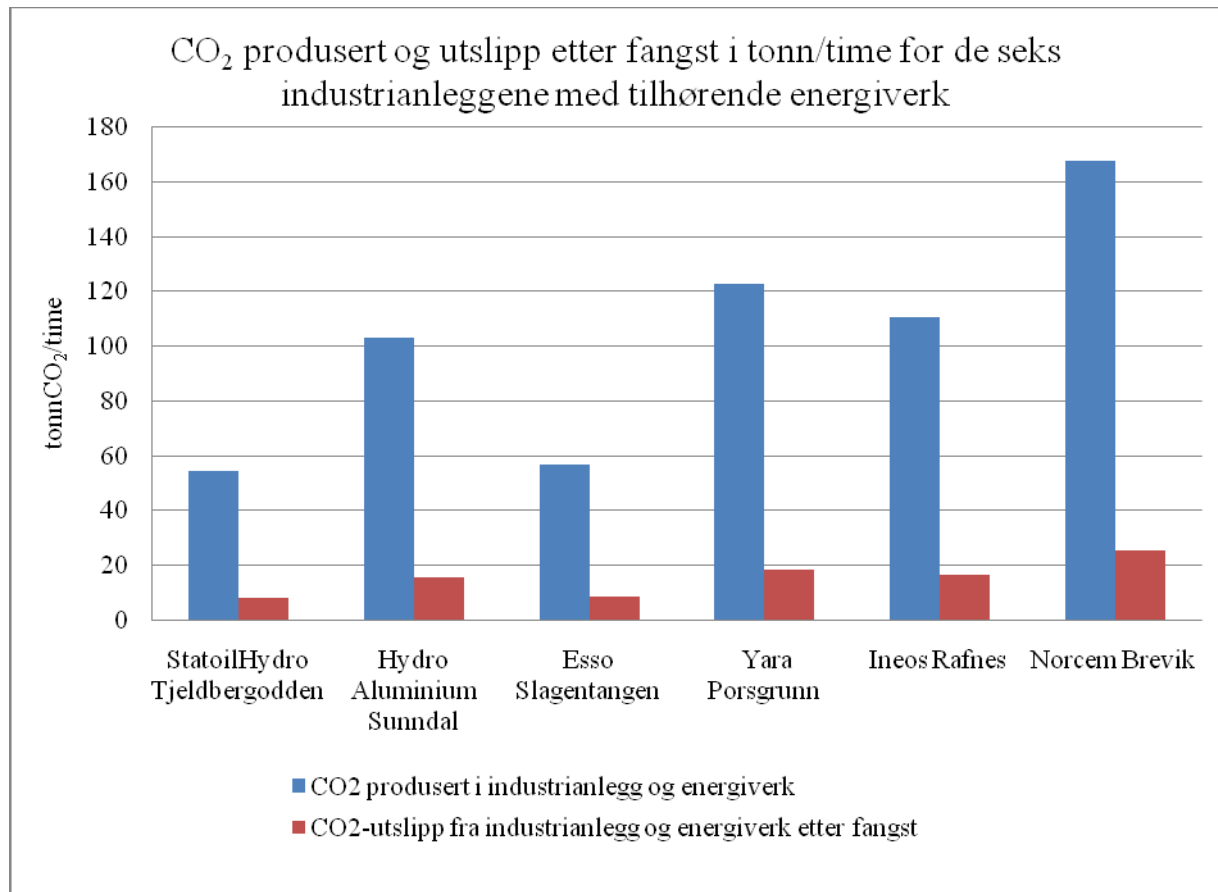
Figur 24. Utslipp av CO₂ i tonn/time fra de ni industrianleggene før og etter generisk fangst.

Samlet for de ni anleggene kan utslippet reduseres med ca. 4,4 mill tonn/år (når det er regnet med at energien til fangstanlegget kjøpes utenfra) med en driftstid på 8 000 timer i året.

6.7.2 Reduksjon av CO₂-utslipp ved fangst inkludert bidraget fra energiverk

Den potensielle reduksjonen fra seks industrianlegg hvor også tillegget i CO₂-utslippet fra energiverket er inkludert er illustrert i figur 25. Figuren viser:

- mulige fremtidige CO₂-utslipp for de enkelte industrianleggene når bidraget for energiverket er inkludert
- samlet utslipp etter CO₂-fangst (85 %)



Figur 25. CO₂ produsert og utslipp etter fangst i tonn/time fra seks industrianlegg inkludert energiverk.

Med en driftstid på 8 000 timer i året gir dette en samlet reduksjon på ca. 4 180 000 tonn CO₂/år.

I disse vurderingene er ikke kostnadselementet tatt hensyn til og det er kun sett på teoretisk mulige reduksjoner i CO₂-utslippet. Resultatene fra kostnadsestimeringen viser at kostnadene pr. fanget tonn CO₂ varierer noe mellom industrianleggene.

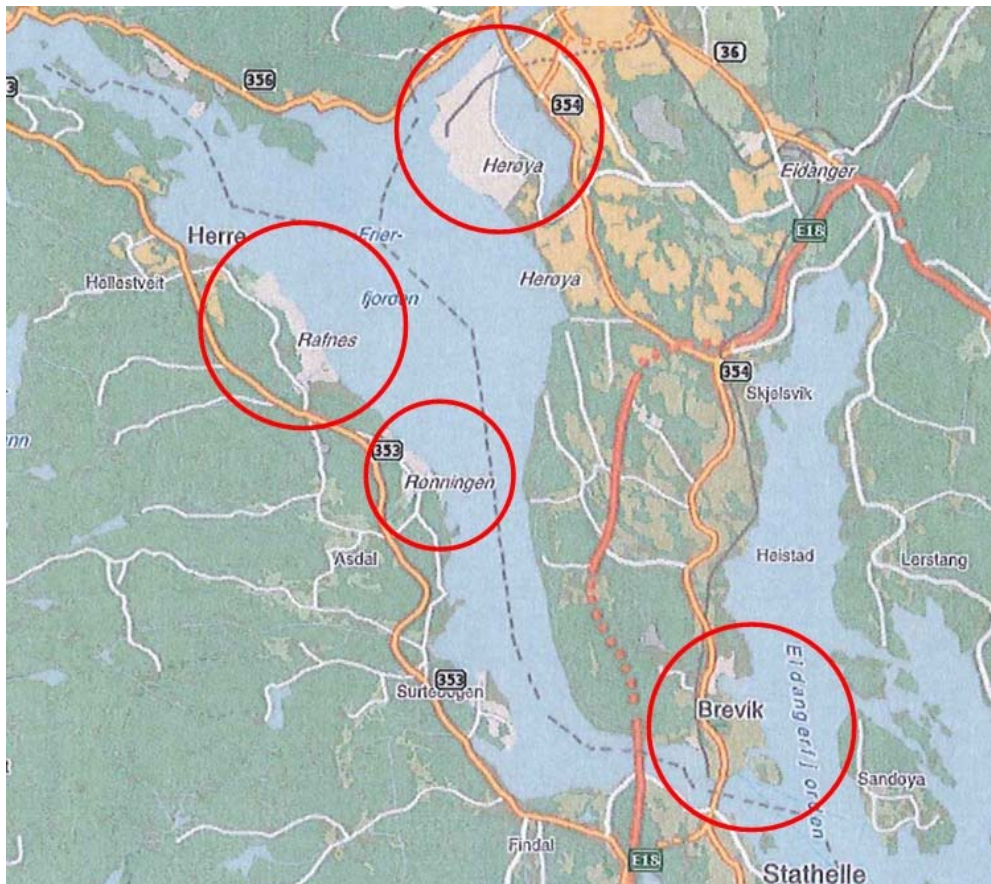
7. Potensial for kostnadmessig gevinst ved CO₂-fangst fra geografisk nærliggende industrianlegg

7.1 Industriklyngen i Grenland

Industriklyngen i Grenland utgjør den største og mest sammensatte samling av industribedrifter i landet. Totalt kommer 7 - 8 % av Norges CO₂ utslipp fra dette området, tilsvarende ca. 2,5 millioner tonn CO₂. De største (> 50 000 tonn CO₂/år) utslippene av CO₂ i dag kommer fra følgende industrianlegg:

Norcem Brevik	Sementproduksjon	1 000 000 tonn CO ₂ /år
Yara Porsgrunn	Ammoniakk- og gjødselproduksjon	880 000 tonn CO ₂ /år
Ineos Rafnes	Petrokjemi (basisprodukter)	540 000 tonn CO ₂ /år
Eramet Herøya	Smelteverk (Ferro mangan)	100 000 tonn CO ₂ /år
Ineos Rønningen	Petrokjemi, polyolefiner	50 000 tonn CO ₂ /år

Geografisk lokalisering er vist på oversiktskart, figur 26. I området er det relativt komplisert topografi som innebærer ekstra utfordringer med tanke på rørtraseer mellom industrianleggene. Dette vil påvirke kostnadene ved eventuell samordning mellom CO₂-fangstanleggene.



Figur 26. Oversiktskart over industrianleggenes plassering i Grenland.

Industrianleggene ved Norcem, Yara og Ineos velges for å belyse nærmere eventuelle kostnadsgevinster ved samordning av CO₂-fangst. Disse tre industrianleggene har et samlet CO₂ utslipp på ca. 2 500 000 tonn pr. år og ligger innenfor en radius på ca. 5 km. Videre er det på hvert anleggssted flere separate punktutslipp der en må vurdere hva som gir den mest optimale løsningen med tanke på CO₂ fangst.

De øvrige store industrianleggene Eramet Herøya og Ineos Rønningen ligger begge innenfor en avstand på ca. 1 km fra øvrige nevnte industrianleggene. Slike mindre punktkilder kan tenkes integrert i en større CO₂ kjede på senere tidspunkt og det blir bare gitt kvalitative kommentarer i denne rapporten.

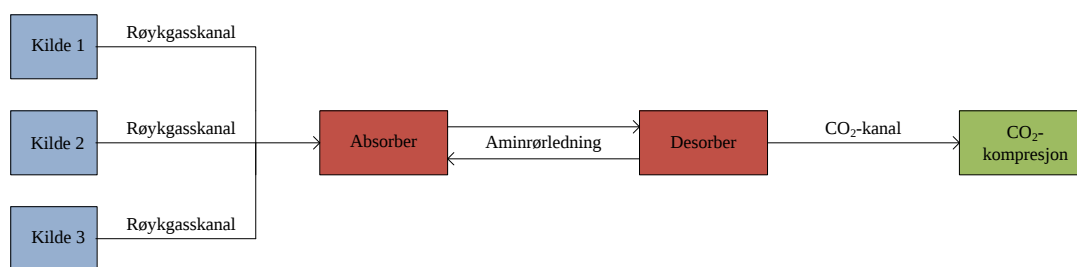
Når det gjelder mer detaljert beskrivelse av de enkelte industrianleggene henvises til kapittel 6.3.4 til 6.3.6.

7.2 Mulige konsepter for samordning av CO₂ fangst

I kapittel 3.3.3 er det gjort noen enkle betraktninger rundt størrelser på fangstanlegg og hvilke faktorer som vil være avgjørende. Normalt er det kostnadseffektivt å bygge så stort anlegg som mulig. Eventuelle besparelser kan brukes til bygging av røykgasskanaler, aminrørledninger og CO₂-kanaler fra spredte utslipp til et stort felles fangstanlegg. Det finnes flere mulige samordningskonsepter og disse er på generell basis behandlet under.

7.2.1 Felles fangstanlegg fra flere punktkilder

Dette innebærer at røykgassene må samles opp i et nett av kanaler og blandes før de går inn på selve fangstanlegget. Potensiell gevinst ligger i "economy of scale" i ett stort fangstanlegg sammenlignet med å bygge flere mindre, separate fangstanlegg. Øvre kapasitetsgrense for dette konseptet er knyttet til maksimum røykgassmengde inn på ett absorberanlegg, og ligger sannsynligvis på ca. 2 millioner Nm³ røykgass pr. time. Et slikt konsept er illustrert i figur 27.



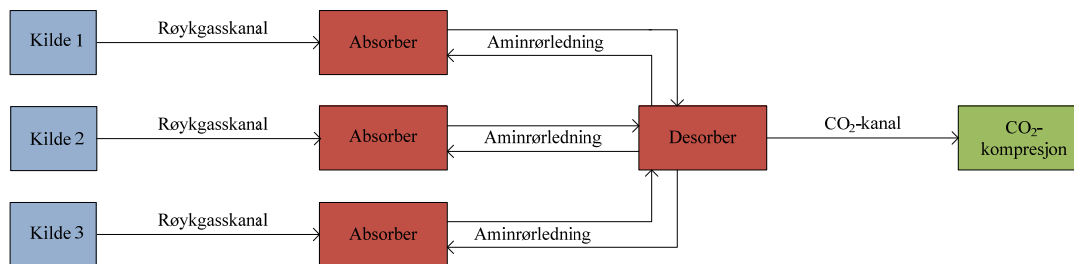
Figur 27. Illustrasjon av felles fangstanlegg for tre spredte punktkilder.

Kostnadene for røykgasskanalene og drift av vifter for å overvinne trykkfall i kanalene er avhengig av røykgasskanalens lengde. Den potensielle skalagevinsten vil derfor gradvis spises opp ved økende avstand mellom disse.

7.2.2 Felles desorberanlegg for flere absorberanlegg

Hovedkonseptet her er å ha lokale absorberanlegg nær hver enkelt punktkilde, men transportere absorpsjonsmediet med CO₂ til et felles stort desorberanlegg. Utarmet CO₂ absorbent (mager amin) vil så måtte transporteres tilbake til absorberanlegget igjen. På denne måten unngås lange og kostbare røykgasskanaler samtidig som en kan dra nytte av skala-

effekter i desorberdelen og CO₂-komprimering. Tilførsler av energi til desorberanlegget vil også kunne optimaliseres i et slikt konsept. Denne kombinasjonen er illustrert i figur 28.

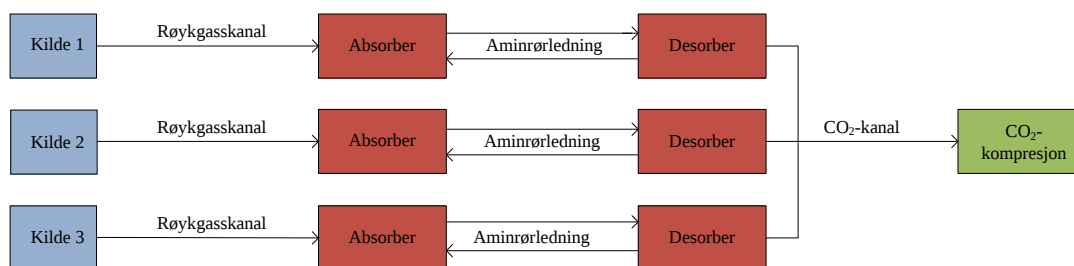


Figur 28. Hver punktkilde har egen absorber, men felles desorber- og kompresjonsanlegg.

Kostnadsbesparelsen ved å bygge felles desorber- og kompresjonsanlegg må dekke kostnadene knyttet til aminrørledningene. En fordel med denne kombinasjonen er at desorber- og kompresjonsanlegget kan legges utenfor et eventuelt ex-område (område med krav til eksplosjonssikring), hvilket vil være kostnadsbesparende.

7.2.3 Felles kompresjonsanlegg

Hver punktkilde har eget absorber- og desorberanlegg, men felles kompresjonsanlegg. Kostnadsbesparelsene ved felles kompresjonsanlegg må dekke kostnadene ved bygging av CO₂-kanalene. Et kompresjonsanlegg bør plasseres slik at det ligger gunstig i forhold til transport for lagring. Denne kombinasjonen er illustrert i figur 29.



Figur 29. Hver punktkilde har egen absorber og desorber, men felles kompresjonsanlegg.

7.2.4 Felles damp og hjelpesystemer til flere fangstanlegg

Det kan også ligge potensielle gevinster i å samordne dampgenerering og tilførsler av øvrige hjelpesystemer, spesielt kjølevann til fangstanleggene. Dette vil innebære trykksatt ledningsnett for forsyning av damp og kjølevann til de lokale fangstanleggene. Kostnadene for dette vil måtte oppveies av mulige gevinster oppstrøms i damp- og kjølevannssystemet.

7.2.5 Samordning ved eventuell mellomlagring og transport av CO₂

Eventuell mellomlagring og transport av CO₂ er ikke en del av denne studien. Det blir derfor bare gitt kvalitative vurderinger av mulige samordnings gevinster for denne delen av CO₂-kjeden.

7.2.6 Øvrige samordningsgevinster

Det vil også kunne være hensiktsmessig å samordne eventuell amingjenvinning ("reclaiming") og håndtering av brukte aminløsninger fra flere fangstanlegg. Det forventes

ikke å ligge større gevinster i anleggskostnad og driftsutgifter som følge av dette på en slik måte at det vil påvirke totaløkonomien for CO₂ fangstanleggene.

8. Eksempler på mulige samordningskonsepter av CO₂-fangst i industri klyngen i Grenland

8.1 Ineos Rafnes, Norcem Brevik og Yara Herøya

Alle eksempler som er vurdert i denne delen er bearbeidet av Tel-Tek. Innenfor rammen av dette prosjektet har det ikke vært mulig å foreta avklaringer og diskusjoner med de enkelte anleggene med hensyn på mulig lokalisering av fangstanleggene og rør/kanal traseer etc.. Røykgassmengder og sammensetning er basert på informasjon fra de enkelte anleggene og er representative for dagens driftsituasjon.

Basert på lokale forhold som topografi, avstander og de totale mengder CO₂ som skal håndteres, er det ikke mulig å samle all røykgass for fangst i ett anlegg. Norcem alene produserer en CO₂-mengde som ligger omtrent på nivå med maksimalstørrelsen for et fangstanlegg. All CO₂ fra Norcem (inklusive CO₂ fra generering av damp til fangstanlegget) bør derfor fanges på Norcems område i Brevik.

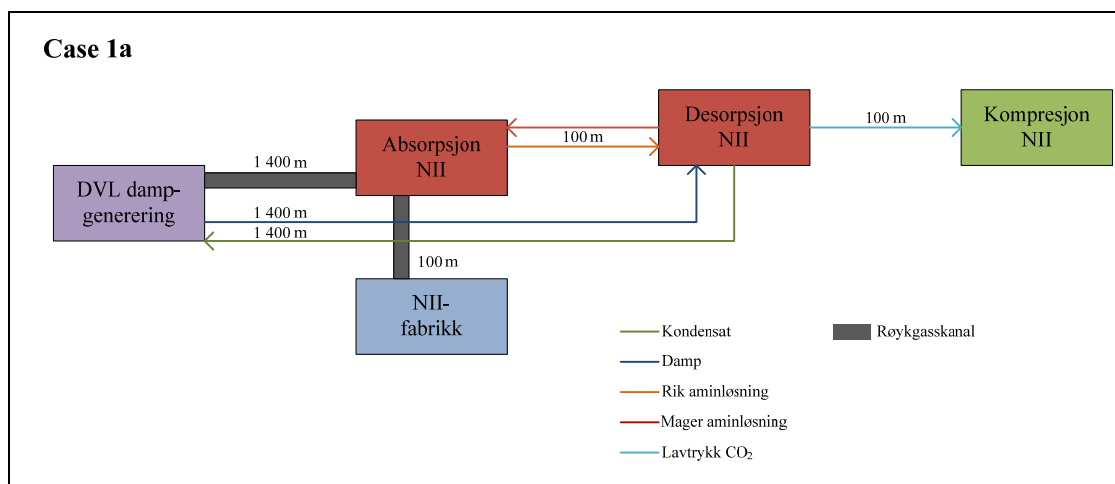
For anleggene til Yara på Herøya og Ineos på Rafnes kan det i prinsippet være mulig å samordne fangst selv om avstanden og topografien kan være en utfordring. Først vil Yara Herøya og Ineos Rafnes behandles hver for seg for så å se på mulig samordning mellom de to industriområdene.

8.2 Yara Herøya

Det er sett på to case for mulig samordning internt på Herøya:

Case 1a

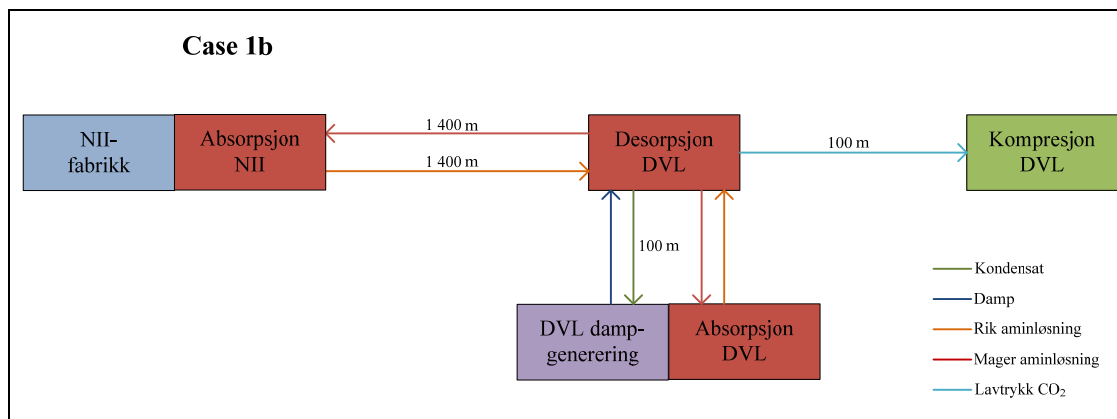
Det er forutsatt felles absorberanlegg i NII-fabrikken og for røykgass fra den eksisterende DVL-sentralen (damp, vann og luft) for generering av damp til fangstanlegget. Felles desorber- og kompresjonsanlegg kan plasseres ved eksisterende ammoniakkfabrikk (NII), på tomten til den tidligere ammoniakkfabrikken NI. Det lengste rørstrekket for røykgasskanalene blir da ca. 1 400 m. Damp og kondensatledninger fra DVL til NII må legges. Case 1a er illustrert i figur 30.



Figur 30. Illustrasjon av case 1a, Herøya.

Case 1b

Forutsetter absorber ved NII-fabrikken og ved DVL. Felles desorber- og kompresjonsanlegg plasseres ved DVL. I tillegg kommer her en ledning for konsentrert lavtrykk CO₂ fra NII til felles kompressor i DVL (ikke vist på figuren). Case 1b er illustrert i figur 31.



Figur 31. Illustrasjon av case 1b, Herøya.

Resultatet av estimering av investeringskostnadene er vist i tabell 19.

Tabell 19. Investeringskostnader i millioner NOK09 for case 1a og 1b for Herøya.

	Case 1a. Fangst Herøya felles absorbere NII og DVL	Case 1b. Fangst Herøya separate absorbere NII og DVL
Absorberanlegg	173,5	248,1
Desorpsjon og komprimering	926,8	926,8
NO _x -rensing	0	0
Kjølevann	102,7	53,8
Ledninger og kanaler	97,8	72
Totalt	1300,8	1300,7

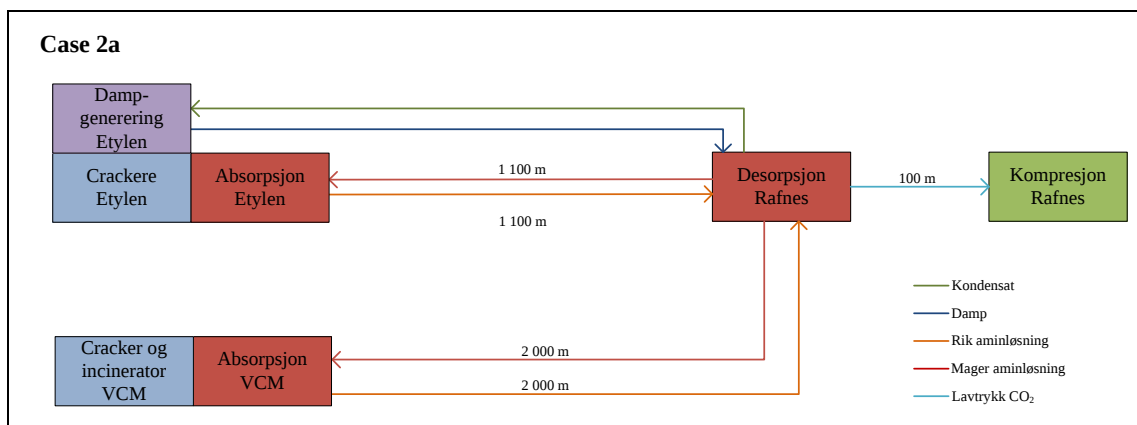
Estimatene viser heller ikke for dette eksemplet noen signifikante forskjeller mellom de to alternativene. Det vil også her være frihetsgrader til å velge den løsningen som ut fra andre vurderinger er å foretrekke.

8.3 Ineos Rafnes

Som for Herøya er det også for Rafnes sett på to mulige samlokaliseringer caser internt på industriområdet:

Case 2a

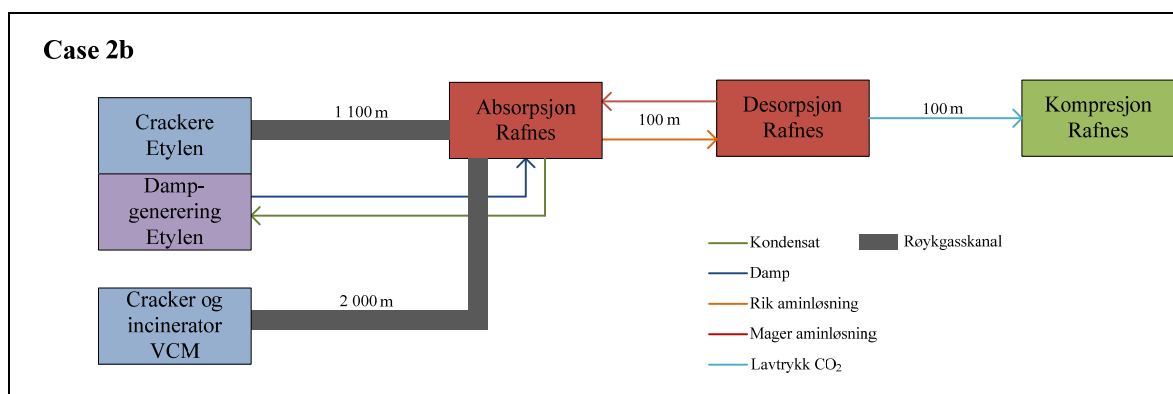
Forutsetter lokale absorberanlegg i etylenfabrikken og VCM-fabrikken (vinyl chloride monomer) og felles desorber- og kompresjonsanlegg plassert sør for eksisterende fabrikkområde på Rafnes. Dampgenerering til fangstanlegget gjøres i kjelanlegget i etylenfabrikken. Lengste rørstrekk for rik/mager aminløsning blir da ca. 2 km. Case 2a er illustrert i figur 32.



Figur 32. Illustrasjon av case 2a, Rafnes.

Case 2b

Forutsetter røykgasskanaler fra etylenfabrikken og VCM-fabrikken til felles absorber-, desorber- og komprimeringsanlegg på samme område som i case 2a ovenfor. Dampgenerering til fangstanlegget gjøres i kjeleanlegget i etylenfabrikken. Lengden totalt for røykgasskanalene blir også her ca. 2 km. Case 2b er illustrert i figur 33.



Figur 33. Illustrasjon av case 2b, Rafnes.

Resultatet av estimering av investeringskostnadene er vist i tabell 20.

Tabell 20. Investeringskostnader i millioner NOK09 for case 2a og 2b for Rafnes.

	Case 2a. Fangst Rafnes separate absorbere Etylen og VCM	Case 2b. Fangst Rafnes felles absorbere Etylen og VCM.
Absorberanlegg	231,3	166,3
Desorpsjon og komprimering	667,7	667,7
NO _x -rensing	20,7	20,7
Kjølevann	48,8	48,8
Ledninger og kanaler	37,4	157,5
Totalt	1005,9	1061

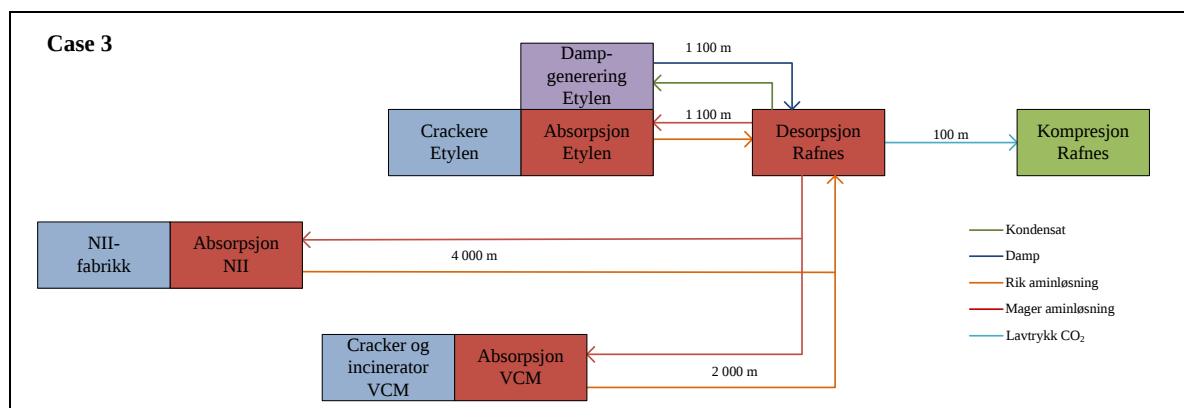
Estimatene viser ingen signifikante gevinster for denne type samordning. Det vil også i dette tilfellet være frihetsgrader til å velge den løsningen som ut fra andre vurderinger er å foretrekke.

8.4 Ineos Rafnes og Yara Herøya

Case for mulig samlokalisering mellom de to industriområdene;

Case 3

Lokale absorberanlegg i fabrikken (NII) på Herøya, etylenfabrikken og VCM-fabrikken på Rafnes og med ett felles desorberer- og komprimeringsanlegg for CO₂ på et område på Rafnes som ligger utenfor dagens fabrikkområde. All dampgenerering til fangstanlegget vil gjøres i dampkjelene i etylenfabrikken på Rafnes. Case 3 er illustrert i figur 34.



Figur 34. Illustrasjon av case 3.

Dette er et konsept i grenseland med tanke på de avstander som rike/magre aminløsninger må transporteres. Det er antatt en avstand på 4 km fra desorber- og kompresjonsanlegget på Rafnes til absorpsjonskolonnen på Herøya med ledninger på fjordbunnen av Frierfjorden. Det vil også være slik at disse aminledningene vil fungere som varmevekslere mot sjøvannet og aminløsningen inn på absorpsjonskolonnen og retur til desorberanlegget vil ha lavere temperatur enn normalt, anslagsvis 10 - 15 °C mot typisk 40 - 50 °C. Disse lange rørstrekke vil også føre til uvanlig høyt volum av aminløsninger i fangstanlegget, og følgelig også høye "first fill" aminkostnader.

Resultatene fra estimer for totale investeringskostnader for denne løsningen sammenlignet med separate fangstanlegg på Herøya og Rafnes fremgår av tabell 21.

Tabell 21. Investeringskostnader i millioner NOK09 for samlokaliseringscase 3 samt case 1a og 2a for separate fangstanlegg.

	Case 1a. Fangst Herøya (NII og DVL)	Case 2a. Fangst Rafnes (Etylen og VCM)	Case 3. Samordning av fangst fra Herøya og Rafnes
Absorberanlegg	173,5	231,3	382,7
Desorpsjon og komprimering	926,8	667,7	1395
NO _x -rensing	0	20,7	20,7
Kjølevann	102,7	48,8	85,9
Ledninger og kanaler	97,8	37,4	99,8
Sum	1300,8	1005,9	
Totalt	2306,7		1984,1

Dersom samordning av fangst på Herøya og Rafnes kan realiseres som forutsatt, er det en potensiell, kalkulasjonsmessig gevinst på ca. 320 millioner NOK09. Det må understrekes at usikkerheten er stor i dette anslaget.

En annen potensiell gevinst ligger i det faktum at komprimert CO₂ i samlokaliserings case vil foreligge kun på to steder, Rafnes og Brevik. Uten noen form for samordning vil komprimert CO₂ foreligge på tre steder, Rafnes, Brevik og Herøya. For tilrettelegging for transport vil dette innebære en mulig gevinst, men det ligger utenfor prosjektets omfang å estimere denne.

Kostnadsestimatet i tabellen over avviker noe fra resultatet i kapittel 6. Plasseringen av energiverket i forhold til fangstanlegget bidrar vesentlig til dette avviket.

8.5 Betraktninger om samlokalisering i Grenland

To hovedmuligheter for å oppnå gevinster ved samlokalisering av CO₂-fangst er identifisert:

- Lokale absorberanlegg nær de enkelte punktkildene med pumping av aminløsninger til felles desorber- og kompresjonsanlegg.
- En felles "terminal" for videre transport av all CO₂ til lagringssted. Transportløsningen er foreløpig åpen og kan være enten med skip eller i rør. For skipstransport kan felles terminal og mellomlager være kostnadsbesparende.

Med separate absorberanlegg kan lange traseer med røykgasskanaler unngås. Disse er kostbare og kan raskt bli økonomisk prohibitivt. Denne kombinasjonen kan gi begrenset anleggsvirksomhet i eksisterende industriområder noe som er viktig både for sikkerhetskrav i eksisterende områder og total nedetid for anlegget. I praksis er dette antakelig også viktig i forhold til å få aksept for CO₂-fangst fra driftsorganisasjonen i eksisterende anlegg. Separate absorberanlegg krever at det er tilstrekkelig areal for plassering av absorber og direktekontaktkjøler med tilhørende utstyr så nær punktkildene som mulig. Det å finne best mulig plassering for disse enhetene vil kunne være en utfordring og krever godt kjennskap til industriområdet.

Samlokalisering kan innebære at rik/mager aminløsning må pumpes over lange avstander mellom absorber- og desorberanleggene. Lange rørstrekk for rike/magre aminløsninger innebærer temperaturendringer på absorbenten utover det som er normalt i et kompakt

fangstanlegg. Dette må vurderes nærmere og vil kunne innebære noen prosessmodifikasjoner som kan slå begge veier i investeringskostnadene.

Det er viktig at dampgenerering kan gjøres så nær desorber- og kompresjonsanlegget som mulig for å unngå lange rørstrekk med tilhørende varmetap og dermed økte kostnader.

Spesifikt for Grenland er det Rafnes som ser ut til å være en naturlig plassering av felles desorber- og kompresjonsanlegg. Her finnes det dampkapasitet i eksisterende kjelanlegg for CO₂-fangst og komprimering. Anlegget kan legges utenfor eksisterende fabrikkområde og ex-områder og det er arealmessig mulig å finne tilstrekkelig plass til denne delen av fangst-anlegget. Fanget CO₂ fra Herøya kan transporteres i aminløsning i "riktig" retning i forhold til den videre CO₂ transportkjeden.

Ett fellesanlegg for desorpsjon og kompresjon på Herøya vil innebære flere ledningsmeter totalt sett. Rik/mager aminløsning må transportere CO₂ fra Rafnes til Herøya og så tilbake i en CO₂-ledning sørover igjen. I den lange CO₂-kjeden, figur 4, betyr dette kanskje ikke så mye, men det vil være mere naturlig og kostnadseffektivt med løsningen skissert over. Dampkapasitet for CO₂-fangst finnes også på Herøya, men det vil kunne være vanskeligere å finne areal for fangstanlegg utenfor ex-områder og uten mulig "konflikt" med andre industribygninger og planer for nye aktiviteter.

Norcem ser ut til å være lite egnet for felles desorber- og kompresjonsanlegg. Det må investeres i nytt energiverk. I praksis finnes ikke infrastruktur for forsyning av brensel til energiverket utover å bruke kull som anses lite egnet og vil eskalere CO₂-mengdene ytterligere. Det blir lange rørstrekk for rike/magre aminløsninger, fra Rafnes til Brevik, anslagsvis 10 - 11 km i sjøen. Dette kommer i tillegg til 4 - 5 km fra Herøya til Rafnes. Mengden amin i systemet vil være stor, noe som vil øke pumpebehovet. Fordelen vil være at all komprimert CO₂ vil være tilgjengelig ved Norcem, Brevik og dersom en CO₂-terminal etableres her vil en spare ca. 10 km CO₂-ledning (komprimert).

Det er også mulig å pumpe rik/mager aminløsning fra et lokalt absorberanlegg på Norcem til felles desorber- og kompresjonsanlegg på Rafnes. Det blir igjen "feil retning" i forhold til permanent lagring og avstandene er lange med ulemper som nevnt ovenfor.

9. Diskusjon og kommentarer til resultatene

9.1 Bruk av resultater, begrensninger

Det er Tel-Teks forutsetninger, vurderinger og estimater som ligger til grunn for resultatene i denne rapporten; de enkelte industrianleggene heftes ikke for dette.

På grunn av tidsfaktoren har det vært begrenset dialog med representanter fra industrianleggene utover innsamlingen av data.

CO₂-fangstanleggets plassering i forhold til utslippspunkt vil ha betydning for kostnadene. Utforming og omfang av CO₂-fangstanlegget på de respektive industrianleggene vil kunne optimaliseres.

Med samordning av CO₂-fangst kreves det lange rørstrekk og eventuelt røykgasskanaler. Det må gjøres grundigere vurderinger med hensyn på trasévalg og nødvendig opparbeiding og strukturer for å finne realistiske løsninger som er akseptable for de enkelte anleggene. Dette vil sannsynligvis innebære at kostnadene på det nåværende stadium er for lave.

Det er også i en del eksempler forutsatt at absorber og tilhørende direktekontaktkjøler er plassert ved de enkelte punktkildene i anleggene. Det må selvfølgelig gjøres nærmere vurderinger om dette lar seg realisere.

9.2 Usikkerheter og risiko

Den største usikkerheten i investeringskostnadene ligger i omfanget. Dersom omfanget er riktig, ligger usikkerheten erfaringsmessig innenfor +/- 35 % (80 % konfidensintervall). Kostnadsestimatene forutsetter at det er anlegg nr. "ti" som bygges, for et anlegg bygget i dag vil kostnadene være betydelig høyere, fordi man blant annet ikke kan dra nytte av effekten av læring og teknologiutvikling (se kapittel 10).

9.3 Effekten av industri- og stedsspesifikke faktorer

Studien viser at å inkludere industri- og stedsspesifikke faktorer har stor betydning for investeringskostnadene, men mindre å si for driftskostnadene. Investeringskostnadene øker fordi sjøvannsanlegg og energiverk inkluderes. Selve fangstanlegget blir også større siden mengden CO₂ øker på grunn av bidraget fra energiverket. Energibehovet og dermed energikostnaden utgjør den største delen av driftskostnadene og øker noe grunnet den økte CO₂-mengden. Fangstkostnadene pr. tonn reduseres noe pga. økt CO₂-mengde.

9.4 Operasjonelle forhold ved samordning av CO₂-fangstanlegg

Disse konseptene innebærer at CO₂ samles fra flere anlegg med forskjellige eiere og eierstrukturer. Det vil dermed reises en rekke spørsmål av både juridisk, avtalemessig og rent driftsmessige forhold når det gjelder eventuell realisering av felles CO₂-fangstanlegg. Dette

må avklares. Hvordan dette organiseres og kostnadmessig håndteres er også forhold som må vurderes.

En slik modell vil også forutsette at realisering av CO₂-fangst kan koordineres og i rimelig grad sammenfalle i tid. For anlegg innenfor svært ulike bransjer som i Grenlands-klusteret, vil de konkurransemessige aspektene ved realisering av CO₂-fangst være et sentralt tema.

Det forutsettes at innsamling av røykgasser gjøres på en slik måte at det ikke forstyrrer driften av de enkelte prosessanleggene der de kommer fra. En må også vurdere hvordan situasjoner der de enkelte anleggene er tatt ut av drift for vedlikehold eller andre modifikasjonsarbeider håndteres. Fangstanlegget må designes for å kunne håndtere slike situasjoner, også når det blir uforutsett/plutselig stans i prosessanleggene.

10. Andre kostnadsestimater

10.1 Forskjeller i kostnadsnivå

Kostnadsestimering av CO₂-fangstanlegg fra ulike offentlige tilgjengelige studier viser til dels store forskjeller. Årsakene er blant annet estimeringsmetode, omfangsdefinisjoner og forutsetninger.

Et element som vil gi store utslag på investeringskostnadene er hvorvidt anlegget skal bygges i dag eller senere i tid. Det finnes i dag ingen post-combustion CO₂-fangstanlegg av denne størrelsen. Dette betyr at et anlegg bygget i dag vil bli betraktelig dyrere enn for eksempel et anlegg nr. "ti". Bygging av anlegg nr. "ti" innebærer at teknologien har vært igjennom en læringskurve og derfor er moden. Investeringskostnadene vil kunne reduseres betraktelig (ca. 40 %) i henhold til Hendersons lov, [9].

$$C_n = C_1 n^{-a}$$

Her er C_n kostnadene for anlegg nr. "n", C_1 kostnadene for det første anlegget, n er det totale antall anlegg og a er en faktor for kostnadselastisiteten.

- Prosjektkostnadene vil bli redusert etter hvert som teknologileverandørene har bygget flere anlegg.
- Overdimensjonering av utstyr og rørledninger blir redusert/fjernet med økt drifts- og vedlikeholdserfaring fra anlegg. Kravene til materialkvalitet vil også bli senket med økt driftserfaring.
- Kostnadsdata basert på priser innhentet fra potensielle leverandører er mest sannsynlig gitt med prosessgarantier. Dette har tilbyderne måttet ta hensyn til og tatt høyde for i prissettingen.
- Type kontraktsmodell vil ha betydning for kostnadene. Trolig er det i mange tilfeller valgt EPC-kontrakt (totalentreprise), men etter hvert som CO₂-fangstteknologien blir en mer vanlig prosess kan en delt entreprise benyttes, noe som vil redusere kostnadene.
- Detaljeringsgraden av elementene som inngår i estimatet har betydning. Omfanget må defineres for å kunne gi en reell sammenligning mellom estimater. Det er stor forskjell i kostnadene mellom
 - det å bygge et anlegg hvor alle hjelpefunksjoner og komplett driftsorganisasjon må etableres.
 - det å bygge et anlegg som er en integrert del av det eksisterende industrianlegget.
- Lokaliseringskostnader er i hovedsak knyttet til spesielle krav på anleggsplassen under anleggsutførelsen og byggearbeidene.
 - Dette er hovedsakelig knyttet opp til prosesseringssteder for hydrokarboner.
 - Bygging av anlegg i områder med lav befolkningsmengde innebærer at arbeidet utføres av pendlere. Dette vil øke investeringskostnadene.
- Anleggets driftsfilosofi vil ha betydning. Dagens CO₂-fangstanlegg produserer CO₂ for salg og vil følgelig ha en annen driftsfilosofi enn et anlegg hvor målet er å fange CO₂ for lagring.

Det finnes flere måter å fremlegge resultater på, en måte er å fordele kostnadene på fanget CO₂ en annen er å fordele de på unngått CO₂. Definisjonen på fanget er den CO₂-mengden som sendes til permanent lagring. Definisjonene på unngått CO₂ er litt mer komplisert og kan variere fra studie til studie. Denne kan være avhengig av i hvilken grad elektrisitet brukes til å drive utstyrskomponenter og om denne elektrisiteten er produsert i et varmekraftverk eller vannkraftverk. I denne studien vil energiverket levere energi til å drive vifter og kompressorer i tillegg til desorberen. En måte å beregne unngått CO₂ på er vist i tabell 22.

Tabell 22. Mulig definisjon av unngått CO₂.*

	Tonn CO ₂ /år
Opprinnelig utslipp (før fangst)	300 000
Energiproduksjon	100 000
Totalt	400 000
Fanget (85 %)	340 000
Utslipp (15 %)	60 000
Totalt	400 000
Totalt redusert:	
Opprinnelig utslipp (før fangst)	300 000
Utslipp etter fangst (15 %)	60 000
Unngått	240 000

*Tallene i tabellen er kun brukt som illustrasjon og representerer ikke et konkret tilfelle.

Tabellen viser at for dette tilfellet er det 100 000 tonn/år forskjell mellom fanget og unngått CO₂. Det er derfor viktig å presisere hvilken som er lagt til grunn i beregningene og hvordan denne er definert.

10.2 Sammenligning med SINTEFs rapport (fra 2008)

De generiske fangstkostnadene estimert i denne rapporten ligger generelt noe høyere enn tilsvarende tall fra rapporten "Kostnadsestimering av CO₂-håndtering" [1] utført av SINTEF i 2008. I SINTEF-rapporten er det brukt amerikanske faktorer, mens det i denne rapporten er benyttet europeiske faktorer. Dette gir seg utslag i at svingninger i kostnader som skyldes endringer i vekslingskursen mellom Euro og USD, ikke slår inn i kostnadsestimatene. I denne studien er nyere data lagt til grunn.

10.3 Andre estimater

I denne studien er ikke et CO₂-fangstanlegg på Kårstø blitt kostnadsestimert. En studie fra Gassco i 2009, "CO₂ Capture from Flue Gas at Kårstø Gas Plant – Study Report" [10], viser et kostnadsbilde som er betydelig høyere enn sammenlignbare anlegg fra den foreliggende rapporten. De viktigste forskjellene er;

- omfangsdefinisjonen (hva er med, hva er ikke med). Tel-Tek forutsetter at alle hjelpesystemer bortsett fra sjøvannsanlegg og energiverk finnes på det eksisterende industrianlegget og at det allerede finnes en driftsorganisasjon her.

- hvor mange tilsvarende anlegg er bygget før. Tel-Tek forutsetter at dette er anlegg nr. ”ti”, altså teknologien er kjent.

For å kunne foreta en sammenligning av resultatene er et fangstanlegg på Kårstø basert på tall oppgitt i Gassco-rapporten for KEP (Kårstø Expansion Project inkludert ny dampkjel) estimert. Estimater er basert på omfang og forutsetninger gitt i Tel-Tek-rapport, men med tillegg for lokalisering (50 % Kårstø) og læring/erfaring (40 %). En sammenligning av investeringskostnadene er gitt i tabell 23.

Tabell 23. Sammenligning av investeringskostnadene fra Gassco- og Tel-Tek-rapport.

		Tel-Tek (NOK09)	Gassco (NOK08)
Fangstanlegg		600 000	
Sjøvannsanlegg		50 000	
Kanaler		25 000	
Lokaliseringskostnad	50 %	337 500	
Basis		1 012 500	
Læring	40 %	675 000	
Totalkostnader		1 687 500	2 900 000

Årlige driftskostnadene er beregnet til ca. 115 millioner NOK09 mot 147 millioner NOK08 i Gassco-rapporten.

Gassco-tallene som er brukt her er trukket ut/beregnet av Gassco-rapporten for å kunne sammenlignes med tilsvarende Tel-Tek-anlegg. Det vil si at disse tallene ikke fremkommer i noen av Gasscos scenarier.

Fangstkostnadene pr. tonn fanget CO₂ er gitt i tabell 24.

Tabell 24. Fangstkostnadene i NOK pr. tonn CO₂ fanget.

	Tel-Tek (NOK09)	Gassco (NOK08)
Driftskostnader	338	432
Kapitalkostnader	433	744
Fangstkostnader pr. tonn fanget	771	1 176

Fangstkostnadene pr. tonn unngått CO₂ er gitt i tabell 25.

Tabell 25. Fangstkostnadene i NOK pr. tonn CO₂ unngått.

	Tel-Tek (NOK09)	Gassco (NOK08)
Driftskostnader	460	588
Kapitalkostnader	589	1 011
Fangstkostnader pr. tonn fanget	1 049	1 599

Forskjellene mellom kostnadsestimatene kan kanskje forklares med forskjeller i;

- Kontraktsfilosofi
- Omfangsdefinisjon
- Dimensjonering og materialkvalitet

- Driftsfilosofi

Se kapittel 10.1 for mer informasjon om hver av disse faktorene.

Det er vanskelig å si noe sikkert om dette siden det ikke fremkommer i Gassco-rapporten hva som er lagt til grunn for beregningene.

11. Forslag til videre studier

For å bedre grunnlaget for de industri- og stedsspesifikke kostnadene, kan det vurderes å utføre mer inngående lokale studier hvor anleggsspesifikke kostnader inngår. Slike studier bør blant annet inneholde arealmessige forhold som plassering av absorber med tilhørende anleggsdeler/utstyrskomponenter, rør/kanal, med mer.

Den foreliggende studien inkluderer ikke transport. Derfor er heller ikke kostnader knyttet til anlegg på land for klargjøring til transport inkludert. Det anbefales at videre arbeid også kan omfatte transportrelaterte anlegg. Dette vil være spesielt interessant for områder med industriklustere hvor felles transport vil ha betydning for kostnadene. Det vil her være viktig å finne den optimale plasseringen av en CO₂-terminal.

I denne rapporten er det kun sett på gassfyrte energiverk, alternativer som biofyring kan være aktuelt. Det vil også være interessant å kombinere et rent bioenergiverk med CO₂-fangst.

12. Forkortelser

Capex	Capital Expenditure (investeringskostnader)
CCP	Carbon Capture Project
DVL	Damp, vann og luftsentral
EPC	Engineering, Procurement, Construction (totalentreprise)
EU	Europeiske Union
Ex	Eksplasjon
KEP	Kårstø Expansion Project
LNG	Liquified natural gas
MEA	Monoetanolamin
NOK	Norske kroner
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
OD	Oljedirektoratet
Opex	Operating Expense(driftskostnader)
SCR	Selective catalytic reduction
SNCR	Selective non catalytic reduction
SFT	Statens forurensingstilsyn
SSB	Statistisk sentralbyrå
USD	Amerikanske dollar
VCM	Vinyl chloride monomer

13. Referanser

- [1] Røkke, P. et. al., *Kostnadsestimering av CO₂-håndtering*, juni 2008.
- [2] Choi, G.N. et. al., “CO₂ Removal from Power Plant Flue Gas–Cost Efficient Design and Integration Study” *Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations – Results from the CO₂ Capture Project*, Volume 1. Chapter 5, Elsevier, Amsterdam 2005. ISBN: 0-08-044570-5.
- [3] Mariz, C. L., “Carbon Dioxide Recovery: Large Scale Design Trends,” *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Vol. 37, No. 7, July 1998, pp. 42-47.
- [4] Kwong, K.V. et. al.”Application of Amines for Treating Flue Gas from Coal-Fired Power Plants,” *Environmental Progress*, Vol. 10, No. 3, August 1991, pp. 211-215.
- [5] Chapel, D.G. et. al., “Recovery of CO₂ from Flue Gas Commercial Trends”, presented at the Canadian Society of Chemical Engineers annual meeting, October 4-6, 1999.
- [6] Simmonds, M. et. al. “A Study of Very Large Scale Post-Combustion CO₂ Capture at a Refining & Petrochemical Complex”, 2008.
- [7] Rashidzadeh, M., “An Overview on Reduction of Nitrogen Oxides in Flue Gases”.
- [8] <http://www.aspentech.com/products/aspen-icarus-project-manager.cfm>
- [9] Grant, R.M., *Contemporary strategy analysis*, 2004
- [10] Gassco, *CO₂ Capture from Flue Gas at Kårstø Gas Plant – Study Report*, mars 2009

14. Vedlegg A Generisk prosessbeskrivelse

Innledning

Det foreliggende beregningseksempel er basert på fangst av 60 t/h CO₂ ved 86 % fangstgrad, dvs. 69,77 t/h CO₂ i røykgass inn på fangstanlegget.

En beskrivelse av et CO₂-absorpsjonsanlegg etter Econamine FG prosessen, er gitt av Mariz (Flour Daniels Inc.) fra 1998 [3]. Dette er en typisk, regenererbar alkanolamin-prosess. En skisse av et typisk post-combustion CO₂-fangstanlegg er gitt i figur 4 i kapittel 4.

Et slikt anlegg for CO₂-innfangning fra gasskraftanlegg vil typisk omfatte:

- Nedkjøling og rekomprimering av røykgassen fra kraftverket
- Absorpsjon av CO₂ i aminholdig absorpsjonsvæske i en kolonne
- Etterfølgende utvasking av absorbentrester fra røykgass til pipe
- Avdestillering av CO₂ fra absorpsjonsvæsken i en desorpsjonskolonne
- Et sirkulasjonssystem for sirkulering av absorpsjonsvæske mellom kolonnene, samt kjøling og varmeveksling for å regulere temperaturene på en energieffektiv måte.
- Rensesystemer (Reclaimer og kullfilter) for periodisk utskilling av partikler og degradert amin.
- System for tilførsel av nødvendig energi til desorpsjonskolonnen.

En nyere versjon av denne prosessen er gitt av Choi et.al., Nexant i forbindelse med CCP-prosjektet [2]. Denne har vært utgangspunkt for de foreliggende prosessberegningene.

Prosessbeskrivelse

Denne prosessbeskrivelsen refererer til prosessflytskjema vist i kapittel 3.

Forbehandling av røykgass

Røykgassen fra gasskraftverket (strøm "1") ved 80 °C blir nedkjølt til ca. 47 °C ved direkte kontakt med sirkulerende vann i beholderen "V-1" (Direktekontaktkjøler). Vannet blir sirkulert av pumpen "P-1", og kjølt indirekte med kjølevann i varmeveksleren "H-1". Viften "K-1" hever trykket på gassen ut av direktekjøleren (strøm "2") for å overvinne trykkfall i absorpsjonsprosessen og derved hindre at denne påvirker røykgasstrykket oppstrøms i kraftverket.

Absorpsjon

Den nedkjølte, fuktete og komprimerte røykgassen fra viften "K-1" (Strøm "3") går inn i bunnen på absorberkolonnen "T-1" i absorberdelen "T1A". Der går den oppover gjennom fylte seksjoner, der den kommer i kontakt med en absorbentløsning mager på CO₂, som kommer inn lengre oppe i kolonnen (strøm "S14"). Her blir 86 % av CO₂-mengden i gassen absorbert i væsken. Deretter går gassen videre (strøm "4") til vaskedelen av kolonnen ("T1B"), en mindre pakning av samme slag som absorberdelen. Der kontaktes den med en sirkulerende vannstrøm for å vaske ut rester av absorbentløsningen. Tilsvarende direktekontakt-kjøleren sirkuleres vannet med en pumpe, "P-2", og kjøles med en varmeveksler, "H-2". Sirkulasjonsvannet blandes med noe friskvann i toppen, og etter pumpen tas ut restvann. Med egnet temperaturkontroll i prosessen kan mesteparten av dette

blandes inn i absorbentløsningen, for å begrense utslipp av absorbent (MEA). Etter vannvasken og dråpefanger slippes den rensede gassen (strøm "5") til pipe.

Absorbentløsningen som kommer inn på kolonnen (strøm "S14"), kommer fra desorberkolonnen etter nedkjøling, har temperatur rundt 38 °C og er mager på CO₂. Dvs. ladningsgraden er 0,186 mol CO₂ per mol MEA amin. Etter kontakt med røykgassen gjennom pakningene i absorberkolonnen (T-1A) blir den mettet opp med CO₂ til en ladningsgrad på 0,447, og temperaturen øker med rundt 23 °C. (Strøm "S1".) Periodevis renses den kalde magre absorbentløsningen ved at en sidestrøm ledes gjennom filterpakken X-1. Her er også absorbentledningen i forbindelse med tankanlegg (D-1), med forbindelse til aminsump (D-2).

Desorpsjon

Den rike absorbentløsningen fra absorber (strøm "S1") blir pumpet opp til ca. 2 bar abs. i pumpen P-3. Deretter blir den oppvarmet til 107 °C (strøm "S4") ved varmeveksling med 120 °C varm magerløsning fra desorberen (strøm "S10") i varmeveksleren H-3. Denne varme og delvis fordampede rike absorbenten fødes inn på desorberkolonnen T-2 til toppen av den nedre, største kolonnefyllingen, desorpsjonsseksjonen. Der kontaktes den med varm, oppadstigende damp, slik at CO₂-innholdet delvis strippest av. Desorberkolonnen er en slags destillasjonskolonne, der CO₂ og vanddamp drives av i kokeren H-6. Denne varmes opp med damp ved et trykk på minst 4 bar abs. Fra denne kokeren tappes varm, mager absorbentløsning ved ca. 120 °C. (Strøm "S10".) Varmen utnyttes, som nevnt, til å varme opp innkommende rik absorbentløsning i varmeveksleren H-3. Den delvis nedkjølte væsken ved 58 °C pumpes (P-4), og kjøles ytterligere ned med kjølevann i kjøleren H-4 til 38 °C, og returnerer til absorberen. Her er det av beregningstekniske årsaker skissert et blandepunkt for justering av absorbentløsningen. ("Stivt" system som følge av stasjonærtilstands prosessimulering.) I praksis vil denne justeringen egentlig finne sted ved hjelp av absorbenttanken D-1 vist på flytskjema for absorberdelen.

I den øvre enden av desorberkolonnen T-2 er en kort forsterkerseksjon der amin vaskes ut av oppstigende damp. Dampfraksjonen som går videre til partialkondensatoren H-5 skal være praktisk talt ren for amin. I reflukstanken V-10 separeres en ca. 98 mol-% CO₂-gass fra kondensatet ved 25 °C. (Strøm 8). En liten strøm av kondensatet (strøm "W5") er tenkt benyttet til kontroll av vannbalansen i sirkulerende absorbent. Resten av kondensatet, nesten rent vann, sendes tilbake til desorpsjonskolonnens forsterkerdel via pumpen P-10 for å vaske ned amin.

Kompresjon

CO₂-gass (strøm "8") fra desorberdelens reflukstank (V-10) ved 25 °C går først til en utskiller (beholder med dråpefanger, "scrubber", VK-10) for å sikre mot dråper inn på CO₂-kompressorens første trinn, K-11. Gassen komprimeres opp først i to trinn (K-11 og K-12) med etterkjølere henholdsvis HK-11 og HK-12 etterfulgt av utskillere for uttak av kondensat ("scrubbere") henholdsvis VK-11 og VK-12. Gassen etter 2. trinn (benevnt som strøm "29" før væskeutskiller), ved 29 °C og 39,5 bar abs. blir tørket i adsorpsjonstørke-enheten X-100 (Temperatursving) før siste kompressortrinn K-13 med etterkjøleren HK-13. Der blir den komprimert til 75 bar abs., som er rett over kritisk trykk for CO₂, og kjølt ned til 25 °C (Strøm "40".) Deretter kan den pumpes videre til 120 bar abs. med pumpen P-14. (Strøm "9".) Kondensat utskilt etter kompressorene blir samlet og pumpet tilbake til desorberens reflukstank. (Strøm "WK2")

Reclaimer

I reclaimeren H-9 renses absorpsjonsløsningen for avfallsprodukter ved at aminet kokes av ved en høyere temperatur og med tilsats av kaustisk soda fra X-2. Den kjøres i kortere perioder ved at en mindre del av absorbentløsningen, typisk ca. 15 %, periodevis ledes utenom absorpsjonskolonnen og gjennom reclaimeren. Kokeresten tappes ut og sendes til avfallsbehandling.

Beregninger

Røykgassfødens egenskaper

I tabell A1 er forutsatt røykgassammensetning gitt.

Tabell A1. Forutsatt røykgassammensetning.

Sammensetning, mol-%:	
N ₂ + Ar	75,28%
CO ₂	3,98%
O ₂	12,40%
H ₂ O	8,34%
Dampfraksjon	1,00
Temperatur [°C]	80
Trykk [bar a]	1,02
Molarstrøm [kmol/h]	39 832
Massestrøm[t/h]	1 127,7
Massetetthet [kg/m ³]	0,99
Masse spesifikk varme [kg/kmol, °C]	1,053
Molekylvekt	28,31

Denne røykgassen inneholder en CO₂ mengde på 69,77 t/h.

Det er her forutsatt at SO_x og NO_x på forhånd er fjernet ned til et akseptabelt nivå. Et renseanlegg oppstrøms den gitte anleggsgrensen er helt nødvendig for å hindre at absorbentløsningen blir degradert av disse forurensningene.

Andre forutsetninger

CO₂-gjenvinning: Gjenvinningsgraden for CO₂ er satt til 86 %.

Dette gir en produsert CO₂-mengde på 60,0 t/h eller knapt 500 ktonn/år.

Prosessimulering

Proessen er basert på en rekonstruksjon av Nexant's bidrag til CCP-prosjektet [2], samt på en artikkel av Mariz (Flour Daniels Inc.) [3]. Beregningene er utført ved stasjonærtilstand prosessimulering med programvaren Hysys fra AspenTech inc. For å kunne simulere absorpsjon og desorpsjon av CO₂ i MEA amin, er programvarens aminpakke benyttet. Der er Kent-Eisenberg termodynamiske modell med ikke-ideell dampfase valgt. Aminpakken regner med reelle trinn (eller overføringsenheter), og beregner også virkningsgraden for hvert enkelt trinn. Denne modellen kan ikke regne på argon, så derfor er denne komponenten summert opp under nitrogen.

Simuleringen omfatter kun normal driftssituasjon i stasjonærtilstand, og inkluderer derfor ikke reclaimers, filter og tanker blant annet.

Prosessbetingelser

Mål for CO₂ fangstgrad 86 %.

Direkte kontakt røykgasskjøler: Skal kjøle gassen minst ned til duggpunktet. Her valgt utgående temperatur på 47 °C. Temperatur på sirkulasjonsvann inn på beholderen satt til 35 °C. Trykkfall langs røykgasstrømmen resulterer i en nødvendig trykkheving på viften K-1 på 0,08 bar. I tabell A2 er kolonnespesifikasjonene gitt.

Tabell A2. Kolonnespesifikasjoner.

		Absorber	Vaskeseksjon, absorber	Desorber
Trykkfall	Bar	0,09		0,2
Kolonnetype		Fylt	Fylt	Fylt
Antall "trinn" (masseoverføringsenheter i fylte kolonner.)		8 + reboiler og kondensator	3	24
Diameter	M	11,4	11,4	5,7
"Trinnhøyde"	M	1,5	0,8	0,94

Antall "trinn" blir her et noe abstrakt begrep, da denne parameteren er tilpasset erfaringsverdier for CO₂-ladning i absorbenten. Trinnhøyder er tilpasset antatte kolonnehøyder. (Det kan bemerkes at desorberen måtte gis betraktelig flere trinn enn absorbereren for å komme ned på rimelige verdier for CO₂-ladning). Videre raffinering av simuleringsmodellen må baseres på fremtidig forskning og modellutvikling.

Kjøletemperaturer. For desorberkondensator og for CO₂-kompressorertoget er en utløpstemperatur på 25 °C forutsatt for varm side. Andre steder i prosessen er utløpstemperatur på varm side lagt i området 35-38 °C. For å rasjonalisere prosesssimuleringene er de vannkjølte varmevekslerne simulert som "coolers", dvs. det beregnes en kjøle-effekt fra det varme mediets innløps- og utløpsbetingelser. Beregninger på kjølevann er ikke tatt med. Dette kan enkelt gjøres senere, på regnearknivå.

Varmeveksler for rik/mager løsning (H-3):

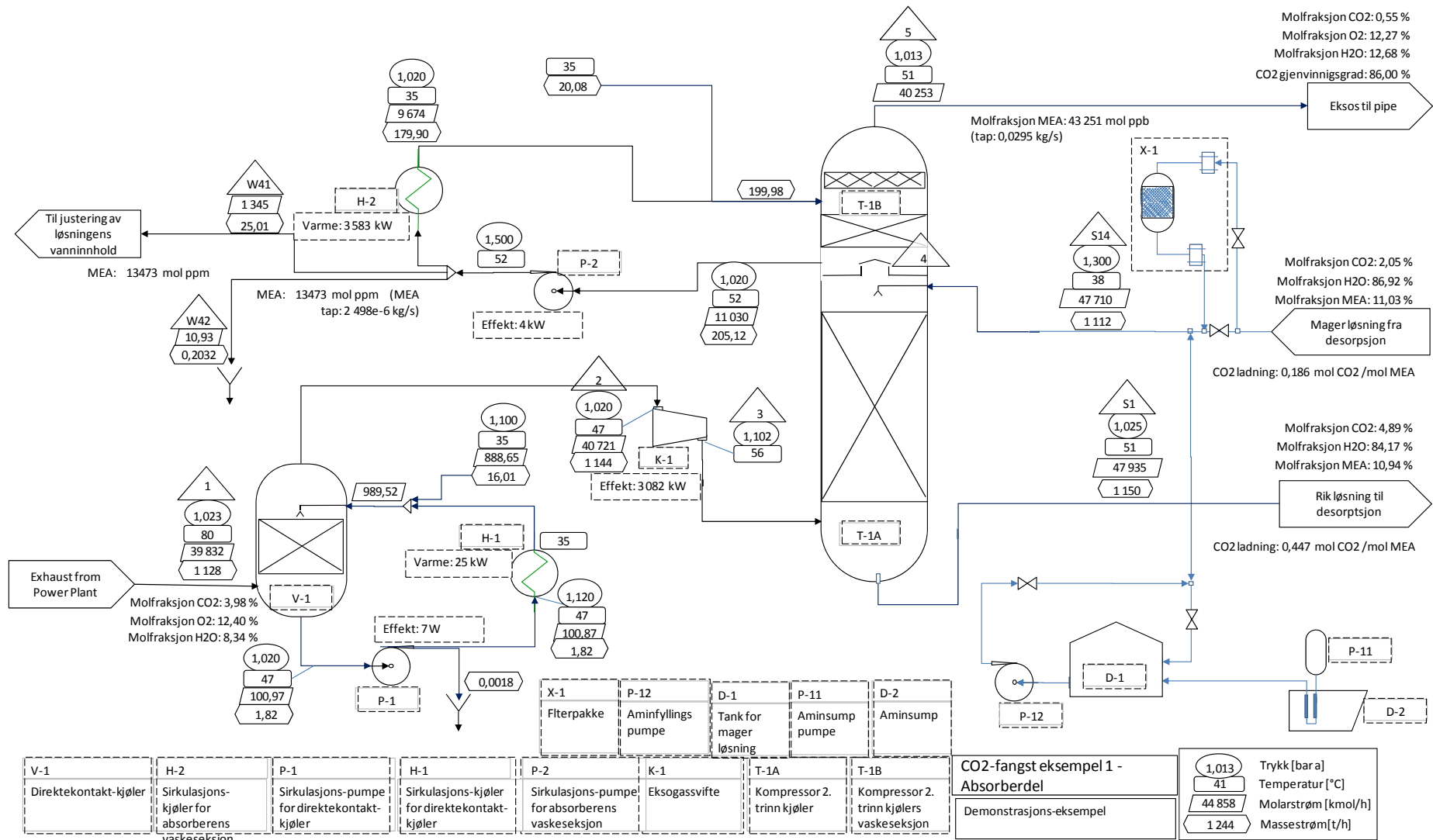
LMTD (Logaritmisk Midlere Temperatur Differanse) er spesifisert til 10 °C.

Absorbent: Ren absorbentløsning er 30.02 vekt-% MEA amin i vannløsning. (Tilsatsstoffer som brukes i praksis er ikke tatt med i prosessberegningene.)

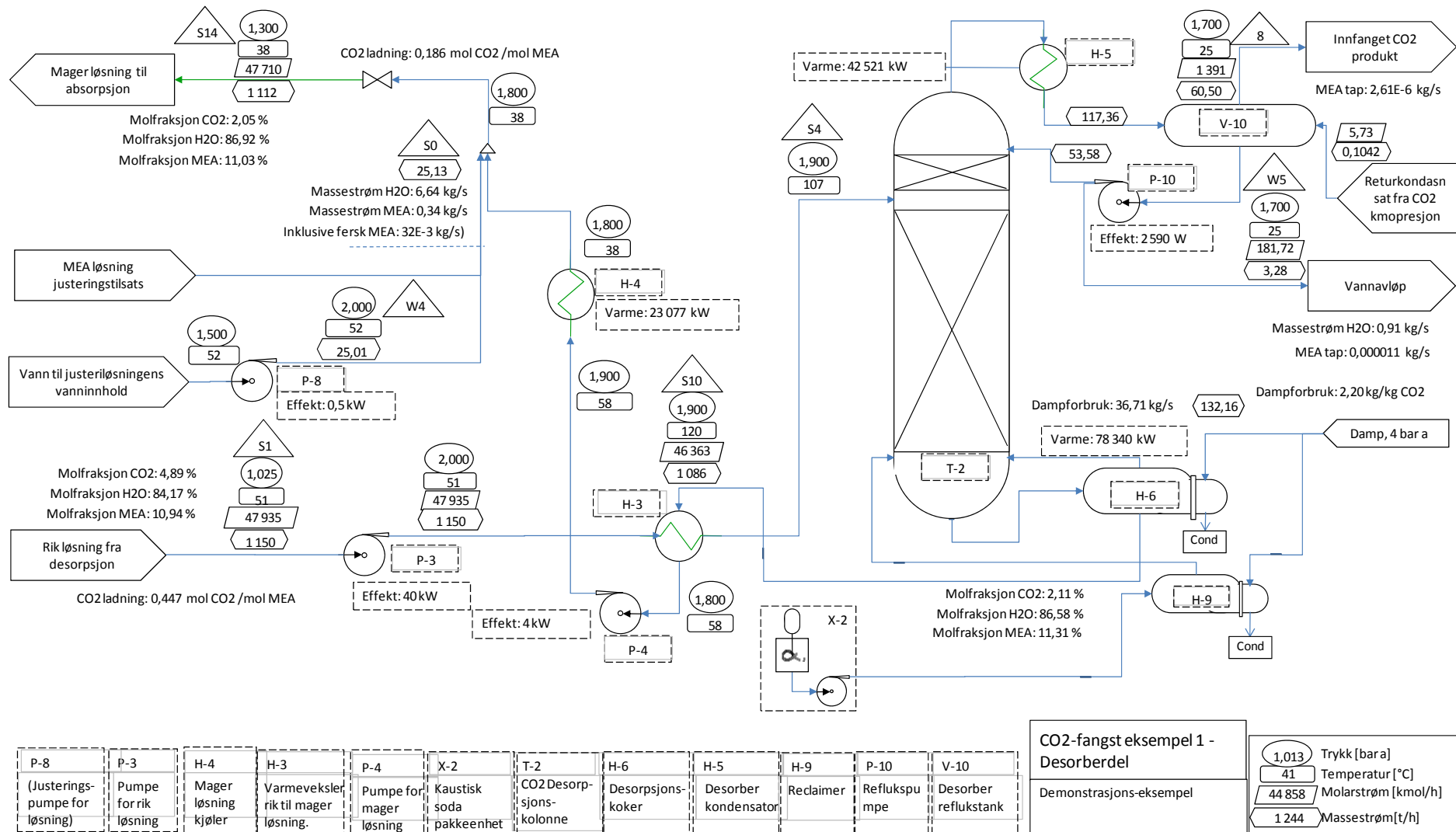
Dampforbrukets avhengighet av CO₂ fangstgrad: I simuleringene ble effektpådraget i desorberkokeren justert manuelt for å oppnå 86 % innfangning av CO₂ fra røykgassen.

Resultater

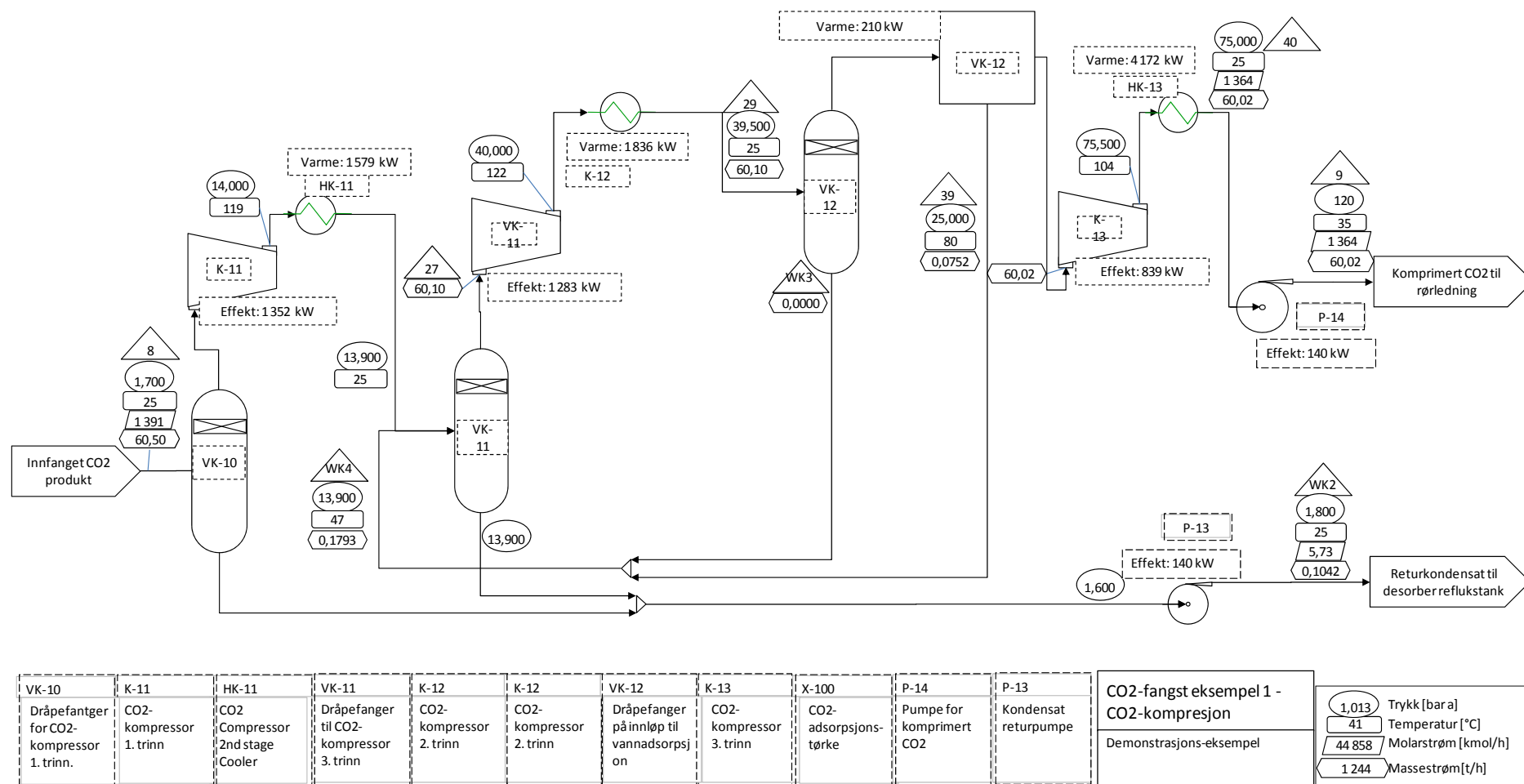
Prosessdata er vist på PDF-type diagrammer, figur A2 – A4, og i tabell, A3, på påfølgende sider.



Figur A2. Prosessdata – PDF-diagrammer.



Figur A3. Prosessdata – PDF-diagrammer.



Figur A4. Prosessdata – PDF-diagrammer.

Table A3. Prosessdata.

Strømnavn	1	2	3	4	5	S1	S14	W41	W42
Sammensetning, mol-%:									
N ₂	75,280%	73,637%	73,637%	74,046%	74,492%	6,3E-6		6,7E-6	6,7E-6
CO ₂	3,980%	3,893%	3,893%	0,547%	0,551%	4,890%	2,054%	2,8E-6	2,8E-6
O ₂	12,400%	12,129%	12,129%	12,197%	12,270%	1,9E-6		2,0E-6	2,0E-6
H ₂ O	8,340%	10,340%	10,340%	13,161%	12,683%	84,174%	86,916%	98,652%	98,652%
MEA				494,2E-6	43,3E-6	10,936%	11,029%	1,347%	1,347%
Dampfraksjon	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Temperatur [°C]	80,00	46,85	56,04	54,03	50,99	51,05	38,36	52,18	52,18
Trykk [bar a]	1,02	1,02	1,10	1,02	1,01	1,03	1,30	1,50	1,50
Molarstrøm [kmol/h]	39 832	40 721	40 721	40 496	40 253	935,02	47 710	1 345	10,93
Massestrøm[t/h]	1 127,66	1 143,67	1 143,67	1 105,02	1 099,88	150,256	1 111,61	25,01	0,2032
Massetetthet [kg/m ³]	0,99	1,08	1,13	1,02	1,03	1 048,81	1 023,72	988,69	988,69
Masse spesifikk varme [kg/kmol, °C]	1,053	1,053	1,056	1,080	1,075	3,599	3,697	4,222	4,222
Molekylvekt	28,31	28,09	28,09	27,29	27,32	24,00	23,30	18,60	18,60

Strømnavn	8	S1	S4	S10	S14	S0	W4	W5
Sammensetning, mol-%:								
N ₂	218,2E-6	6,3E-6	6,3E-6				6,7E-6	
CO ₂	98,065%	4,890%	4,890%	2,114%	2,054%		2,8E-6	983,6E-6
O ₂	67,2E-6	1,9E-6	1,9E-6				2,0E-6	
H ₂ O	1,907%	84,174%	84,174%	86,579%	86,916%		98,652%	99,901%
MEA		10,936%	10,936%	11,307%	11,029%	100,00%	1,347%	3,7E-6
Dampfraksjon	1,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Temperatur [°C]	25,15	51,05	107,12	120,28	38,36	30,00	52,20	25,00
Trykk [bar a]	1,70	1,03	1,90	1,90	1,30	2,00	2,00	1,70
Molarstrøm [kmol/h]	1 391	47 935	47 935	46 363	47 710	1,89	1 345	182
Massestrøm[t/h]	60,50	1 150,26	1 150,26	1 086,48	1 111,61	0,115	25,01	3,28
Massetetthet [kg/m ³]	3,01	1 048,81	127,10	979,79	1 023,72	1 027,28	988,68	996,75
Masse spesifikk varme [kg/kmol, °C]	0,876	3,599	3,837	4,070	3,697	2,875	4,222	4,118
Molekylvekt	43,51	24,00	24,00	23,43	23,30	61,08	18,60	18,04

Strømnavn	27	29	39	40	9	WK2
Sammensetning, mol-%:						
N ₂	221,8E-6	221,8E-6		222,5E-6	222,5E-6	
CO ₂	99,690%	99,690%	3,430%	99,970%	99,970%	0,645%
O ₂	68,3E-6	68,3E-6		68,5E-6	68,5E-6	
H ₂ O	0,281%	0,281%	96,569%	5,6E-6	5,6E-6	99,355%
MEA			11,7E-6			
Dampfraksjon	1,00	1,00	0,03	0,00	0,00	0,00
Temperatur [°C]	25,00	25,00	80,00	25,00	34,54	25,00
Trykk [bar a]	13,90	39,50	25,00	75,00	120,00	1,80
Molarstrøm [kmol/h]	1 368	1 368	4	1 364	1 364	6
Massestrøm[t/h]	60,10	60,10	0,08	60,02	60,02	0,10
Massetetthet [kg/m ³]	26,77	93,65	370,44	716,07	726,74	1 010,30
Masse spesifikk varme [kg/kmol, °C]	0,957	1,308	4,094	4,992	3,432	4,273
Molekylvekt	43,93	43,93	18,91	44,01	44,01	18,18

Apparaturdata

All apparatur er listet opp i tabell A4, men data er bare tatt med i den utstrekning dette dekkes av data fra prosessimuleringen. Unntaksvis er et estimat gjort for Reclaimer (H-6).

Tabell A4. Apparaturdata.**Varmevekslere**

Kjølevannstemperatur, °C: inn: 15 ut: 25

Tag	Navn	Funksjon	type	Temp. °C	Trykk	ut	LMTD	Est. U	Tot.	Effekt	merknad.
				in /out	inn bara	ut barg		W/m²,K	Areal m³	kW	
H-3	Lean/Rich Solution	T Rik Løsning S Mager Løsning	AEU	120 58 51 107	1,900 2,000	0,887 0,987	10,00	600	12820	76 900	
H-4	Lean Solution cooler	T Kjølevann S Mager Løsning	AEU	15 25 58 38	6,300 1,900	5,287 0,887	27,91	1000	870	24 230	
H-5	Desorber Condenser	T Kjølevann S Gass CO ₂ &H ₂ O	AET	15 25 104 25	6,3 1,7	5,287 0,69	36,943	1200	1010	44650	Inkl. i desorber modell
H-6	Desorber Reboiler	T Vanndamp S Mager Løsning	AKU	143,6 138,9 119,65 120,3	4 1,9	2,987 0,89	21,378	1200	3210	82250	Inkl. i desorber modell
H-1	Feed cooler cycle cooler	T Kjølevann r S Cycle Water	AEU	15 25 47 35	6,300 1,120	5,287 0,107	20,91	1100	20	250	Normalt ikke i drift
H-2	Wash water cooler	T Kjølevann S Vaskeløsning	AEU	15 25 52 35	6,300 1,500	5,287 0,487	23,41	1100	150	3 760	
H-6	Reclaimer	T Vanndamp S MEA Solution	AKU	180 179 120,3 140	10 9,5	8,987 8,487			190	3290	Ikke inkl. i simulering
H-7	Flash Steam Condenser	T Vanndamp S Luft	Luft								Ikke inkl. i simulering
H-8	Condensate cooler	T Kjølevann S Vanndampkond.	Plate ramme								Ikke inkl. i simulering
HK-11	1st Stg CO ₂ Comp Cooler	T Kjølevann S Vanndampkond.	AEU	15 25 119 25	6,300 14,000	5,287 12,987	37,41	250	180	1 660	
HK-12	2nd Stg CO ₂ Comp Cooler	T Kjølevann S Vanndampkond.	AEU	15 25 122 25	6,300 40,000	5,287 38,987	38,17	300	170	1 930	
HK-13	3rd Stg CO ₂ Comp Cooler	T Kjølevann S Vanndampkond.	AEU	15 25 104 25	6,300 75,500	5,287 74,487	33,43	600	220	4 380	

Pumper

Simulert effekt er data fra prosessimuleringer dvs. eksklusive tillegg for statisk trykk samt trykkfall i rørledninger.

Tag	Funksjon	Medium	Kapasitet m ³ /h	Temp °C inn /ut	Trykk. ¹⁾ bar g inn /ut	Masse- tetthet kg/m ³	Simulert Effekt ¹⁾ kW	Antatt Effekt ³⁾ kW
P-3 A/B	Rik Løsning Pumpe	MEA, CO ₂ , H ₂ O	1 097	51,05 51,09	0,01 0,99	1 049	39,60	77,9
P-4 A/B	Mager Løsning Pumpe	MEA, CO ₂ , H ₂ O	1 069	58,48 58,48	1,80 1,90	1 017	3,96	30,9
P-2 A/B	Vaskevann Sirkulasjons- pumpe	MEA, CO ₂ , H ₂ O	207	52,16 52,18	1,02 1,50	989	3,69	9,8
P-5 A/B	Regenerator Reflukspumpe ²⁾	MEA, CO ₂ , H ₂ O	54,4	25,00 25,00	1,20 1,70	997	1,01	2,6
P-1 A/B	Røykgass direktekjøler sirkulasjonspumpe	H ₂ O	1,8	46,85 46,85	1,02 1,12	989	0,01	0,1
P-12	Aminfyllings pumpe	MEA, CO ₂ , H ₂ O						
P-11	Aminsump Pumpe	MEA, CO ₂ , H ₂ O						
(incl. in X-2)	Kaustisk soda fyllingspupe	Na ₂ CO ₃ , H ₂ O						
P-10	Kondensator Returpumpe	Vann						
P-13	Kondensatpumpe	CO ₂ , H ₂ O						
P-14	CO ₂ Produkt Pumpe	CO ₂	83,8	25,00 34,54	75,00 120,00	716	139,70	169,5

Merknader:

1) Statisk trykk samt trykkfall i rørledninger, friksjonstap og marginer for omløpskontroll er ikke inkludert. Anbefalt lagt til etter beste skjønn.

2) Antatt trykkfall 0,5 bar.

3) Påslag er antatt å være 0,5 bar økt trykkfall i rørledninger + 30% påslag (20% for CO₂-pumpe) av effekt inklusive trykkpåslag.

Kompressorer

Tag	Funksjon	Gass	Kapasitet	Faktisk volumstrøm		Molvekt	Cp/Cv	Sug		Avløp		Virkningsgrad (Poly-tropisk)	Effekt (på gassen) kW	Antatt Effekt ¹⁾ kW
			Norm kmol/h	m ³ /h inn	ut			Pres Bara	Temp °C	Pres Bara	Temp °C			
K-1	Flue Gas Blower	Vannmettet Røygass	40 721	1 061 515	1 010 831	28,09	1,39	1,020	46,8	1,10	56,0	n/a	3 082	5 930

K-11	CO ₂ Compressor 1. trinn	Vannmettet CO ₂	1 374	6 763	3 097	43,82	1,28	4,9	25	14	119	82,3 %	1 352	1 670
K-12	CO ₂ Compressor 2. trinn	Vannmettet CO ₂	1 368	2 245	1 027	43,93	1,28	13,9	25	40	122	76,2 %	1 283	1 590
K-13	CO ₂ Compressor 3. trinn	Tørr CO ₂	1 364	812	460	44,01	1,28	34,0	30	75,5	104	71,7 %	839	1 050
	SUM												3474	4310

Merknader: 1) Påslag er antatt å være 5% på trykkøkningen + 15% påslag på resulterende effekt.

Kolonner og beholdere

Tag	Funksjon		Medium	Væske inn/ut	Gass Kapasitet Normal kmol/h	Molvekt kg/kmol	m3/h	Væske Kapasitet Normal m³/h	Molvekt kg/kmol	Trykk bara barg	Gass Temp inn ut °C °C	Væske Temp inn ut °C °C
T-1A	Absorber, hovedseksjon	V	Røykgass	Mager/Rik amin	41822	28,09		1097	23,30	1,10 0,09	56,0 54,0	38,4 51,1
T-1B	Vaskeseksjon	V	Røykgass	vann	40552	27,29		207	18,54	1,02 0,01	54,0 51,0	35,0 52,2
T-2	Desorber, nedre del	V	CO ₂	Rik/Mager amin	6683	25,07		1269	18,42	1,90 0,89	120,3 105,9	107,1 120,3
T-2	Desorber, øvre del	V	CO ₂	vann	5034	43,51		59	18,04	1,71 0,70	105,9 104,25	25,00 105,5

C-104	Pipe, nedre del, sylindrisk	V	Røykgass									
V-1	Feed Cooler	V	Røykgass	vann	40721	28,31	1 142 995	17,9	18,02	1,02 0,01	80 47	35 47
V-10	Desorber reflukstank	H	CO ₂	vann	14537	43,51	20 091	63	18,04	1,71 0,70	25 25	25 25
VK-10	CO ₂ Kompressor trinn 1. utskiller	V	CO ₂	vann	39978	43,51	6 757	0,48	43,51	4,90 3,89	25 25	25 25
VK-11	CO ₂ Kompressor trinn 2. utskiller	V	CO ₂	vann	47246	43,82	2 245	0,10	43,82	13,90 12,89	25 25	25 25
VK-12	CO ₂ Kompressor trinn 3. utskiller	V	CO ₂	vann	52698	43,93	642	0,00	43,93	39,50 38,49	25 30	25 30

Tag	Funksjon	Kolonne H m	Senger Antall	H m	D m	V m ³	Fylling dim, s type mm	
T-1A	Absorber, hovedseksjon	30	2	6,5	11,4	663,5	SS Pall rings	76
T-1B	Vaskeseksjon	(incl.)	1	1,5	11,4	153,1	SS Pall rings	76
T-2	Desorber, nedre del	30	2	6,5	5,7	165,9	SS Pall rings	51
T-2	Desorber, øvre del	(incl.)	1	1,5	5,7	38,3	SS Pall rings	51
C-104	Pipe, nedre del, sylindrisk			13	1,5			
V-1	Feed Cooler	9			11,6	952,5	demister	
V-10	Desorber reflukstank	6,7			2,4	31,3		
VK-10	CO ₂ Kompressor trinn 1. utskiller	4,2			1,3	5,6	demister	
VK-11	CO ₂ Kompressor trinn 2. utskiller	3			0,9	1,9	demister	
VK-12	CO ₂ Kompressor trinn 3. utskiller	1,8			0,6	0,5	demister	

Tanker og pakke-enheter

Tag	Funksjon	Type	Gass/damper	Medium in/out
X-100	Adsorpsjonstørke for CO ₂ gass	“Temperature Swing Molecular Sieve” Adsorpsjonsenhet	CO ₂	Våt/tørr CO ₂
X-1	Filter pakkeenhet	Carbon Filter	Mager løsning	Mager løsning
X-2	Kaustisk soda doseringsenhet	Blandetank med pumpe	Vannløsning av kaustisk soda	Na ₂ CO ₃ , H ₂ O
D-2	Amin Sump	Sump	Aminløsning	Aminløsning
D-1	Tank for mager absorbentløsning	Tank	Mager løsning	Lean Solvent

15. Vedlegg B Unngått CO₂ utslipp til atmosfæren med kostnader

Avkastningskrav 7,5 %

		StatoilHydro Tjeldberg- odden	Hydro Aluminium Sunddal*	Esso Slagentangen	Yara Porsgrunn	Ineos Rafnes	Norcem Brevik
Investering	Mill NOK	1112	1832	1032	1691	1655	1577
Driftskostnader	Mill NOK/år	133	261	138	278	254	364
Opprinnelig utslipp	tonn/år	310 000	560 000	330 000	880 000	540 000	1 000 000
Generert i Energiverk	tonn/år	117 722	252 394	118 990	322 667	202 500	333 333
Generert i kraftverk	tonn/år	3 960	7 920	3 960	9 240	7 920	12 540
Totalt generert	tonn/år	431 682	820 314	452 950	1 211 907	750 420	1 345 873
Fanget CO₂	tonn/år	363 563	690 535	381 642	1 022 267	631 125	1 133 333
Utslipp etter rensing	tonn/år	68 118	129 779	71 309	189 640	119 295	212 540
Unngått CO₂	tonn/år	241 882	430 221	258 691	690 360	420 705	787 460

Unngått

Driftskostnader	NOK/tonn CO ₂	550	607	533	403	604	462
Finanskostnader	NOK/tonn CO ₂	419	388	363	223	358	182
Totalt	NOK/tonn CO₂	968	994	897	626	962	645

Avkastningskrav 5,0 %

		StatoilHydro Tjeldberg- odden	Hydro Aluminium Sunddal*	Esso Slagentangen	Yara Porsgrunn	Ineos Rafnes	Norcem Brevik
Investering	Mill NOK	1112	1832	1032	1691	1655	1577
Driftskostnader	Mill NOK/år	133	261	138	278	254	364
Opprinnelig utslipp	tonn/år	310 000	560 000	330 000	880 000	540 000	1 000 000
Generert i Energiverk	tonn/år	117 722	252 394	118 990	322 667	202 500	333 333
Generert i kraftverk	tonn/år	3 960	7 920	3 960	9 240	7 920	12 540
Totalt generert	tonn/år	431 682	820 314	452 950	1 211 907	750 420	1 345 873
Fanget CO₂	tonn/år	363 563	690 535	381 642	1 022 267	631 125	1 133 333
Utslipp etter rensing	tonn/år	68 118	129 779	71 309	189 640	119 295	212 540
Unngått CO₂	tonn/år	241 882	430 221	258 691	690 360	420 705	787 460

Unngått

Driftskostnader	NOK/tonn CO ₂	550	607	533	403	604	462
Finanskostnader	NOK/tonn CO ₂	333	309	289	178	285	145
Totalt	NOK/tonn CO₂	883	915	823	580	889	607



Statens forurensningstilsyn (SFT)
Postboks 8100 Dep, 0032 Oslo
Besøksadresse: Strømsveien 96

Telefon: 22 57 34 00
Telefaks: 22 67 67 06
E-post: postmottak@sft.no
Internett: www.sft.no

Utførende institusjon Telemark Teknisk Industrielle Utviklingssenter, avd. GassTEK	Kontaktperson SFT Anne-Grethe Kolstad	ISBN-nummer
--	--	-------------

	Avdeling i SFT	TA-nummer 2528/2009.
--	----------------	--------------------------------

Oppdragstakers prosjektansvarlig Hans Aksel Haugen	År 2009	Sidetall 80	SFTs kontraktnummer 4009016
---	------------	----------------	--------------------------------

Utgiver Telemark Tenisk Industrielle Utviklingssenter, TEL-TEK	Prosjektet er finansiert av SFT
--	------------------------------------

Forfatter(e) Hans Aksel Haugen, Arne Anundskås, Nils Henrik Eldrup, Arne Schaatum, Geir Glittum, Ragnhild Skagestad, Anette Mathisen
Tittel - norsk og engelsk CO ₂ -fangst av utslipp fra industrianlegg Capture of CO ₂ from process industrial plants
Sammendrag – summary Rapporten omhandler kostnader ved fangst av CO ₂ fra industrianlegg på land i Norge. Estimatenes er gjort for et utvalg industribedrifter. Mulige gevinster ved samlokalisering er også estimert. This report summarizes results of cost estimates of CO ₂ capture from a number of onshore industrial plants/sites in Norway. Possible cost savings because of clustering effects have also been estimated

4 emneord CO ₂ -fangst Kostnadsestimat Industrianlegg Samlokalisering	4 subject words CO ₂ capture Cost estimation Industrial plants/sites Clustering
--	--

Statens forurensningstilsyn

Postboks 8100 Dep,

0032 Oslo

Besøksadresse: Strømsveien 96

Telefon: 22 57 34 00

Telefaks: 22 67 67 06

E-post: postmottak@sft.no

www.sft.no

Statens forurensningstilsyn (SFT) ble opprettet i 1974 som et direktorat under miljøverndepartementet.

SFT skal bidra til å skape en bærekraftig utvikling. Vi arbeider for at forurensning, skadelige produkter og avfall ikke skal føre til helseskade, gå ut over trivselen eller skade naturens evne til produksjon og selvfornyelse.

TA- **2528/2009.**

ISBN xx-xxx-xxxx-x