

Fase 2 av CCS Haugalandet har videreutviklet det tekniske, økonomiske og strategiske grunnlaget for en regional CO₂-verdikjede i Rogaland. Oppdaterte analyser fra SINTEF og nye kostnadsmodeller utviklet av Horisont Energi¹ bekrefter at en koordinert løsning med lokal injeksjonsterminal på Gismarvik gir lavest samlede systemkostnader og størst fleksibilitet for industripartnerne. Særlig fremstår rørtransport av CO₂ i tettfase (engelsk: dense phase) som den mest kostnadseffektive transportformen for regionens korte avstander. Prosjektet identifiserer samtidig flere strukturelle barrierer. Industriaktørene² i samarbeidet er enige om at realisering av en regional CCS-løsning forutsetter tydeligere nasjonale rammevilkår, forutsigbar tilgang på lagringskapasitet og sterkere koordinering av spesifikasjonskrav. Det presiseres at eierskap, operatørmodell og regulatorisk rammeverk for en eventuell fremtidig hub/injeksjonsterminal ikke er avklart.

Phase 2 of CCS Haugalandet has developed further the technical, economic and strategic foundation for a regional CO₂ value chain in Rogaland. Updated analyses from SINTEF and new cost models developed by Horisont Energi¹ confirm that a coordinated solution with a local injection terminal at Gismarvik provides the lowest overall system costs and the greatest flexibility for the industrial partners. CO₂ transport in dense phase in particular emerges as the most cost-effective transport option for the region's short distances. At the same time, the project identifies several structural barriers. The industrial partners² in this project agree that realising a regional CCS solution will require clearer national framework conditions, more predictable access to storage capacity and stronger coordination of CO₂ specification requirements. It should be noted that ownership, operating model and regulatory framework for a possible future hub/injection terminal have not been clarified.

¹ Nos Nova AS fra 19. desember 2025. Nos Nova AS from 19 December 2025.

² Alle partnere med unntak av Gassco, som er et statsaksjeselskap. All partners except Gassco, which is a state-owned company.

1. Introduksjon

CCS Haugalandet (CCSH) er et regionalt industrisamarbeid etablert i desember 2022, initiert av Haugaland Næringspark. Samarbeidet består nå av partnerne Equinor, Eramet, Gassco, Haugaland Næringspark, Hydro, Horisont Energi, Carbonor og Forus Energigjenvinning. Initiativet har som mål å finne kostnadseffektive løsninger for transport og lagring av CO₂ fra industrien i Rogaland. En slik løsning vurderes å ha betydelig nasjonal verdi, både for utslippsreduksjoner og for videreutviklingen av konkurransedyktig norsk industri i et lavkarbon marked. Haugalandet er pekt ut som én av fire aktuelle lokaliteter i Norge med særlig klyngepotensial for samordning av CO₂-transport og logistikk av Gassnova³.

CCS Haugalandet bidrar til Norges og EUs langsiktige klimamål gjennom utvikling av kostnadseffektive og skalerbare løsninger for fangst, transport og lagring av CO₂. Samarbeidet arbeider for at eksisterende industri kan redusere sine utslipp i tråd med nasjonale krav, samtidig som regionen kan tiltrekke seg nye grønne verdikjed-er og industrietableringer. CCS Haugalandet bidrar til økt industriell konkurransekraft, trygging av eksisterende arbeidsplasser og tiltrekking av nye, samt modning av løsninger som er nødvendige for omstilling.

Rogaland er en sterk industriregion, og deltakerbedriftenes samlede utslipp utgjør mer enn 1,6 millioner tonn CO₂ per år. I tillegg representerer Haugaland Næringspark ytterligere utslipp, gjennom nye industrietableringer i Norges største ferdigregulerte industripark. En koordinert CCS-løsning vil derfor kunne bidra til betydelige utslippsreduksjoner og samtidig styrke regionens konkurransekraft og evne til å tiltrekke ny industri ytterligere.

Industrisamarbeidet ledes av Haugaland Næringspark og har mottatt del-finansiering fra Gassnovas CLIMIT-program i fase 0, fase 1 og fase 2. De tidligere fasene har bidratt til et solid teknisk og strategisk grunnlag for videre utviklingen av en regional CO₂-verdikjede.

Denne sluttrapporten oppsummerer aktivitetene og resultatene fra fase 2 (2024–2025).

³ <https://www.regjeringen.no/contentassets/4f9881329d1843a2b4c03fd3c659cb4e/rapport-co2-handtering-i-norsk-landbasert-industri-frem-mot-2050.pdf>

1.1 Deltagere og historie for CCS Haugalandet

CCS Haugalandet består av åtte partnere, som sammen representerer de mest sentrale utslippsskildene og relevante industrielle aktørene i Rogaland. Partnerne har en felles interesse i å identifisere og modne kostnadseffektive løsninger for CO₂-håndtering i regionen. Partnerne representerer både eksisterende og kommende utslipp, og både fossile og biogene volumer.

- **Haugaland Næringspark** er initiativtaker og Norges største ferdigregulerte industriområde, med mål om å etablere en regional løsning for CO₂-håndtering da kundene trenger dette.
- **Horisont Energi** bidrar med kompetanse knyttet til utvikling av CO₂-infrastruktur, og har et mål om å etablere, eie og drifte slik infrastruktur i regionen.
- **Gassco** deltar som operatør på Kårstø prosessanlegg, som er Rogalands største utslippspunkt i dag. Utslippene fra Kårstø er knyttet til driften av anlegget. Anlegget er det største av sitt slag i Nord-Europa, og prosesserer gass til millioner av europeere hver eneste dag.
- **Equinor** deltar som teknisk operatør (TSP) på Kårstø prosessanlegg.
- **Eramet Norway** deltar på vegne av smelteverket sitt i Sauda, hvor man allerede er i gang med fangst gjennom et pilotanlegg.
- **Hydro Aluminium Karmøy** produserer verdens reneste aluminium, og har planer om utvidet produksjon gjennom nytt trådstøperi.
- **Carbonor** representerer ny industri i Haugaland Næringspark med fremtidige biogene utslipp fra produksjon av biokarbon til metallurgisk industri.
- **Forus Energigjenvinning**, representerer Sør-Rogalands største utslippspunkt, fra deres avfallsforbrenningsanlegg på Forus.

Styringsgruppen for samarbeidet har i denne fasen bestått av: Tiril Fjeld (styringsgruppeleder, Haugaland Næringspark), Marianne Bryhni Asla (Equinor), Nils-Håvard Giskeødegård (Hydro), Rune Halseid (Horisont Energi), Audun Aspelund (Forus Energigjenvinning), Kåre Bjarte Bjelland (Eramet Norway), Richard Markeson (Gassco) og Helene Mørne (Carbonor).

Fase 0 bestod av en idéstudie, gjennomført av SINTEF Energi i 2021, finansiert av CLIMIT med Haugaland Næringspark som prosjektansvarlig. Hovedformålet var å kartlegge volumgrunnlaget for CO₂ på Haugalandet for å vurdere mulighetene for etablering av en regional CCS-verdikjede. Studien omfattet en systematisk kartlegging av eksisterende industrielle utslipp, som på det tidspunktet ble estimert til rundt 1,5 millioner tonn CO₂ per år. I tillegg vurderte den potensielle fremtidige CO₂-volumer fra planlagt hydrogenproduksjon i Haugaland Næringspark, anslått til flere millioner tonn CO₂ årlig avhengig av produksjonsteknologi og skaleringsplaner. Analysen konkluderte med at

regionen hadde et betydelig volumgrunnlag for felles CO₂-infrastruktur, og foreslo videre teknisk-økonomiske studier – noe som dannet grunnlaget for fase 1.

Fase 1 ble gjennomført i 2023 som oppfølging av funnene fra fase 0, med Haugaland Næringspark som prosjektleder og del-finansiering fra Gassnova. Målet var å innhente tekniske og økonomiske vurderinger for CO₂-transport fra industrien på Haugalandet. SINTEF gjennomførte omfattende analyser av logistikk, skipstransport, mulige rørledningsløsninger og behov for mellomlagring. Analysen viste tydelig at samarbeid mellom aktørene kunne gi store kostnadsgevinster, fremfor individuelle transportsystemer. Dette var særlig tydelig når det gjaldt skipstransport. Det ble videre identifisert fordeler ved bruk av mindre skip i kombinasjon med rørledninger inn mot en fremtidig injeksjonsterminal på Gismarvik. Det ble også gjennomført dialog med lagerlisensene på norsk sokkel, hvor man identifiserte en utfordring knyttet til lagertilgang for norske små og spredte volumer.

Fase 2 (2024-2025) har videreført og fordypet arbeidet fra de tidligere fasene, med mål om å videreutvikle en kostnadseffektiv CO₂-verdikjede på Haugalandet. Arbeidet har vært rettet mot både tekniske, økonomiske og organisatoriske avklaringer, og har inkludert tett dialog mellom industripartnerne samt involvering av eksterne fagmiljøer og nasjonale aktører.

En sentral aktivitet i fase 2 har vært oppdateringen av den teknisk-økonomiske analysen fra SINTEF. Analysen er videreutviklet med utvidede og justerte utslippsvolumer fra partnere. Et nytt scenario hvor man også tilgjengeliggjorde infrastrukturen for andre nasjonale volumer, ble inkludert. Dette har gitt et mer presist bilde av regionale vumbilder og logistikkbehov, og har styrket beslutningsgrunnlaget for valg av transportløsninger for den enkelte partner. Horisont Energi kvalitetssikret og videreutviklet SINTEFs arbeid, for å sikre robuste og realistiske analyser.

Fase 2 har videre inkludert arbeid med spesifikasjoner for CO₂-transport i samarbeid med CCS Nord. Formålet har vært å sikre at industripartnerne arbeider mot kompatible tekniske krav og grensesnitt, som igjen reduserer risiko og kostnader i etablering av felles infrastruktur.

Prosjektet har i denne fasen også videreutviklet dialogen med andre CCS-klynger i landet gjennom CCUS Norge. Dette har bidratt til erfaringsdeling, samkjøring av problemstillinger på tvers av regioner, og styrking av Norges samlede posisjon innen CCS-samarbeid.

Som del av prosjektets formidlings- og samfunnskontakt er det gjennomført flere åpne seminarer som har hatt bred deltakelse fra industri, myndigheter, politikere og

interessenter. I tillegg har prosjektet deltatt på relevante fagkonferanser, inkludert CCUS Conference NPF 2024, Climit Summit 2024 og TCCS. Disse arenaene har vært viktige for å synliggjøre prosjektet nasjonalt og oppdatere aktørene om status og fremdrift for CCS Haugalandet.

Samlet har fase 2 bidratt til å modne prosjektet, både når det gjelder tekniske beslutningsunderlag, samarbeid på tvers av industripartnere og forankring i regionalt og nasjonalt næringsliv og myndigheter. Arbeidet har dermed lagt et solid fundament for videre utvikling mot realisering av en helhetlig og kostnadseffektiv CO₂-infrastruktur i regionen. Med dette grunnlaget står prosjektet godt posisjonert for videre modning og realisering av en regional CCS-løsning i tråd med nasjonale mål for utslippsreduksjoner og industriutvikling.

2. Funn og resultater

Fase 2 av CCS Haugalandet har gitt et helhetlig bilde av de tekniske, økonomiske og organisatoriske forutsetningene for å etablere en regional CO₂-verdikjede i Rogaland. Arbeidet omfatter både nye teknisk-økonomiske analyser fra SINTEF, oppdaterte kostnadsmodeller fra Horisont Energi og en rekke innsikter som har kommet fram gjennom faglige diskusjoner og samarbeid mellom industripartnerne. Dette kapitlet presenterer hovedfunnene fra fase 2.

2.1. Teknisk-økonomisk analyse (SINTEF)

På oppdrag fra prosjektet gjennomførte SINTEF en teknisk-økonomisk scenario-analyse av seks oppdaterte logistikkscenarioer, og kombinasjoner av disse, for CO₂-transport i Rogaland.

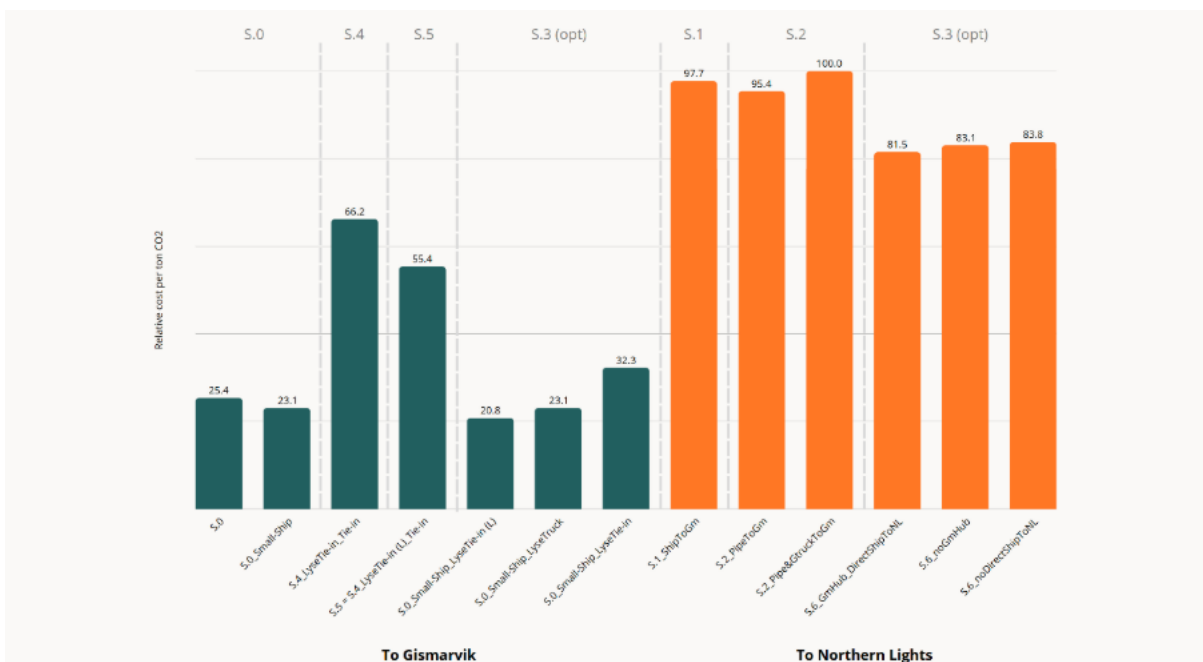
Arbeidet inkluderer analyse av en rekke kombinasjoner av transport via rør, lastebil og skip mellom de ulike utslippspunktene og et mellomlager og/eller injeksjonsterminal. Analysen vurderer både individuelle og koordinerte modeller for utslipperne.

I analysen for transport av CO₂ tok man utgangspunkt i fem sentrale utslippskilder i Rogaland: Eramet, Hydro, Kårstø prosessanlegg, Haugaland Næringspark og Forus Energigjenvinning. Figuren under viser de fem analyserte utslippskildene og den foreslåtte huben ved Gismarvik, med tilhørende planlagte utslipp fra ny industri. Det presiseres at andelen eksisterende utslipp som lar seg håndtere gjennom CCS for den enkelte utslipper varierer stort, og reelle tall for mulige utslippskutt vil avvike i forhold til de som er representert i figuren under.



Figur 1. Kart med utslippspunkter og Haugaland Næringspark som CO₂-hub. Volumene i sort er eksisterende utslipp og planlagte fremtidige utslipp er markert i oransje.

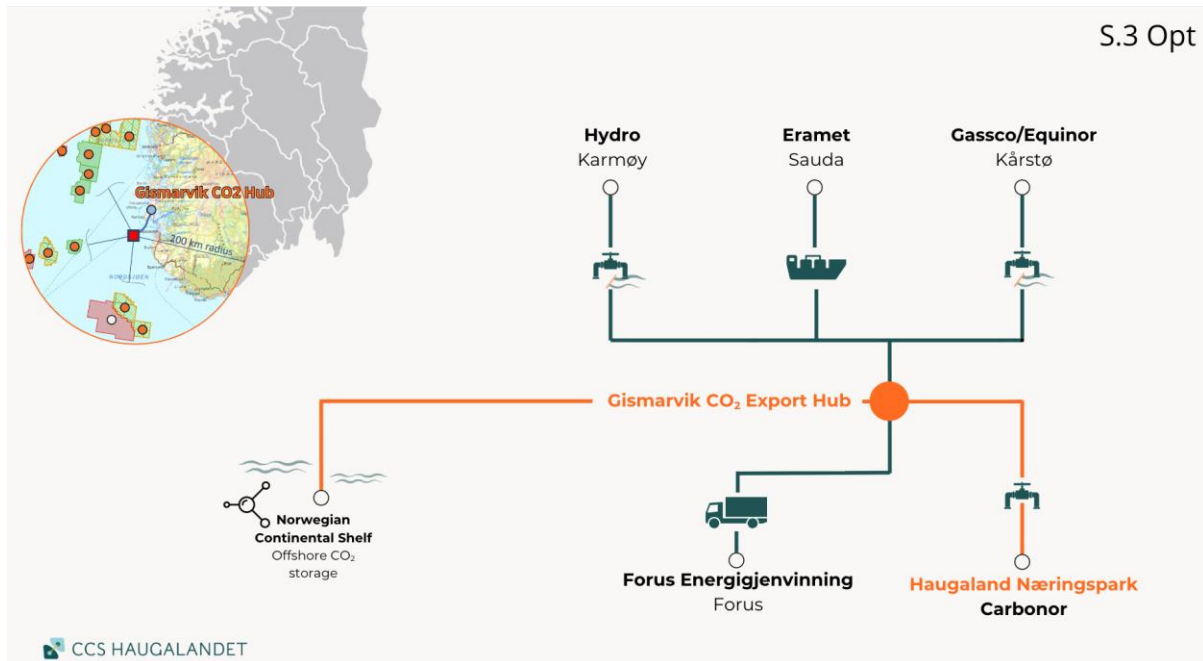
SINTEF-analysen viser at en lokal injeksjonsterminal på Gismarvik har flere fordeler. En terminal på Gismarvik åpner for bruk av både rør, skip og lastebil som transportmidler. Det gir igjen fleksibilitet til den enkelte i forhold til tidslinje og valg av transportløsning optimalisert for sine volumer.



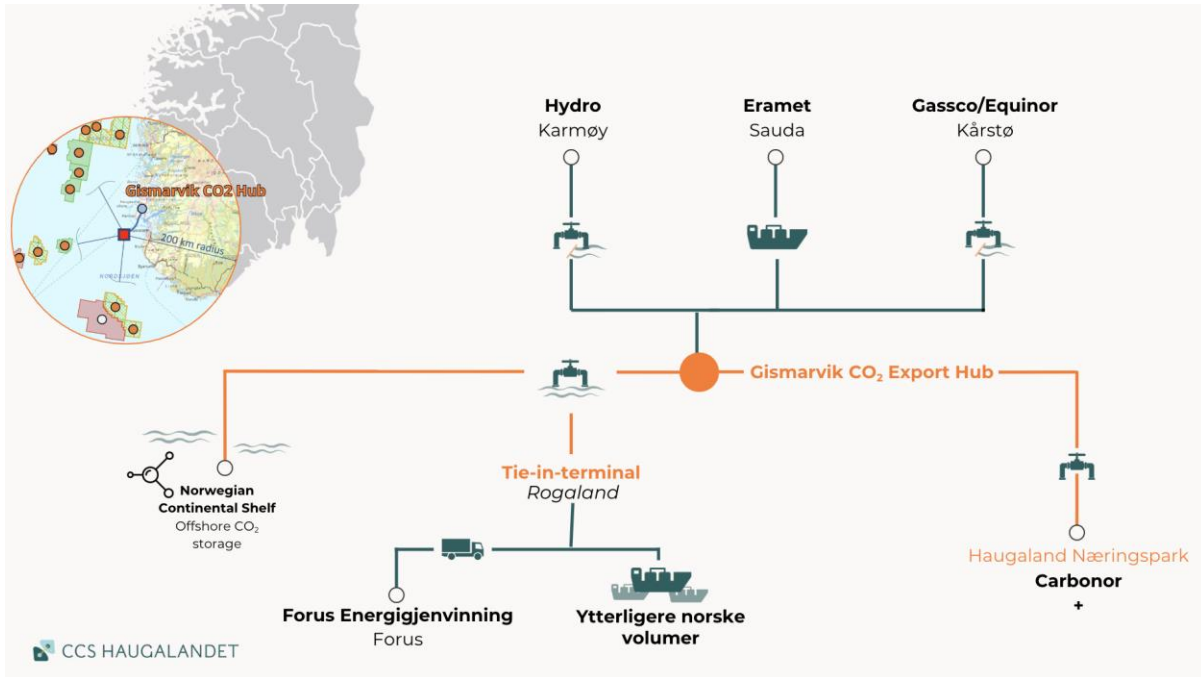
Figur 2. Relativ kostnadssammenligning av systemkost for ulike logistikksenarioer hentet fra SINTEFs analyse. De grønne søylene illustrerer scenarier med transport til Gismarvik, og de oransje til Øygarden som innebærer en ekstra transportetappe. Scope

for disse to scenarioene inneholder ulike kostnadselementer og er derfor ikke direkte sammenlignbare.

Scenario 3, som innebærer transport til en injeksjonsterminal i Gismarvik, ble identifisert som den mest kostnadseffektive verdikjeden. Her kombineres små skip (700 m³), lastebil og rørledninger for å transportere CO₂ fra ulike industripartnere til injeksjonsterminalen. Analysen viser at scenarioet gir samlet lavere systemkostnad enn individuelle løsninger, og at forskjellene i stor grad avhenger av den enkeltes transportmetode.



Figur 3. Mulig CCS-verdikjede basert på Scenario 3 med transport til en injeksjonsterminal i Gismarvik.



Figur 4. Mulig CCS-verdikjede basert på Scenario 5 med en nasjonal tie-in-terminal knyttet til injeksjonsterminalen på Gismarvik.

2.2 Mer detaljert teknisk-økonomisk screening av verdikjeden for CCS Haugalandet

Kostnadsdata fra Sintef i kapittel 2.1 manglet vurdering av kostnader forbundet med terminaler og andre deler av verdikjeden. Videre var vurderingene til Sintef generiske basert på tilgjengelig litteratordata og ikke industridata. Horisont Energi utviklet nye kostnadsmodeller for å gi en mer helhetlig oversikt over totale verdikjedekostnader for ulike transportmetoder basert på mer spesifikke løsninger for de enkelte utslipperne.

Totalt er fire ulike transportmetoder fram til Gismarvik injeksjonsterminal undersøkt; - transport av CO₂ i nedkjølt flytende form (skip eller lastebil) eller ved bruk av rørledningsløsninger (landbasert til Gismarvik eller undersjøisk rørledning påkøplet injeksjonsrør). Felles transportkostnader gjennom injeksjonsrøret frem til injeksjonsbrønn(er) på mot lagerlisens er også vurdert. I alle fire scenarier transporteres CO₂ fra Haugaland Næringspark i rør ved høyt trykk og CO₂ fra Forus Energigjenvinning i nedkjølt form på lastebil.

Definerte scenarier

- 3a) All CO₂ fra andre kilder transporteres i nedkjølt form med små tilpassede skip.
- 3b) CO₂ fra Eramet transporteres nedkjølt med tilpasset skip, CO₂ fra Hydro og Kårstø transporteres i rør ved høyt trykk til Gismarvik.
- 4) CO₂ fra alle 3 transporteres i rør ved høyt trykk til injeksjonsrøret, tilknyttes undersjøisk direkte til dette.
- 5) Som 4 men med 2 MTPA ekstra fra andre kilder inn på skip til en tie-in terminal.

Kostnadsberegningene tar for seg hele verdikjeden, med unntak av kostnader knyttet til CO₂-fangst og rensing samt permanent lagring i reservoaret. En dedikert undersjøisk injeksjonsrørledning er dimensjonert for å dekke transportkapasiteten, med en injeksjonsperiode på 20 år.

Tariffene inkluderer både investerings- og driftskostnader og er utarbeidet basert på det tekniske grunnlaget som er brukt. De gir et sammenligningsgrunnlag, men endelige tariffer vil kreve videre kommersiell utvikling og teknisk modning av løsningene.

2.2.1 Oppsummering av resultater for hver utslippsaktør

Haugaland Næringspark: den korte avstanden til GCO₂H, i tillegg til store CO₂-volumer, gir næringsparken de laveste estimerte tariffene. Den samme landbaserte rørledningsløsningen er brukt i alle scenarier. Tariffene er de samme i alle scenarier bortsett fra Scenario 5 der man oppnår 20% lavere tariff på grunn av større volumer å fordele CAPEX på.

Forus Energigjenvinning: Alle scenarier benytter transport av flytende CO₂ med lastebil. Tariffene er de samme i alle scenarier bortsett fra Scenario 5 der man oppnår 5% lavere tariff på grunn av større volumer å fordele CAPEX på. Besparelsen er relativt liten siden transport med lastebil er en relativt dyr og derved stor andel av de totale transportutgiftene.

Eramet Sauda: Løsningen med undersjøisk rørledning gir omtrent 15% lavere tariffestimater enn transport med skip. Samtidig kan Eramets CO₂-fangstteknologi påvirke dette resultatet, og en mer detaljert vurdering av hvordan fangst- og kondenseringsprosessen påvirker tariffestimater er nødvendig. Skaleringseffekten av økt volum er på omtrent 5%.

Gassco Kårstø: Rørledningsløsningene (landbasert og undersjøisk) viser lavere enhetstariffer for transport av CO₂ fra Kårstø via Gismarvik til permanent lagring offshore. Den landbaserte rørledningen har lavest tariff (~40% lavere enn skip) sammenlignet med en undersjøisk rørledning (~25% lavere enn skip). Begge løsningene får en fordel av økt import- og injeksjonsvolum ved en injeksjonsterminal på Gismarvik.

Hydro Karmøy: En rørledningsløsning har betydelig lavere tariff enn en skipstransportløsning (40%). Dette skyldes den relativt korte avstanden til Gismarvik og at enhetstariffen for rørledningsløsningen blir mer attraktiv på grunn av relativt store volumer fra Hydro Karmøy.

2.2.2 Nøkkelfunn

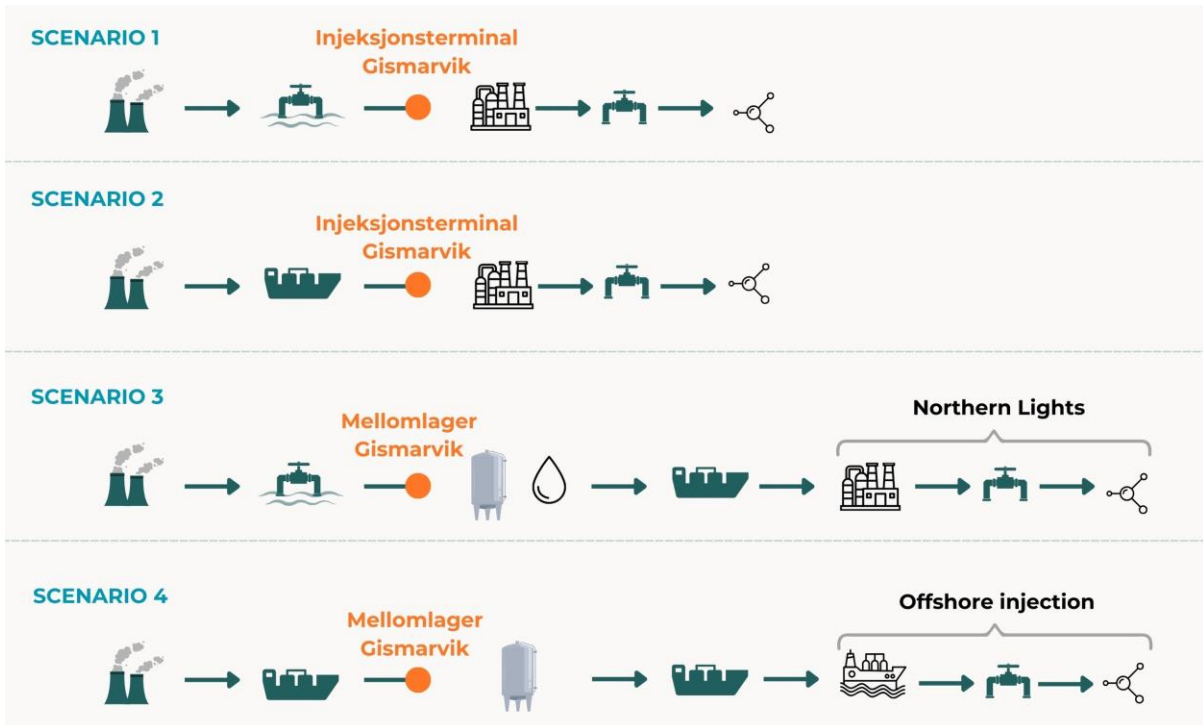
- a. Stor besparelse er mulig ved bruk av tettfase (dense-phase) rørtransport sammenlignet med skip. Kostnaden knyttet til kondenseringsprosessen som er påkrevd for skip- og lastebiltransport er betydelig høyere enn for transport i rørledning med CO₂ i tettfase ved høyt trykk. I tillegg krever skip- eller lastebiltransport et mellomlager for flytende CO₂ på utslippspunktet, noe som tilfører ekstra kostnader i verdikjeden. Dette gjelder selv for avstander opp mot 100km (avhengig av volumgrunnlag).
- b. Mulige besparelser for rensing av CO₂: For transport i rør i tettfase kan man forenkle krav til rensing av CO₂ hos utslipper. Besparelsen vil variere ut fra fangstteknologi og kilde, men kan være betydelig. Disse er **ikke** kvantifisert i denne studien.
- c. Stordriftsfordeler: Det observeres at økt import- og injeksjonsvolum til GCO₂H i scenario 5, reduserer enhetstariffen for alle utslippsaktører sammenlignet med scenario 4. Relativ effekt (i %) er størst for de med lavest kostnad i utgangspunktet, men ganske lik i absolutte termer (kr/tonn).
- d. Energieffektivitet og utslipp: Generelt krever transport av CO₂ i nedkjølt flytende form mer energi enn transport i rørledning med CO₂ i tettfase, og vil derfor gi høyere Scope 2-utslipp (beregnet fra elektrisitetsforbruk). Hvis skip og lastebiler drives med fossilt drivstoff blir forskjellen enda mye større.
- e. Trinnsvis utvidelse av kapasitet: Transport av CO₂ i tettfase gjennom rørledninger fra Hydro og Kårstø til GCO₂H kan designes med en overskuddskapasitet. Enhetstariffene forbedres når CO₂-volumene øker, ettersom CAPEX for å øke kapasiteten er moderat i de neste byggetrinnene. Rør bør dimensjoneres med en fornuftig overkapasitet da det er vanskeligere å oppgradere kapasitet i ettertid.
- f. Skip- eller lastebilløsning er fleksible når det gjelder å fase inn volumer fra kilder lengre unna, siden flere enheter kan settes inn for å øke kapasiteten.

2.3 Forretningsmodeller

På oppdrag fra styringsgruppen har Sveco Partners AS utviklet en beregningsmodell for å vurdere lønnsomhet i ulike CCS-scenarier, basert på rammevilkår som CO₂-avgift, kvotepris, samt mulig investerings- og driftsstøtte. Modellen beregner en netto levetidskostnad i 2025 kroner per tonn CO₂ for hele verdikjeden, basert på blant annet investeringskostnader, driftskostnader, andel fossile/biogene volumer⁴ og utvikling i CO₂-priser og avgifter. Verktøyet kan også brukes til å simulere effekten av ulike former for offentlig støtte, som investeringsstøtte, driftsstøtte, samt andre ordninger for risikoavlastning.

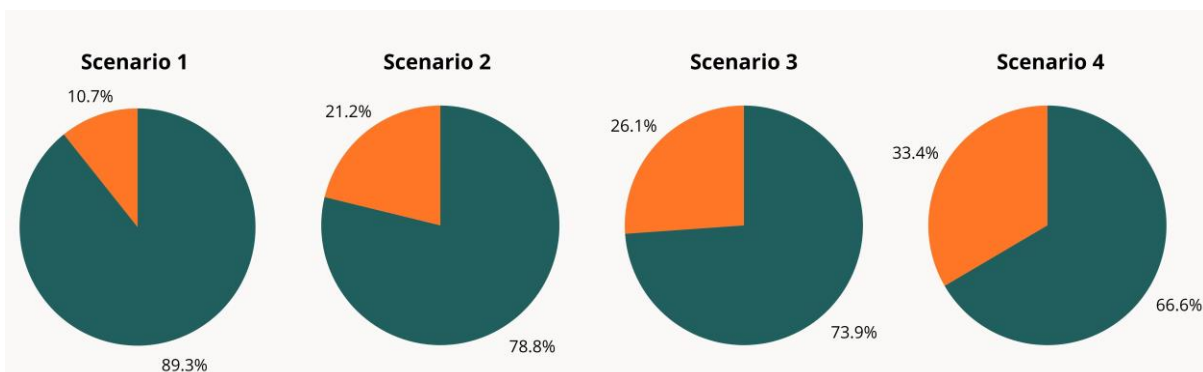
⁴ Biogene volumer kan gi grunnlag for utregning av inntekter fra sertifikater for negative utslipp (CDR).

Hver aktør kan legge inn egne forutsetninger i modellen og oppdatere disse etter hvert som kostnadsestimat, teknologi og rammevilkår modnes. Modellen er brukt til å illustrere forskjeller mellom de ulike scenarioene og til å synliggjøre hvordan ulike investeringstrinn og offentlige virkemidler kan bidra til å redusere nettokostnaden per tonn CO₂.



Figur 5. Flyttdiagram for referansescenarier testet i beregningsmodellen.

Referansescenarioene viste at transportkostnadene⁵ kan variere fra rundt 10-30 % av totalkostnadene i verdikjeden. Dette illustrerer hvorfor det er viktig å finne kostnadseffektive transportløsninger for å redusere totalkostnaden for karbonfangst- og lagring per tonn CO₂.



Figur 6. Transportkostnad som del av totalkostnader for referansescenarier forutsatt CO₂-pris på 2 400 kr/tonn, ingen CAPEX- eller OPEX-støtte, ingen inntekter fra salg av

⁵ Transportkostnader inkluderer transport av CO₂ fra utslippsanlegg til injeksjonsterminal og inkluderer både transport til mellomlager, mellomlager og transport til injeksjonsterminal.

kreditter eller produktpremium. Fangstkostnaden er satt på 1750kr/tonn for alle scenarioene, og lagring til 400kr.

Modellen viser at visse CCS-prosjekter kan fremstå som bedriftsøkonomisk attraktive allerede med dagens forutsetninger som ligger tett opp mot de som allerede er lagt til grunn i nåværende statsbudsjett, men at usikkerheten i forutsetningene i seg selv representerer en betydelig barriere.

Modellen viser videre at rammevilkår, særlig nivå og utvikling i CO₂-avgift og kvotepris, har stor betydning for prosjektenes livsløpskostnader og levedyktighet. Små endringer gir store utslag i beregnet nettokostnad. Dette illustrerer den høye terskelen industrien har for å ta slike langsiktige investeringsbeslutninger som CCS-prosjekter er, uten avklarte og forutsigbare rammevilkår. Det er også en utfordring for utslipperne å vurdere betalingsvilligheten i markedet for lav-karbonprodukter.

Arbeidet peker også på et tydelig gap mellom samfunnsøkonomisk rasjonalitet og den risikoen den enkelte utslippsaktør må bære alene. Uten ordninger som reduserer risiko i tidlig fase av utviklingen av et marked for CCS, vil mange aktører vegre seg for å binde opp kapital i fangst- og infrastrukturprosjekter, selv om beregningene isolert sett viser positiv forventet lønnsomhet under gitte forutsetninger. Effektive virkemidler for risikoavlastning kan være støtte til prosjektmodningsarbeid, langsiktig investeringsstøtte, differansekontrakter eller statlige garanti- og låneordninger som demper risiko og dermed forbedrer prosjektets finansierbarhet.

2.4 Andre funn

I tillegg til de teknisk-økonomiske vurderingene har fase 2 gitt en rekke andre funn som først og fremst har kommet fram gjennom faglige diskusjoner, arbeidsmøter og erfaringsutveksling mellom partnerne i CCS Haugalandet og øvrige aktører i CCUS-miljøet nasjonalt.

2.4.1 Tidslinjeproblematikk og avhengigheter i verdikjeden

Et gjennomgående tema i samarbeidets diskusjoner har vært den sterke gjensidige avhengigheten mellom fangst-, transport- og lagringsleddet. Partnerne peker på at investeringsbeslutninger i praksis må tas innenfor samme tidsvindu for at verdikjeden skal realiseres. Det nytter ikke å ha et ferdig fangst-anlegg, uten løsning for transport –og lager. På samme måte anser lageraktørene det som for stor risiko å utvikle lagrene sine uten forpliktete volumer.

I tillegg må aktørene investere betydelige ressurser før selve investeringsbeslutningen kan tas og FEED-studier. Konseptarbeid og andre modningsaktiviteter krever både

kapital og organisatorisk kapasitet. Det gir et behov for støtte i tidlig fase for å redusere risiko, samt tidlige avklaringer om løsninger, kostnadsnivå og kapasitet. Industriaktørene i samarbeidet peker på staten som en mulig tilrettelegger ved å reservere kapasitet for norske volumer.

Grunnet inkonsistente tidslinjer, vil transportløsninger som kan gjennomføres uavhengig av hverandre, representere redusert risiko. Man kan måtte tillate seg en noe dyrere løsning mot at man slipper risikoen knyttet til en annen aktørs tidslinje for investeringsbeslutning.

Gjennom prosjektperioden har flere lisenshavere for lager på norsk sokkel søkt om, og fått utsettelse på sine arbeidsprogram. Utsettelse i lagringslisenser på norsk sokkel skaper betydelig usikkerhet for utslippsaktørene, og flere aktører uttrykker bekymring for usikkerheten knyttet til lagringskapasitet for norske små og spredte volumer.

Man er nå i en situasjon hvor tidslinjen for utvikling av- og tilgang til lager på norsk sokkel i stor grad vil være styrende for realisering av CCS-løsninger for norske utslipp. Dette forsterker behovet for en mer forutsigbar nasjonal strategi for tilgang til lager.

2.4.2 Overkapasitet og finansieringsansvar

Videre har diskusjonene i prosjektet synliggjort at spørsmålet om overkapasitet eller tilrettelegging for senere utvidelser til lave kostnader i transport- og mellomagringsinfrastruktur ikke bare er et teknisk eller økonomisk spørsmål, men også politisk. Partnerne peker på at det er stor gevinst i å legge til rette for kapasitet utover de første volumene for å sikre skalerbarhet og stordriftsfordeler. Dette gjelder både for landbasert infrastruktur og for tilknytning mot fremtidige lagerlisenser offshore. Tilrettelegging må gjøres ut fra realistiske prognoser for fremtidig utvikling for å unngå uforholdsmessig store kostnader.

Det er imidlertid uklart hvordan kostnadene for slik tilrettelegging skal fordeles mellom første utslippsaktører, påfølgende aktører og staten. Både Sivas mandat for industriell infrastruktur og Enovas støtteordninger kan være relevante mekanismer, men dagens programstruktur dekker ikke fullt ut de behovene som gjelder CO₂-transport og mellomagring.

2.4.3 CO₂-spesifikasjoner

Arbeidet med CO₂-spesifikasjoner har også vært gjenstand for omfattende drøftinger. Man opplever en bred enighet i fagmiljøet om at spesifikasjonene som ble utviklet for Langskip og Northern Lights er strengere enn nødvendig for senere prosjekter, spesielt med tanke på NO_x. De er også strenge sammenlignet med en rekke andre CCS prosjekter

og krav i næringsmiddelsindustrien hvor CO₂ også transporteres i flytende tilstand. Strengt krav, særlig for skipstransport, legger til betydelige renskostnader for utslipperne. Det virker sannsynlig at de første nye CCS-prosjektene i Norge må utvikle sine egne spesifikasjoner, ettersom det ikke er realistisk at alle aktører blir enige om én felles standard på kort sikt. Dette understreker behovet for større åpenhet, datautveksling og erfaringsdeling framover.

En gjennomgående utfordring i diskusjonen om spesifikasjoner, er manglende tilgang til reelle driftsdata. Industrien sitter per i dag på viktig informasjon om CO₂-sammensetning og eksperimentell kunnskap om effektene av denne, uten at dette er offentlig tilgjengelig. Dette gjør det vanskelig å etablere felles forståelse, felles standarder og hensiktsmessige krav.

2.4.4 Rammevilkår og forretningsmodeller

Til slutt har diskusjoner om rammevilkår og forretningsmodeller avdekket en bred erkjennelse av at markedet alene ikke vil utløse de nødvendige investeringene i CO₂-infrastruktur. Industripartnerne peker på at langsiktige og forutsigbare politiske signaler, tydelig rolleavklaring mellom stat og industri og mer treffsikre støtteordninger for transport- og lagringsledd som avgjørende for å redusere risiko og modne konkrete investeringsbeslutninger i neste fase. Disse erfaringene danner et viktig bakteppe for de sluttrefleksjonene som presenteres i kapittel 3.

3. Sluttrefleksjoner

3.1 Regionale forutsetninger for en norsk CCS-hub

Fase 2 av CCSH bekrefter at Rogaland har gode forutsetninger for å kunne realisere landets første regionale, industrielle CCS-verdikjede. Regionen har betydelige eksisterende utslippsvolumer med god tilgang på kraft, utviklingsklare industriområder og konkrete planer for etablering av injeksjonsterminal ved Haugaland Næringspark.

Samspillet mellom etablert industri, ny industri og tilgjengelig areal skaper synergier som styrker regionens samlede posisjon for å realisere en fullverdig CCS-verdikjede. Aktørene kan utnytte felles infrastruktur, koordinere investeringer og redusere kostnader på tvers av verdikjeden på en måte svært få norske regioner har forutsetninger for. Regionen ligger også geografisk nært Nordsjøen og en rekke tildelte lisenser for CO₂-lagre.

3.2 Kostnadseffektiv transport og betydningen av lokale løsninger

Analysene i fase 2 viser tydelig at kostnadseffektiv transport er en nøkkelfaktor for realisering av CCS i regionen; Lokale, tilpassede løsninger gir de laveste kostnadene både for enkeltaktørene og for samarbeidet som helhet. Rørtransport under høyt trykk

fremstår som særlig gunstig for kortere avstander og kan redusere transportkostnadene betydelig per tonn sammenliknet med skip.

3.3 Behov for koordinering av spesifikasjoner og tilgang til lagringskapasitet

Spesifikasjonskrav for CO₂ fremstår som et krevende og lite avklart tema i den norske CCS-verdi-kjeden. Strengt krav, særlig knyttet til skipstransport, bidrar til økte renseskostnader og skaper usikkerhet for utslippsaktørene. Industrien etterspør sterkere koordinering på tvers av fangst-, transport- og lagringsaktører, samt tydeligere myndighetskoordinering for å etablere realistiske og kostnadseffektive krav.

Samtidig er manglende forutsigbarhet i lagringsleddet en gjennomgående utfordring for investeringsbeslutninger. Flere lagringslisenser har fått utsatt sine arbeidsprogram, noe som bidrar til usikre tidslinjer for industrien og forsterker behovet for en tydeligere nasjonal strategi for tilgang til lagringskapasitet på norsk sokkel for norske utslippere.

Gassnova peker selv i sin utredning av CO₂-håndtering i norsk landbasert industri frem mot 2050² på at norske utslippskilder ofte er små og spredt, mens lagringsprosjekter utvikles for stordrift, noe som kan gjøre norske volumer mindre attraktive og øke enhetskostnader – og at tidlig sikring av lagring til kjente vilkår kan redusere en sentral barriere.

3.4 Forretningsmodeller og rammevilkår

Caseanalysen fra fase 2 viser at rammevilkår har stor betydning for lønnsomheten i CCS-prosjekter. Regjeringens politikk for kvotekjøp og forventet utvikling i CO₂-avgiften påvirker utslippsaktørenes investeringsvilje direkte. Videre viser analysen at transportløsning kan utgjøre mellom 10-30 % av de totale verdikjedekostnadene, som tydelig viser viktigheten av kostnadsreduksjon i dette leddet. Fraværet av støtteordninger for transport og mellomlagring gjør det krevende å etablere forretningsmodeller der risiko fordeles mellom aktørene i verdikjeden.

Lagringsleddet fremstår som særlig utslagsgivende, og usikkerheten knyttet til dette forplanter seg til både fangst- og transportaktører.

3.5 Veien videre – behov for rammevilkår og risikoavlastning

Fase 2 viser at en regional, koordinert tilnærming kan gi betydelig kostnadsreduksjon, større fleksibilitet og høyere robusthet enn individuelle løsninger.

Prosjektet vurderer at videre arbeid bør fokusere på å styrke samarbeidet på tvers av verdikjeden, redusere risiko fram mot tidligfase investeringsbeslutninger og sikre klarere retningslinjer for CO₂-kvalitet og lagertilgang. Videre arbeid med forretningsmodeller bør skje parallelt med avklaringer fra nasjonale myndigheter om rammevilkår for

risikoavlastning og mulige finansieringsmodeller for felles infrastruktur og eventuell overkapasitet for andre norske volumer.

Med tilstrekkelige rammebetingelser og mer forutsigbar tilgang til lagring på norsk sokkel, er Haugalandet unikt posisjonert til å realisere den første kommersielle CCS-verdikjeden basert på norske volumer.