

CO₂ Masterplan

Mongstad



Foto: Harald Pettersen

StatoilHydro

CO2 Masterplan Mongstad

1 Innledning og sammendrag	1
1.1 Bakgrunn	1
1.1.1 Gjennomføringsavtalen og mandat	1
1.1.2 Masterplan-arbeidet	2
1.1.3 Organisering av arbeidet	3
1.1.4 Industriområdet på Mongstad	3
1.2 Anbefalte fangstkilder og teknologi	4
1.3 Gjennomføringsplan	7
1.4 Kostnadsestimer	9
1.5 Prosjektets størrelse og risiko	11
2 CO2-fangstanlegg og hjelpesystemer	13
2.1 Anbefalte fangstkilder fra raffineriet	14
2.1.1 Mulige kilder for CO2-fangst	14
2.1.2 Kost- og nyttevurdering av ulike kilder	14
2.1.3 Resultater og anbefaling	15
2.2 Anbefalt teknologi for CO2-fangst på Mongstad	16
2.2.1 Anbefalt fangstteknologi for kraftvarmeverket	17
2.2.2 Mulig fangstteknologi for krakkeranlegget	18
2.2.3 Neste generasjons post-combustion-løsninger	19
2.2.4 Teknologivalg og tidspunkt for investeringsbeslutning	20
2.3 Karbonatprosesser	20
2.4 Teknologikvalifiseringsprogram	22
2.5 Designbasis og avgrensninger	23
2.5.1 Mengde fanget CO2	23
2.5.2 Røyk- og eksosgassens sammensetning	24
2.5.3 CO2-eksportspesifikasjon	24
2.5.4 Tekniske og operasjonelle krav til design	25
2.6 Funksjonsbeskrivelse av aminanlegg	26
2.6.1 Tilgjengelighet og regularitet	30
2.6.2 Kontroll og styring av fangstanleggene	30
2.6.2.1 Røykgass fra krakkeranlegg og eksosgass fra kraftvarmeverk	30
2.6.2.2 Vannbalanse	30
2.6.2.3 Overordnet kontroll av CO2-fangst	31
2.6.2.4 Urenheter i aminløsningen	31
2.6.3 Fangstanleggenes energibruk	31
2.7 Mekanisk hovedutstyr	32
2.7.1 Kompressorer og blåsere	33
2.7.2 Pumper	33
2.7.3 Varmevekslere	33
2.7.4 Kolonner	33
2.8 Fangstanleggenes hjelpesystemer	34
2.8.1 Dampsystemet	34
2.8.2 Nitrogensystemet	36
2.8.3 System for avløps- og prosessvann	36
2.8.4 Instrumentluftsystemet	38
2.8.5 System for sjøvannskjøling	39
2.8.6 System for demineralisert vann	43
2.8.7 Kjemikaliesystem	44

2.8.8 Elektromodifikasjoner	44
2.8.9 Kopling til prosesskontroll- og nødavstengningssystem	45
2.9 Tilkopling til røykgasskildene	46
2.9.1 Tilkopling til kraftvarmeverkets skorsteiner	46
2.9.1.1 Installasjonsfilosofi	48
2.9.1.2 Materialvalg og kanalløsning	49
2.9.1.3 Kontrollfilosofi	51
2.9.2 Tilkopling til krakkerskorstein	52
2.9.2.1 Beskrivelse av urenheter i røykgassen fra krakkeranlegget	53
2.9.2.2 Installasjonsfilosofi	55
2.9.2.3 Materialvalg og kanalløsning	55
2.9.2.4 Kontrollfilosofi	56
2.10 Arealbehov	57
2.10.1 Områdeplan	57
2.10.2 Plassering av utstyr	60
2.10.3 Beskrivelse av bygg- og anleggsarbeider	62
2.10.3.1 Vei- og tomteopparbeidelse	62
2.10.3.2 Overskuddsmasser	63
2.10.3.3 Sjøvannssystem	65
2.10.3.4 Strukturer og fundamenter	66
2.10.3.5 Undergrunnsarbeider	66
2.10.3.6 Annet arbeid og forbedringer	67
2.10.3.7 Bygninger for elektro og instrument	67
2.10.3.8 Anbefalinger neste fase for bygg- og anleggsarbeider	68
2.11 Erfaringsoverføring fra andre prosjekter	68
2.11.1 Erfaringer fra Halten CO2-prosjektet	69
2.11.2 Erfaringer fra Snøhvit LNG-prosjektet	69
2.11.3 Erfaringer fra Kårstø-prosjektet	70
2.11.3.1 Aminprosess og kvalifisering	71
2.11.3.2 Utslipp og konsesjoner	72
2.11.3.3 Transport og lagring	72
2.11.4 Testfasiliteter som TCM	72
2.11.5 Erfaringer fra andre CO2-prosjekter	73
2.11.5.1 Esbjerg - CASTOR og CESAR	73
2.11.5.2 Konkurransen i Storbritannia og Nordjyllandsværket	76
2.11.5.3 Bellingham	76
2.11.5.4 Tidligere studier for Kårstø, Mongstad og Tjeldbergodden	76
2.11.5.5 In Salah og Sleipner	76
2.11.5.6 Forskning og utvikling	76
2.12 Grensesnitt mot raffineriet og andre prosjekter på Mongstad	76
2.12.1 Grensesnitt mot raffineriet	77
2.12.2 Grensesnitt mot transport og lagring	77
2.12.3 Grensesnitt mot EVM	78
2.12.4 Grensesnitt mot framtidige prosjekter	78
2.13 Drift og vedlikeholdsfilosofi	78
2.13.1 Drifts og vedlikehold i prosjekteringsfasen	79
2.14 Mulige tekniske forbedringstiltak i videre prosjektfaser	80
3 HMS	81
3.1 Aminer og nedbrytningsprodukter	81
3.1.1 Aminer	81
3.1.2 Nedbrytningsprodukter av aminer	82
3.2 Ytre miljø	85

3.2.1	Utslipp til luft	85
3.2.2	Utslipp til sjø	87
3.2.2.1	Fjerning av nitrogenholdige stoffer	87
3.2.2.2	Strømmer som sendes ubehandlet til sjø	88
3.2.3	Håndtering av avfall	88
3.3	Arbeidsforhold	89
3.3.1	Støyvurderinger	89
3.4	Teknisk sikkerhet	90
3.4.1	Spesielle forhold ved CO2 under trykk	91
3.4.2	Utslipp av CO2-gass	91
3.4.3	Brann og eksplosjon	92
3.5	Fareregister og forslag til risikoreduserende tiltak	93
4	Kostnader	98
4.1	Investeringskostnader	98
4.1.1	Estimeringsmetode og forutsetninger	98
4.1.2	Usikkerhet og sensitivitetsvurderinger	99
4.1.3	Investeringsestimater	99
4.2	Driftskostnader	99
5	Nødvendige avtaler	101
6	Prosjektgjennomføring	102
6.1	Karakteristisk for prosjektet	102
6.2	Gjennomføringsplan	103
6.2.1	Gjennomføringsplan - Alternativ 1	106
6.2.2	Gjennomføringsplan - Alternativ 2	108
6.3	Beslutningsplan	109
6.4	Overordnet anskaffelsesstrategi	110
6.4.1	Prekvalifisering	111
6.4.2	Kontraktsområder	111
6.4.3	Markedsvurdering	112
7	Risiko	113
7.1	Teknologirisiko	114
7.2	HMS-risiko	115
7.2.1	Helse- og arbeidsmiljø	115
7.2.2	Ytre miljø	116
7.2.3	Sikkerhet	116
7.2.4	Sikring og beredskap	116
7.3	Gjennomføringsrisiko	116
8	Behov for myndighetsbehandling	118
9	Energioptimalisering	120
9.1	Formål med energioptimalisering	120
9.2	Muligheter knyttet til kraftvarmeverket	120
9.3	Tiltak for energioptimalisering	120
9.3.1	Optimalisering av ordinær drift	121
9.3.2	Modifikasjoner i raffineriet som frigjør fyrgass	122
9.3.2.1	Forvarming av luft til reformerovnene	122
9.3.2.2	Forvarming av luft til flere mindre ovner	122
9.3.3	Gode designløsninger for fangstanlegg og nye hjelpesystemer	123
9.3.3.1	CO2-fangstanlegget	123
9.3.3.2	Varmeintegrasjon i RCC-anlegget	123
9.3.3.3	Hjelpeanlegg	124
9.3.4	Nye energibærere	124

10 Referanser	125
11 Forkortelser og kjemiske betegnelser	126

Figurliste

1.1	Anleggets masse- og energibalanse	6
1.2	Veivalg	8
2.1	Prinsippskisse for vurdering av mulige CO ₂ -kilder	15
2.2	Prinsippskisse for eksosgassresirkulering	17
2.3	Prinsippskisse av kjølt ammoniakk-prosess	21
2.4	Aminanleggets hovedfunksjoner	27
2.5	Blokkdiagram av fangstanleggene	29
2.6	Anleggets masse- og energibalanse	32
2.7	Flytskjema for dampsystemet.	36
2.8	Flytdiagram for avløpsvannsystemet	37
2.9	Flytskjema for instrumentluftsystemet	39
2.10	Sjøvannsgrop med pumper og filterpakker	41
2.11	Flytskjema for sjøvannsystemet	42
2.12	Flytskjema for demineralisert vann	44
2.13	Oppbygging av instrumenttilkopling	46
2.14	Tilkopling til kraftvarmeverkets skorsteiner	47
2.15	Eksempel på løfteoperasjon	48
2.16	Eksempel på design for eksosgasskanal (Kilde: Moran Iron Works)	49
2.17	Kraftvarmeverket med eksoskanaler	50
2.18	Kraftvarmeverkets eksoskanaler sett fra øst.	50
2.19	Kontrollfilosofi for eksosgassekstraksjon for kraftvarmeverket	51
2.20	Bilde av krakkerskorstein og sjøvannsvasker	52
2.21	Tilknytning for røykgasskanal til krakkeranlegget	53
2.22	Avsetning av katalysatorpartikler	54
2.23	Kontrollfilosofi for røykgassekstraksjon fra krakkeranlegget	57
2.24	Foreslått plassering av fangstanlegg for kraftvarmeverket	58
2.25	Foreslått plassering av fangstanlegget for krakkeranlegget.	58
2.26	Total områdeutvikling	59
2.27	Utstyrplan for serviceområde (S104).	60
2.28	Serviceområde	61
2.29	Utstyrplan for fangstanlegg	61
2.30	Oversiktstegning for vei- og tomteopparbeidelse	62
2.31	Oversiktsfigur for område for løsmasser og steindeponi	64
2.32	Oversikt over sjøvannsystemet	65
2.33	SUB-stasjon for elektro og instrumenter.	68
2.34	Snøhvit LNG-anlegg	70
2.35	Gasskraftverket på Kårstø	71
2.36	Absorber av Esbjerg-pilotenhet (Kilde: DONG Energy Power)	74
2.37	Stripper (høyre) og reboiler (venstre) av Esbjerg-pilotenhet (Kilde: DONG Ener... ..	75
3.1	1-timesmiddel konsentrasjoner av MEA ved bakkenivå g/m ³	87
6.1	Veivalg	103
6.2	"Capital Value" - prosessen	105
6.3	Gjennomføringsplan	106
9.1	Energioptimalisering Mongstad	121

Tabelliste

2.1	CO2-utslipp fra kraftvarmeverket og eksisterende CO2-utslipp fra raffineriet	14
2.2	Sammensetning i eksos- og røykgasskildene	24
2.3	CO2-eksportspesifikasjon [6]	25
2.4	Oversikt over fordeling av støtte- og hjelpesystemer	34
3.1	Luftkvalitetskriterier	86
3.2	Matrise for klassifisering av risiko	93
3.3	Hendelser identifisert i HAZID med risikonivå 9 eller høyere	94
3.4	Aktiviteter som ble vurdert med risikonivå fire i WERA	96
3.5	Miljøaspektene med høyest signifikans	97
6.1	Beslutningsplan	110

1 Innledning og sammendrag

1.1 Bakgrunn

1.1.1 Gjennomføringsavtalen og mandat

Staten ga i 2006 tillatelse til å bygge et kraftvarmeverk på Mongstad (EVM). Samtidig ble Gjennomføringsavtalen inngått mellom Statoil ASA og Staten v/Olje- og energidepartementet. Gjennomføringsavtalen finnes i sin helhet på følgende nettside:

http://www.regjeringen.no/upload/kilde/oed/prm/2006/0143/ddd/pdfv/293147-avtale_mellom_staten_og_statoil_mongstad_12_okt_06.pdf.

I Gjennomføringsavtalen forplikter Statoil seg til å utvikle en overordnet plan for framtidig fangst av CO₂ på Mongstad ("Masterplanen"). Masterplanen skal i henhold til avtalen inneholde følgende elementer:

- Konseptstudier av aktuelle tekniske og kommersielle løsninger for CO₂-fangst. Avklaringer rundt arealbehov, energibehov, behov for drifts- og vedlikeholdstjenester, HMS-løsninger og behov for myndighetsbehandling.
- Identifisering av kilder for CO₂ som er aktuelle for fangst fra det eksisterende oljeraffineriet, kraftvarmeverket, samt eventuelt framtidige prosjekter.

Dette har ligget til grunn for StatoilHydros (SH) arbeid med den foreliggende Masterplanen.

Samtidig med inngåelsen av Gjennomføringsavtalen ga Staten v/Miljøverndepartementet (MD) kraftvarmeverket utslippstillatelse for CO₂. Her sluttet MD seg til SFTs tilråding om at det måtte sikres en CO₂-håndteringsløsning for kraftvarmeverket i henhold til Gjennomføringsavtalen.

Gjennomføringsavtalen beskriver en stegvis utvikling mot fullskala CO₂-fangst. I avtalen beskrives testsenteret som Steg 1 og planlegging og gjennomføring av fullskalafangst som Steg 2. Masterplanen er et viktig skritt fram mot en investeringsbeslutning. Den bekrefter at CO₂-fangst er mulig og beskriver to hovedalternativer for hvordan dette kan etableres på Mongstad.

Masterplanen vil være en del av grunnlaget for Steg 2-avtalen som skal inngås mellom norske myndigheter og SH om fullskala CO₂-fangst på Mongstad. Masterplanen og Steg 2-avtalen vil danne grunnlaget for de beslutninger som er påkrevd for etablering av et fullskala fangstanlegg på Mongstad. Fram mot en investeringsbeslutning vil en rekke studier og avklaringer være påkrevd. Masterplanen som sådan er tidligfasevurderinger, og konsept og fangstkilder er ikke endelig valgt. Masterplanen beskriver sentrale områder og viktige utfordringer for å etablere fullskalafangst. Fram mot investeringsbeslutning vil tekniske og industrielle løsninger videreutvikles og optimaliseres for å redusere risiko. Dette vil kunne påvirke både skisserte kostnader og framdriftsplaner.

1.1.2 Masterplan-arbeidet

Masterplanen er en overordnet plan for framtidig fangst av CO₂ på Mongstad. Arbeidet inkluderer en rekke eksterne studier sammenholdt med et betydelig internt arbeid, vurderinger og erfaringsoverføring. Rapporten beskriver aktuelle tekniske og kommersielle løsninger for fullskala CO₂-fangst på Mongstad, integrert med kraftvarmeverket og raffineriet. Vurderinger av areal- og energibehov, behov for drifts- og vedlikeholdstjenester, HMS-løsninger (helse, miljø og sikkerhet) osv. er dekket i rapporten. Identifisering av aktuelle CO₂-kilder fra det eksisterende oljeraffineriet og fra kraftvarmeverket samt eventuelle framtidige prosjekter på Mongstad er også beskrevet.

Fangst av CO₂ i skalaen millioner tonn pr. år fra eksos- og røykgass er unikt i verdenssammenheng. Det har derfor vært lagt særlig vekt på kvalitetssikring av de tekniske forutsetningene og løsningene i prosjektet. Sentrale områder har vært størrelsen på anlegget og dimensjonering av utstyr, HMS-utfordringer i forbindelse med åpne amins-systemer og CO₂ under trykk, behov for hjelpesystemer og integrasjon med øvrige anlegg på Mongstad. Beskrivelsene og vurderingene bygger på industripraksis for prosjektutvikling i en tidlig fase.

Arbeidet er videre bygget på erfaring fra relevante prosjekter som Halten CO₂, Snøhvit og Kårstø [1], og erfaringsoverføring herfra er en del av kvalitetssikringen av løsninger, teknologivurderinger, identifisering av kritisk utstyr og ivaretagelse av spesielle problemstillinger.

Prosjektet har blant annet ivaretatt følgende grensesnitt og interesser:

- Myndigheter (OED, MD, SFT, lokale myndigheter osv.)
- Mongstad-raffineriet (MRDA)
- Energiverk Mongstad-prosjektet (EVM)
- Europeisk CO₂-testsenter Mongstad-prosjektet (TCM)
- Gassnova, herunder prosjekt for transport og lagring av CO₂

Fangstanleggene er en del av et større totalprosjekt og omfatter i tillegg transport og lagring. Det er viktig at hele kjeden for CO₂-håndtering gjennomføres helhetlig med hensyn til planlegging, sikkerhet, design og teknologi. I videre prosjektutvikling er det viktig at tidsplaner, grensesnitt og krav samkjøres for hele kjeden. Oppstart av et fullskala fangstanlegg krever en tilhørende transport- og lagringsløsning.

Transport og lagring av CO₂ gjennomføres som et eget prosjekt ledet av Gassnova SF på vegne av OED. Transport- og lagringsprosjektet utreder lagringssteder for CO₂-volumer fra Kårstø og Mongstad.

Følgende er ikke en del av dette arbeidet, selv om det er relevante prosjekter, aktiviteter og grensesnitt i forhold til å realisere den totale CO₂-kjeden fra kilde til sluttlager:

- TCM (TCM-eierne ansvarlig)
- Transport og lagring av CO₂ (myndigheter v/Gassnova ansvarlig)
- Roller, ansvar, organisering, gjennomføring osv. for videre prosjektutvikling (dekkes gjennom Steg 2-avtalen)

Hensikten med Masterplanen er å gi et best mulig grunnlag for beslutninger om tidsplan, gjennomføring, muligheter og usikkerheter knyttet til fullskalafangst fra kraftvarmeverket og raffineriet.

1.1.3 Organisering av arbeidet

SH har opprettet et prosjekt for Masterplan-arbeidet ved navn CO₂ Masterplan Mongstad (CMM). Prosjektet har arbeidet i omtrent et og et halvt år. Over 30 interne årsverk har vært anvendt, innenfor et budsjett på 60 MNOK, inkludert en rekke eksterne studier. SHs styrende dokumenter, prinsipper, tidligfasekrav og kvalitetssikring har vært benyttet i utredningen, og arbeidet har vært organisert og gjennomført på vanlig industriell måte for et prosjekt i tidligfase.

I den avsluttende fasen av prosjektet har det vært god kontakt med Gassnova SF, som er myndighetenes tekniske rådgiver i spørsmål knyttet til fangst, transport og lagring av CO₂.

På grunn av prosjektets størrelse og bruk av teknologi i en skala som ikke tidligere er benyttet, har det vært særlig behov for kvalitetssikring av de tekniske forutsetningene og løsningene. SHs prosjektmodell med beslutningspunkter ("decision gates - DG") har blitt fulgt, og en såkalt DG1-beslutning ble tatt i april 2008. Relevante fagmiljøer i SH har vært involvert ved gjennomganger underveis i prosjektarbeidet.

1.1.4 Industriområdet på Mongstad

Fangstanleggene som er beskrevet i Masterplanen, skal etableres på et eksisterende industriområde på Mongstad med flere ulike delanlegg som alle vil være i drift når fangstanleggene etableres. Mongstad ligger om lag seks mil nord for Bergen, og industriområdet består av et raffineri, en råoljeterminal, et teknisk utviklingssenter (PTC) og anlegg for prosessering av våtgass og kondensat (Vestprosess). I tillegg er et kraftvarmeverk (EVM) under utbygging. I alt er det nær 650 SH-ansatte og ca. 250 andre ansatte på området. Det er forskjellig eierstruktur og ulike partnere til stede, for eksempel er Shell medeier i raffineriet (MRDA), Petoro er medeier i råoljeterminalen og Vestprosess er et eierfellesskap bestående av SH, Petoro, ExxonMobil, Shell, Total og ConocoPhillips. Området ligger nær de store oljefeltene i Nordsjøen, der den daglige oljeproduksjonen på norsk side er ca. 1,5 millioner fat.

Et høyt oppgradert raffineri

Raffineriet er et moderne, høyt oppgradert oljeraffineri for nordsjøoljer med en prosesskapasitet på 10 millioner tonn pr. år og er middels stort i europeisk sammenheng. Den største produksjonen er bensin, diesel, LPG og flydrivstoff. De tyngste fraksjonene av råoljen brukes blant annet til produksjon av petrolkoks, som er råstoff til anodeproduksjon for aluminiumsindustrien. Bensinproduksjonen tilsvarende nesten to ganger det norske forbruket, og store volumer eksporteres til det europeiske markedet. Raffineriet har også et tankanlegg der 25-30 tankbiler er innom hver dag og tar ut 1-1,5 % av produksjonen.

Råoljeterminal for kunder over hele verden

Råoljeterminalen ligger strategisk til med kort avstand til oljeinstallasjonene i Nordsjøen. I seks store fjellhaller er det plass til mellomlagring av nærmere 10 millioner fat råolje (1,5 millioner kubikkmeter). Oljen kommer med bøyelastere fra bl.a. feltene Statfjord, Gullfaks, Norne og Heidrun og gjennom rørledninger fra Troll B og Troll C. Om lag en tredel av all SH-produsert nordsjøolje, inkludert Statens andel, blir mellomlagret her. Oljen blir eksportert til bl.a. USA, Canada, middelhavslandene og Det fjerne Østen.

Den nest største oljehavnen i Europa

Mongstad havn er den største i Norge målt i tonnasje, med anløp av ca. 2000 skip årlig. Den kan ta imot råoljeskip på inntil 450 000 tonn og produkttankerere på inntil 90 000 tonn, og det er den nest største oljehavnen i Europa etter Rotterdam. For å håndtere den store skipstrafikken på en sikker og god måte har Mongstad havn fire taubåter, hvorav tre er spesialbygget for eskortetjeneste. Taubåtene er også en viktig del av oljevernberedskapen.

Vestprosess foredler kondensat

Vestprosess knytter sammen landanleggene på Kollsnes, Sture og Mongstad for å øke verdien på våtgass fra nordsjøfeltene Troll, Oseberg, Tune, Kvitebjørn, Visund og Fram. Anlegget bruker NGL (våtgass) og kondensat som råstoff, og dette kommer i rørledning fra gassbehandlingsanlegget på Kollsnes og fra terminalen og prosesseringsanlegget på Sture i Øygarden. I Vestprosess stabiliseres og fraksjoneres våtgass og kondensat til nafta, propan og butan. Produksjonen av propan og butan er på totalt ca. en million tonn årlig, og det er blant annet bygget to fjellagre på 60 000 m³ hver og en ny kai.

Energiverk Mongstad (EVM)

EVM er den siste store utvidelsen tilknyttet raffineriet. EVM består av en ny naturgassrørledning mellom Kollsnes og Mongstad, modifikasjoner og ombygginger i raffineriet og et nytt kraftvarmeverk som skal produsere strøm til nettet (inkludert Troll A og GjØa) og varme til raffineriprosessene. Prosjektet vil være i drift fra 2010. Det danske energiselskapet Dong Energy bygger, eier og skal drive kraftvarmeverket, mens det er MRDA som eier produksjonen (elektrisitet og varme). Naturgassrørledningen er en del av produksjons- og ilandføringssystemet for Troll. MRDA har totalansvaret for Mongstad-komplekset, og SH som operatør er ansvarlig for etterlevelse av utslippstillatelser og konsesjoner.

Det totale energibehovet på Mongstad var i 2007 på ca. 60 MW strøm og ca. 800 MW varme, knyttet til drift av raffineriområdet. Kraftvarmeverket muliggjør framtidig raffineriutvikling og gir muligheter for energieffektiviseringstiltak framover. Bygging av et kraftvarmeverk er et energiforbedringstiltak i seg selv og medfører bedre energiutnyttelse totalt. Mer informasjon finnes på følgende nettside: <http://www.statoilhydro.com/Mongstad>.

1.2 Anbefalte fangstkilder og teknologi

Mongstad industriområde har en rekke større eller mindre utslippspunkter. Krakkeranlegget er det største enkeltstående utslippspunktet for CO₂ i Norge i dag og er en sentral del av raffineriet, der tyngre deler av råoljen oppgraderes til drivstoffkomponenter. En vurdering av kilder er gjort, og følgende anbefaling gis for valg av kilder for fangst:

- Kraftvarmeverket og krakkeranlegget anbefales brukt som basis for CO₂-fangst. Disse to kildene står for omtrent 80 % av CO₂-utslippene fra raffinerianlegget når kraftvarmeverket er i full drift. Fangsten fra kraftvarmeverket er ca. 1,2 millioner tonn CO₂ pr. år og fra krakkeranlegget ca. 0,8 millioner tonn pr. år.
- 11 andre røykgasskilder bidrar med de resterende 20 % av CO₂-utslippene. Kostnaden pr. enhet for å fjerne CO₂ fra disse er vurdert å være vesentlig høyere enn for kraftvarmeverket og krakkeranlegget.
- Totale CO₂-utslipp fra raffineriområdet som helhet, inkludert fangstanleggene, bør videre minimeres ved energioptimalisering.

- Fangst fra potensielle framtidige prosjekter som bidrar med store CO₂-utslipp, må vurderes løpende.

Reformer 2 nevnes spesifikt i Gjennomføringsavtalen som aktuell for fangst. Høsten 2008 ble det utført ombygging av disse ovnene, noe som medfører lavere CO₂-utslipp. I tillegg kan varmen i røykgassen fra Reformer 2 utnyttes til forvarming av forbrenningsluften, som vil medføre ytterligere reduksjon av CO₂-utslippene. Dette og eventuelt andre energieffektiviserings tiltak anbefales derfor for Reformer 2 framfor fangst.

Egenskapene for eksosgassen fra kraftvarmeverket og røykgassen fra krakkeranlegget er ulike. Krakkeranlegget har en røykgass som på mange måter kan sammenliknes med kullkraft. Røykgassen herfra har høyere CO₂-konsentrasjon, lavere O₂-konsentrasjon og et mindre gassvolum sammenlignet med kraftvarmeverket. Videre inneholder røykgassen fra krakkeranlegget katalysatorpartikler, SO₂, medrevet sjøvann og høyere konsentrasjon av NO_x, hvilket gir større teknisk usikkerhet for implementering av CO₂-fangst. Det er derfor anbefalt uavhengige fangstanlegg for disse to kildene. Dette muliggjør også at ulik fangstteknologi kan velges, og det kan dermed legges opp til ulike tidsplaner for de to fangstanleggene.

Som følge av at det skal fanges CO₂ fra eksisterende kilder, er det kun post-combustion (fangst etter forbrenning) som er aktuelt for raffineriet og kraftvarmeverket. Andre teknologier som pre-combustion (fangst før forbrenning) eller oxyfuel (forbrenning med ren O₂ som gir CO₂ og H₂O) vil medføre betydelig mer forstyrrelse og ombygging av kraftvarmeverket og raffineriet enn post-combustion-fangst og er følgelig ikke anbefalt.

De mest lovende post-combustion-teknologiene på grunnlag av kriteriene HMS, energieffektivitet, kostnader, modenhet og kompleksitet, er følgende:

- Forbedret amin
- Karbonatprosesser

Basert på studier som er gjort i forbindelse med Masterplanen og tidligere SH-prosjekter, anses aminteknologi som kjent, men med noen risikoer som må avklares i de neste faser. Den største risikoen er ansett å være potensielle negative helse- og miljøeffekter av utslipp til luft (aminer kan danne reaksjons- og nedbrytningsprodukter som kan ha helseskadelige egenskaper). En annen risiko er oppskalering av prosessen, særlig absorpsjonstårn, strippetårn og stort mekanisk utstyr. Det finnes ikke fangstanlegg i tilsvarende størrelse basert på post-combustion, med fangst i størrelse millioner tonn CO₂ i året. Anlegget krever noen av de største absorpsjonstårnene og mekaniske komponentene som noen gang er bygget. For eksempel er Fluors anlegg i Bellingham i USA, med en kapasitet på ca. 120 000 tonn CO₂ pr. år fra gassturbinene, blant de største som har blitt bygget.

Det anses ikke som realistisk at karbonatprosesser er modne nok for en investeringsbeslutning for fullskalafangst de nærmeste årene. Karbonatprosesser kan imidlertid på sikt bli en konkurrent til aminbasert teknologi og har potensial for bedre energi- og HMS-ytelse. Potensialet er hittil ikke fullstendig dokumentert med pilotenheter og laboratorieeksperimenter.

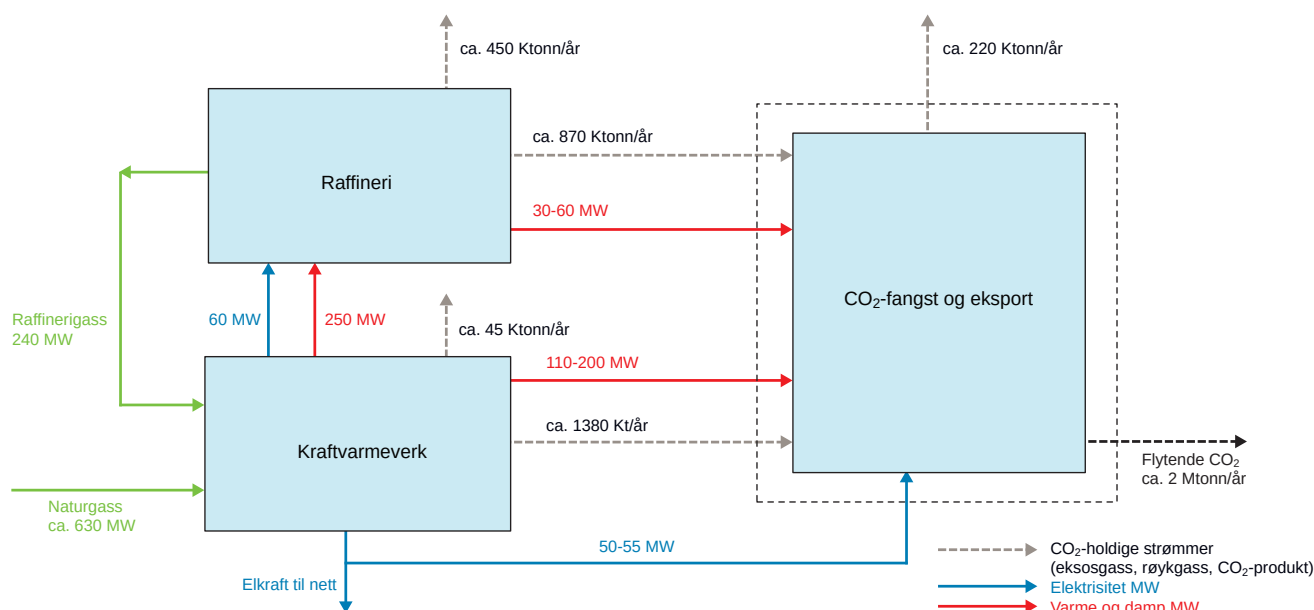
Eksosgassresirkulering på kraftvarmeverk er ikke en selvstendig fangstteknologi, men kan kombineres med disse. Eksosgassresirkulering er en lovende teknologi som kan gi forbedringer innen HMS og energibehov med potensiell kostnadsreduksjon, og anbefales studert i videre prosjektfaser for begge alternativene. Dersom eksosgassresirkuleringsteknologien skal anvendes, bør den implementeres samtidig med fangstanlegget.

For kraftvarmeverket er det skissert to alternative ruter for teknologivalg: 1) Et fangstanlegg basert på dagens tilgjengelige aminteknologi, forutsatt at helse- og miljørisikoen forbundet med aminprosessen vurderes som akseptabel ved investeringsbeslutning, 2) Fangstanleggets teknologivalg og konsept baseres på en stegvis teknologiutvikling gjennom teknologikvalifisering, testanlegg osv. tilsvarende det som foreslås for krakkeranlegget. Dette kan gi forbedringer av aminprosessen (kostnadsreduksjon), mulighet for at annen teknologi blir kvalifisert (f.eks. karbonatteknologi), mer konkurranse i markedet (flere leverandører å velge mellom), redusert teknisk risiko osv. før investeringsbeslutning tas.

For krakkeranlegget anbefales det at fangstteknologi velges etter teknologikvalifisering og utstrakt testing blant annet gjennom TCM, herunder testing av kloridinnholdets og katalysatorpartiklenes påvirkning på drift og design. Uttesting av mulig partikkelfjerning og konsekvensene av dette bør gjennomføres innen et fullskalaanlegg kan bygges for krakkeranlegget. Separate tester forventes å besvare mange av spørsmålene før det tas en endelig beslutning om design av anlegg og forbehandling.

Tilgjengelig aminteknologi er i denne rapporten benyttet for den tekniske beskrivelsen av fangst fra krakkeranlegget som underlag for dimensjonering av støtte- og hjelpesystemer samt eksportsystemet. Endelig teknologivalg vil basere seg på erfaringer fra tester og tilgjengelige teknologier ved investeringsbeslutning. Røykgass fra krakkeranlegget har mange likhetstrekk med røykgassen fra et kullkraftverk. Fangstteknologien som anvendes for krakkeranlegget, har derfor potensial til å kunne anvendes i kullkraftverk.

Energibehovet identifisert for fangst fra de to kildene er til sammen 40-45 MW elektrisitet og 170-230 MW varme i form av lavtrykksdamp (inkludert eksportsystemet). I tillegg vil det være et kraftbehov for en foreslått gjenvinningsenhet for varme i eksosgassen på ca. 10 MW. Anleggets masse- og energibalanse vises i figur 1.1 .



Figur 1.1 Anleggets masse- og energibalanse.

Energioptimalisering vil i mange tilfeller være en mer kostnadseffektiv måte å redusere CO₂-utslippene på enn store anlegg for CO₂-fangst. Som en del av arbeidet har det også blitt sett på forbedringstiltak i eksisterende raffineri og redusert energibruk i fangstanlegget ved gode designløsninger. Varme fra eksosgassen fra kraftvarmeverket vil dekke en betydelig del av energibehovet i fangstanlegget. Kraftvarmeverket gir mulighet for en mer effektiv energiforsyning fordi fyrgass fra raffineriet kan brennes i kraftvarmeverket. Tiltakene som er beskrevet, er luftforvarming til ovner og varmegjenvinning i krakkeranlegget. Dette vil gi en reduksjon i fyrgass på 2 tonn/time, tilsvarende ca. 40 000 tonn CO₂/år.

1.3 Gjennomføringsplan

Raffineriet er en meget kompleks industribedrift der mange prosessanlegg og hjelpesystemer er tett integrert. Enhver nyinvestering har konsekvenser for resten av anlegget, og utfall av enkeltanlegg vil ha konsekvenser for den samlede verdiskapningen på anlegget. Det er derfor viktig å utrede fangstanleggene på en mest mulig effektiv måte, også for å unngå lavere regularitet på anleggene. Med utgangspunkt i Gjennomføringsavtalen og arbeid utført i forbindelse med Masterplanen er det definert to hovedalternativer for fullskala CO₂-fangst på Mongstad. Begge hovedalternativene beskriver fangst fra begge kilder og innebærer en total fangst på ca. 2 millioner tonn CO₂ pr. år. Masterplanen danner grunnlaget for Steg 2-avtalen som skal inngås mellom norske myndigheter og SH. SH har derfor ikke tatt stilling til valg av hovedalternativ, men har beskrevet tidsplan, gjennomføring, muligheter og usikkerhet knyttet til de to hovedalternativene.

Alternativ 1:

CO₂-fangst fra kraftvarmeverket basert på dagens tilgjengelige aminteknologi, normal industripraksis for sikker og rasjonell gjennomføring av prosjektet og akseptabel helse- og miljørisiko med mål om raskest mulig oppstart. CO₂-fangst fra krakkeranlegget som fase 2 basert på stegvis teknologiutvikling.

Karakteristika ved alternativ 1:

- Raskest mulig fangst fra kraftvarmeverket.
- Stegvis teknologiutvikling basert på TCM for krakkeranlegget.
- Begrenset eller ingen erfaring fra TCM for kraftvarmeverket.
- Anlegg der størrelse og enkelte utstyrsenheter er uten referanse i industrien.
- Utfordringer knyttet til helse- og miljørisiko ved bruk av aminer og relativt kort tid fram til investeringsbeslutning hvor dette må være avklart.
- Krever relativ rask beslutningsprosess, og etablering av nødvendige rammevilkår kan bli utfordrende.

Alternativ 2:

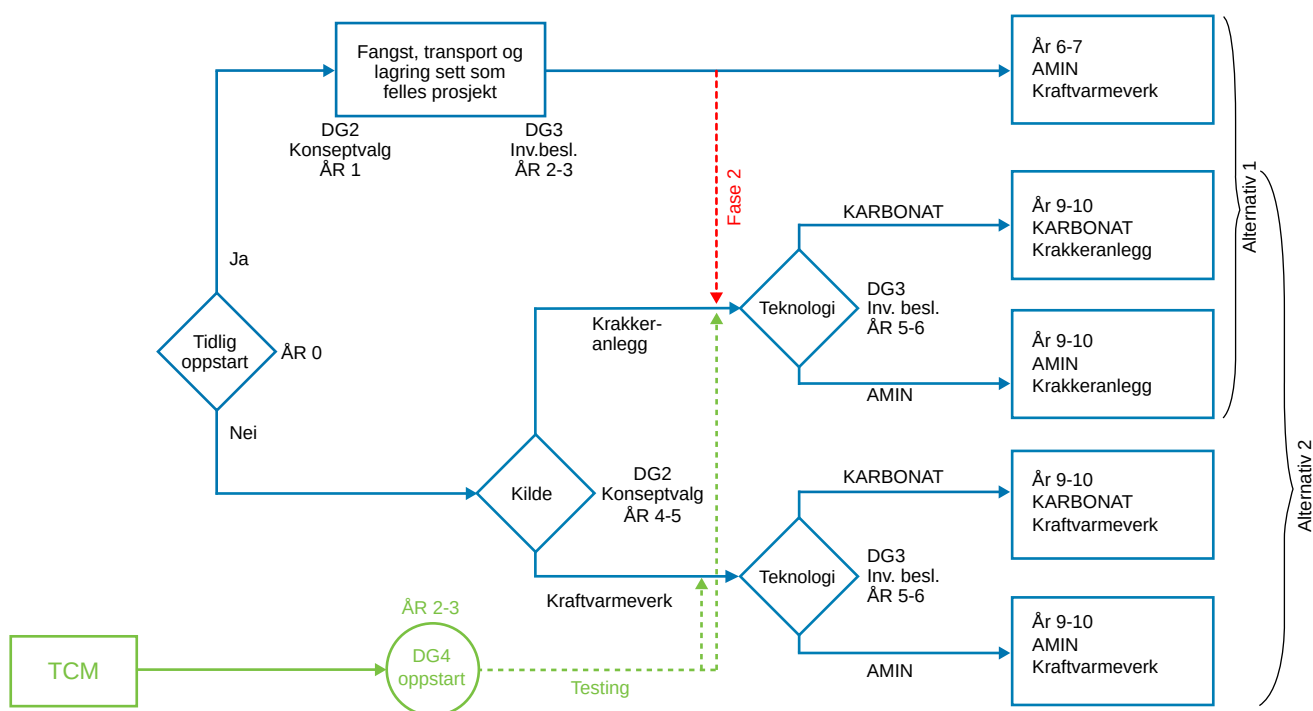
Samtidig utvikling av CO₂-fangst fra både kraftvarmeverket og krakkeranlegget, basert på en stegvis teknologiutvikling.

Karakteristika ved alternativ 2:

- Stegvis teknologiutvikling basert på TCM kan benyttes for begge anlegg.
- Anlegg der størrelse og enkelte utstyrsenheter er uten referanse i industrien.

- To store parallelle prosjektløp.
- Utfordringer knyttet til helse- og miljørisiko ved bruk av aminer, men lengre tid til å kartlegge og redusere risikoen.
- Lengre beslutningsprosess.

Figur 1.2 gir en oversikt over de to alternativene med hensyn til kilde for fangst, teknologi og tidspunkt for oppstart.



Figur 1.2 Veivalg.

Basert på studier utført i forbindelse med Masterplanen og tidligere SH-prosjekter anses aminteknologi som kjent, men ikke anvendt i den størrelsen som er påkrevd for kraftvarmeverket. Det er et krav at helse- og miljørisikoen forbundet med aminer og aminprosessen er akseptabel ved investeringsbeslutning. Uavklarte forhold omkring dette kan medføre utsettelse av investeringsbeslutningen og endre teknologivalget. Denne risikoen er naturligvis størst for alternativ 1 ettersom det her er relativt kort tid fram til investeringsbeslutning.

For krakkeranlegget anbefales teknologikvalifisering og -utvikling før investeringsbeslutning tas, ettersom dagens aminteknologi ikke er benyttet for denne typen røykgass. Teknologikvalifisering og -utvikling kan for eksempel oppnås gjennom testanlegg.

Gjennomføringsplanene for begge alternativene er etablert med utgangspunkt i at det anbefales to uavhengige fangstanlegg for henholdsvis kraftvarmeverket og krakkeranlegget. Sammenkobling og tilpasning til eksisterende installasjoner på Mongstad er krevende og anses å være en kritisk suksessfaktor for gjennomføringsplanene.

SHs praksis for sikker og rasjonell gjennomføring av prosjekter og planarbeidet viser at det vil ta omlag 4 år fra investeringsbeslutning til fangstanleggene kan settes i drift. Pr. i dag er dette usikkert

og en grov vurdering, og tryggheten i gjennomføringstid øker fram mot investeringsbeslutning. Det er for eksempel ikke tatt konseptvalg ennå, og dette vil ha betydning for gjennomføringstid.

I forkant av en investeringsbeslutning må det gjennomføres en prosjektutviklingsfase som omfatter konseptstudier (inkludert konseptvalg), kvalifiseringsaktiviteter, leverandørvalg, konsekvensutredning, detaljeringsfase (FEED-fase), myndighetsgodkjenning osv. Varigheten på prosjektutviklingsfasen fram til investeringsbeslutningen er vurdert å være 2-3 år for aminbasert løsning for kraftvarmeverket fra dagens prosjektutviklingsståsted. Prosjektutviklingsfasens varighet bestemmes særlig av prosjektets kompleksitet (blant annet integrasjon med eksisterende virksomhet), anvendelse av ny teknologi, kunnskap om aminers helse- og miljøeffekt og anleggets størrelse.

Alternativ 1 er etablert med tanke på raskest mulig fangst fra kraftvarmeverket. Likevel framstår målsettingen i Gjennomføringsavtalen om å etablere CO₂-løsninger innen utløpet av 2014 som krevende med hensyn til normal industripraksis for sikker og rasjonell gjennomføring av slike prosjekter. For å sikre raskest mulig fangst fra kraftvarmeverket er det kritisk å igangsette nødvendige aktiviteter umiddelbart. Dette innebærer at rollefordeling, rammeverk for prosjektet og finansiering må være avklart i løpet av første halvår 2009. Anbudsprosess vil være avgjørende for å verifisere flere leverandører innenfor teknologi og HMS. Dette innebærer et omfattende evalueringsarbeid. Den endelige timeplanen vil bli klargjort i den videre fasen fram mot investeringsbeslutning.

For begge alternativene legges det til grunn investeringsbeslutning for fangst fra krakkeranlegget tidligst i 2014. Denne tidsplanen er basert på at det skal dras nytte av erfaring fra TCM.

Gjennomføringsplanene er i en tidlig prosjektutviklingsfase, og både fangstteknologi, kildevalg og teknisk utforming av fangstanleggene må utvikles videre fram mot endelig konseptvalg. Videre vil forsknings- og teknologiutviklingsstudier samt anbuds konkurransen blant aktuelle leverandører gjennomføres for å finne optimale løsninger, herunder reduserte investerings- og driftskostnader. Den neste fasen og videre teknologiutvikling vil også ytterligere belyse og kvantifisere hvilke gevinster som kan oppnås gjennom en stegvis teknologiutvikling.

1.4 Kostnadsestimater

Kostnadsvurderingene som er gjort hittil, er basert på resultater fra eksterne studier og SHs erfaringsgrunnlag. Kostnadsvurderingene gir en grovfordeling mellom kraftvarmeverket og krakkeranlegget samt felles systemer som begge fangstanleggene vil bruke. Kostnadsestimatet for begge kilder er basert på tilgjengelig aminteknologi. Dette skyldes manglende modenhet på alternative teknologier.

Det tekniske grunnlaget for kostnadsvurderingene er beheftet med stor usikkerhet. Typisk usikkerhetsmargin for prosjekter i denne tidlige fasen er -30 %/+40 % gitt et 80 % konfidensintervall (sannsynlighet for å falle innenfor det angitte intervallet). Risikoen i dette prosjektet er vurdert som enda større grunnet utstrakt bruk av ny teknologi og fordi dette er en type prosjekt som industrien ikke har relevant erfaring med. Prosjektet innebærer også betydelige byggeaktiviteter innenfor et eksisterende og komplekst industrianlegg som er i drift, noe som stiller særskilte krav til design og sikker gjennomføring. Usikkerheten omkring kostnadsvurderingene er også stor fordi gjennomføringsplan, anskaffelsesstrategi osv. ikke er besluttet og endelig investeringsbeslutning ligger minimum 2-3 år fram i tid. Det er derfor på dette stadiet heller ikke gjort detaljerte vurderinger omkring kostnadsforskjeller mellom alternativ 1 og 2.

Med basis i ovenstående har SH anslått de totale investeringene for begge fangstanleggene samt felles systemer til å være i størrelsesordenen 25 milliarder norske kroner (løpende kroner), men med den usikkerhet som er beskrevet ovenfor. Grovt anslått er 50 % knyttet til fangstanlegget for kraftvarmeverket, 20 % knyttet til fangstanlegget for krakkeranlegget og 30 % knyttet til felles systemer for begge fangstkildene. Det vil i de videre prosjektfaser fram mot investeringsbeslutning utredes optimaliseringsmuligheter med tanke på å redusere kostnadene. Kostnadsestimatet omhandler i all hovedtrekk den delen av støtte- og hjelpesystemene som er knyttet til fangstanleggene. I hvilken grad en velger å installere overkapasitet og hvordan kostnaden for disse støtte- og hjelpesystemene fordeles avklares i neste fase av prosjektet.

I tillegg til investeringene for anleggene vil det være årlige driftskostnader knyttet til driften av de to fangstanleggene. Disse er antatt å være i størrelsesordenen 1,0 milliard til 1,7 milliarder norske kroner pr. år (angitt for 2020 ved begge anlegg i drift). Ettersom årlige driftskostnader i stor grad er variable kostnader knyttet til energibehov, både elektrisitet og damp, vil framtidige energipriser være avgjørende for det årlige driftskostnadsnivået.

Basert på de ovenstående investeringer og driftskostnader er det anslått at fangstkostnadene pr. fanget tonn CO₂ vil være i størrelsesordenen 1300-1800 norske kroner (2008-verdi ved 7 % avkastningskrav).

Selv om fangstanleggene baserer seg på kjent teknologi, er det aldri blitt bygget et anlegg av denne størrelsen tidligere. SH har erfaring fra CO₂-fjerning på Sleipner, men der er partialtrykket (konsentrasjonen) av CO₂ ca. 200 ganger større enn i eksosgassen fra kraftvarmeverket. Dette er to faktorer som bidrar vesentlig til kostnadsnivået og usikkerheten. Utvikling i leverandørindustrien vil også være avgjørende for nivået. Avgjørende for kostnadene er også hvilken risikofordeling som velges i kontraktsforholdet mellom leverandører og byggherre, og hvilke krav til garantier som stilles til leverandørene, herunder fangstgrad, energiforbruk, utslipp osv.

Usikkerheten i kostnadsnivået skyldes videre usikkerheten omkring markedsforhold for materialer, utstyr og personell på det tidspunktet en beslutter investeringen og i gjennomføringstiden. Generelle konjunktursvinginger vil være avgjørende for det endelige kostnadsnivået. På samme måte vil generelle makrofaktorer som valutakurs ha avgjørende betydning for det endelige kostnadsnivået.

I det ovenstående investeringsestimatet inngår kostnader knyttet til selve planleggingsfasen fram til endelig investeringsbeslutning. Det er i hovedsak kostnader knyttet til bemanning, eksterne tekniske studier (forprosjektering), teknologikvalifisering og avslutningsvis detaljprosjektering. Denne perioden vil være mellom 2 og 3 år fra dagens prosjektståsted. Ca. 5-10 % av investeringene kan påløpe i denne perioden og vil blant annet avhenge av hvor mange leverandørstudier en velger å gjennomføre.

1.5 Prosjektets størrelse og risiko

SH har hatt ansvaret for eller deltatt i utbyggingen av tre av de fire store CO₂-gasskjedene som er utviklet med CO₂ til lagring på verdensbasis. Dette gjelder Sleipner og Snøhvit hvor SH har vært utbygger, og In Salah i Algerie der SH er partner sammen med Sonatrach og BP. I hvert av disse tre prosjektene fanger man årlig 0,5-1,0 millioner tonn CO₂, transporterer det til en injeksjonsbrønn og injiserer CO₂ i en egnet geologisk struktur.

Hittil er det ikke bygget ut en stor og komplett CO₂-kjede der kilden er eksosgass eller røykgass. Masterplanen utreder fullskala fangstprosjekter for mer enn 2 million tonn CO₂ pr. år. Totalprosjektet vil også inkludere transport til en injeksjonsbrønn og injeksjon av CO₂ i en egnet geologisk struktur.

Transport- og lagringsdelen av CO₂-kjeden har mange likhetstrekk med de CO₂-kjedene SH har deltatt i, mens fangstdelen er vesentlig forskjellig fra tidligere erfaring. Fangst fra eksosgass/røykgass ved lavt trykk og lav CO₂-konsentrasjon er annerledes og mer utfordrende enn fangst fra naturgass ved høyt trykk. Det er altså kilden (eksos og røykgass) som mangler referanser, CO₂-fangst fra atmosfæriske kilder i sammenlignbar skala er nytt. Fangst av CO₂ fra naturgass ved trykk gjøres med tilsvarende mengder fanget CO₂.

Da Gjennomføringsavtalen ble underskrevet, samarbeidet Statoil og Shell i Halten CO₂-prosjektet. Prosjektet var et verdikjedeprojekt med et ca. 860 MW gasskraftverk på Tjeldbergodden med CO₂-fangst og transport til Draugen (og senere Heidrun) for trykkstøtte og økt oljeutvinning ved CO₂. I ettertid konkluderte studiefasen for Halten CO₂ med at økningen i utvinnbare oljevolumer ikke forsvarte de nødvendige investeringene ved de gitte rammebetingelsene.

Mulighetsstudier på Mongstad for CO₂-fangst var også gjennomført i 2006, men detaljeringsgraden var for lav til å uttale seg med tyngde om kostnader, risiko og konsept for fullskalafangst. Arbeidet med Masterplanen, TCM-prosjektet og øvrig erfaring har økt tryggheten om gjennomførbarheten av CO₂-fangst fra de store kildene. Dessuten pågår det flere utredninger og prosjekter utenfor SH, for eksempel utredningsarbeidet som gjennomføres av Gassnova på Kårstø om fullskalafangst. Det er derfor mer forståelse for risiko, kostnader, prosess og teknologi for fullskalafangst på Mongstad enn tilfellet var for 2 år siden. Dette i sum bidrar til at SH i alternativ 1 skisserer et fullskala fangstanlegg for kraftvarmeverket selv om en ved en tidlig investeringsbeslutning vil ha begrenset erfaring fra TCM.

Helse- og miljørisiko fra aminsystermer

Utslipp av degraderingsprodukter og reaksjonsprodukter fra aminprosessen til luft er den største risikoen. Det er behov for dyptgående studier og eksperimenter i videre prosjektfaser før risikobildet er tilstrekkelig utredet. Helse- og miljørisikoen må reduseres tilstrekkelig før investeringsbeslutning kan tas, og dette vil kunne gi utsettelse.

Megaprojekt

IPA (Independent Project Analysis Ltd) karakteriserer prosjekter med en investeringsramme på mer enn 1 mrd. USD som et megaprojekt. Megaprojekter karakteriseres generelt som krevende å planlegge og gjennomføre. Dette prosjektet er et slikt megaprojekt, både på grunn av størrelse, investeringer, teknologi og kompleksitet. Fullskalafangst innebærer stor grad av integrering med eksisterende anlegg i drift og bruk av teknologi hvor en har begrenset erfaring. De følgende eksemplene illustrerer prosjektets størrelse:

- Absorpsjonstårnet for kraftvarmeverket vil kunne ha en diameter på 15-20 meter og være inntil 60 meter høyt.
- Eksosgasskanal på 8,8 m x 6,6 m (nesten 60 m² tverrsnitt), gjennomstrømning på 3 100 tonn/time.
- Kjølevannsbehov i området 20 000-40 000 m³/time.
- Anleggene vil ha et elektrisitetsbehov på ca. 55 MW (tilsvarende forbruket til ca. 17 000 eneboliger).
- Overskudd av løsmasser på ca. 300 000 m³.
- Tunnellengder for inntaks- og utløpstunneler for sjøvann på ca. 1000 meter med 25 m² tverrsnittsareal.
- Arealbehov på 150 000 m² (tilsvarende ca. 20 fotballbaner) inkluderer arealer til fangstanlegg, hjelpesystemer og midlertidig lagringsområder.

Tett integrert med raffineriet

Prosjektet gjennomføres tett integrert med et raffineri i full drift. Dette er en kompliserende faktor med hensyn til sikkerhet i byggefasen. Videre er dette en type anlegg og teknologi der industrien har begrenset erfaring med design og bygging.

Komplett verdikjede fra fangst til reservoar

En kompliserende faktor er også at fangstanleggene inngår i en samlet kjede som skal håndtere CO₂ fra fangst til lagring i undergrunnen. Dette gir flere grensesnitt og krever god koordinering mellom ulike prosjekter og aktører.

Risikoene som omtales videre i denne rapporten, er først og fremst teknologi-, HMS- og gjennomføringsrisikoer. Et risikoregister er etablert, og tiltak og aksjoner for å redusere risikoene i videre prosjektfaser er planlagt.

Rammebetingelser

Rollefordeling, rammeverk og finansiering av prosjektet er kritiske aktiviteter. Flere av disse aktivitetene vil kreve myndighetsavklaringer både nasjonalt og internasjonalt. Tidspunktet for avklaring av disse aktivitetene, herunder prosessen mot ESA for avklaring av nødvendig statsstøtte, vil være avgjørende for prosjektets framdrift.

2 CO2-fangstanlegg og hjelpesystemer

Dette kapittelet beskriver fangstanleggenes funksjonalitet samt de tekniske forutsetningene som ligger til grunn for design, herunder anbefalt kildevalg. Videre er arealbehov og behov for støtte- og hjelpesystemer beskrevet med de konsekvensene dette har for Mongstad-anlegget og infrastruktur. Beskrivelsen er gjort generell slik at den i størst mulig grad er tilpasset de ulike teknologileverandørenes spesifikke løsninger. I det videre prosjektarbeidet vil det jobbes med de leverandørspekifikke løsningene til et endelig konseptvalg.

Nye anlegg er prosjektert der ledig kapasitet i støtte- og hjelpesystemene ikke finnes i raffineriets egne systemer. Systemene bør integreres med eksisterende Mongstad-systemer der dette er hensiktsmessig. Det må prioriteres å finne løsninger som samlet sett gir best energiutnyttelse for industriområdet.

På grunn av ulike egenskaper ved røykgass fra krakkeranlegget og kraftvarmeverk og for å unngå redusert regularitet, legges det til grunn at:

Fangstanleggene er delte og uavhengige med unntak av CO₂-pumpedelen til eksportsystemet. Støtte- og hjelpesystemene dimensjoneres for å dekke begge anleggenes behov.

Separate fangstanlegg vil gjøre det mulig med en faset utvikling av prosjektet og valg av ulike teknologier for de to kildene.

Fangst fra røykgassen fra krakkeranlegget innebærer større tekniske og gjennomføringsmessige risikoer og utfordringer enn kildene fra kraftvarmeverket. Røykgassen fra krakkeranlegget inneholder SO_x, NO_x, sjøvann og katalysatorpartikler. Tilgjengelig areal nær kilden er begrenset og det finnes ingen relevante referanser for fangstanlegg for krakkeranlegget. Samtidig er det et større potensial med hensyn til teknologiforbedringer på grunn av høyt CO₂- og lavt oksygeninnhold. Det anbefales å gjennomføre tilstrekkelig uttesting av røykgass fra krakkeranlegget før endelig teknisk konsept og teknologi beslutes.

Det tekniske designet for både krakkeranlegget og kraftvarmeverket er gjort med utgangspunkt i dagens tilgjengelige aminbaserte fangstteknologi. Tidsrammen for kvalifisering av andre teknologier enn den aminbaserte anses ikke som realistisk for kraftvarmeverket for alternativ 1.

Valg av andre typer teknologier enn de aminbaserte for kraftvarmeverket må vurderes ut fra økonomisk og teknisk risiko, ansvar og antatte fordeler på drifts- og investeringssiden. HMS-risikoen ved de ulike teknologiene som er tilgjengelige ved investeringsbeslutningstidspunktet, må også tas med i betraktningen. Det er et krav at valgt teknologi er kvalifisert før investeringsbeslutning blir tatt.

Testfasiliteter og teknologikvalifiseringsaktiviteter for øvrig vil kunne kvalifisere kjølt ammoniakk-prosessen (CAP) for bruk i raffineriet. Disse vil også kunne kvalifisere forbedringer av dagens aminteknologi samt verifisere rensing (forbehandling) av røykgassen fra krakkeranlegget og eventuelle negative effekter for fangstanlegget.

Tekniske beregninger og vurderinger i rapporten for den anbefalte fangstteknologi og de to kildene er basert på et detaljnivå som tilfredsstiller SHs krav til design på et tidligfasenivå. Studien som ligger til grunn for beregningene og vurderingene i kapittel 2.8 Fangstanleggenes hjelpesystemer, 2.9

Tilkopling til røykgasskildene og 2.10 Arealbehov i rapporten, er utført av M.W. Kellogg i London og tilsvarer et såkalt konseptnivå.

2.1 Anbefalte fangstkilder fra raffineriet

Kapittelet beskriver aktuelle raffinerikilder for CO₂-fangst i tillegg til kraftvarmeverket.

2.1.1 Mulige kilder for CO₂-fangst

Det er beskrevet aktuelle røykgasskilder i raffineriet med tilhørende mengde, sammensetning og lokalisering. Kildene er vurdert opp mot egnethet for fangst samt ambisjoner om størst mulig CO₂-reduksjon til lavest mulig kostnad.

En oversikt over de mulige raffinerikildene er gitt i tabell 2.1. Mengdene vil variere med driftsforholdene.

Røykgasskildene som bidrar med mer enn 5 % av de totale utslippene fra raffineriet før kraftvarmeverket settes i drift, er vurdert som aktuelle kilder for CO₂-fangst. Reformer 2 er også vurdert spesielt siden denne er nevnt spesifikt i Gjennomføringsavtalen.

Tabell 2.1 CO₂-utslipp fra kraftvarmeverket og eksisterende CO₂-utslipp fra raffineriet.

Utslippspunkt	Avgassvolum (Nm ³ /t tørr)	CO ₂ (Mt/år)	Relativ CO ₂ av Mongstads totalutslipp (%)	Kumulativ CO ₂ (%)
Kraftvarmeverk, skorstein 1 og 2	2400 000	1,3	48,2 %	48,2 %
Krakkeranleggets skorstein*	520 000	0,9	33,4 %	81,6 %
Mongstad hovedskorstein (fra 5 ulike kilder)	159 250	0,2	7,8 %	89,4 %
Reformer 2-skorstein	84 250	0,1	4,5 %	93,9 %
Kalsinering SK-702-skorstein	56 900	0,1	2,6 %	96,5 %
Resterende kilder (7 stk. med største kilde 0,021 Mt/år)		0,1	2,8 %	99,3 %
Mongstad-fakkel		0,02	0,7 %	100 %
Total		2,7	100 %	100 %

* Basis fra 2006.

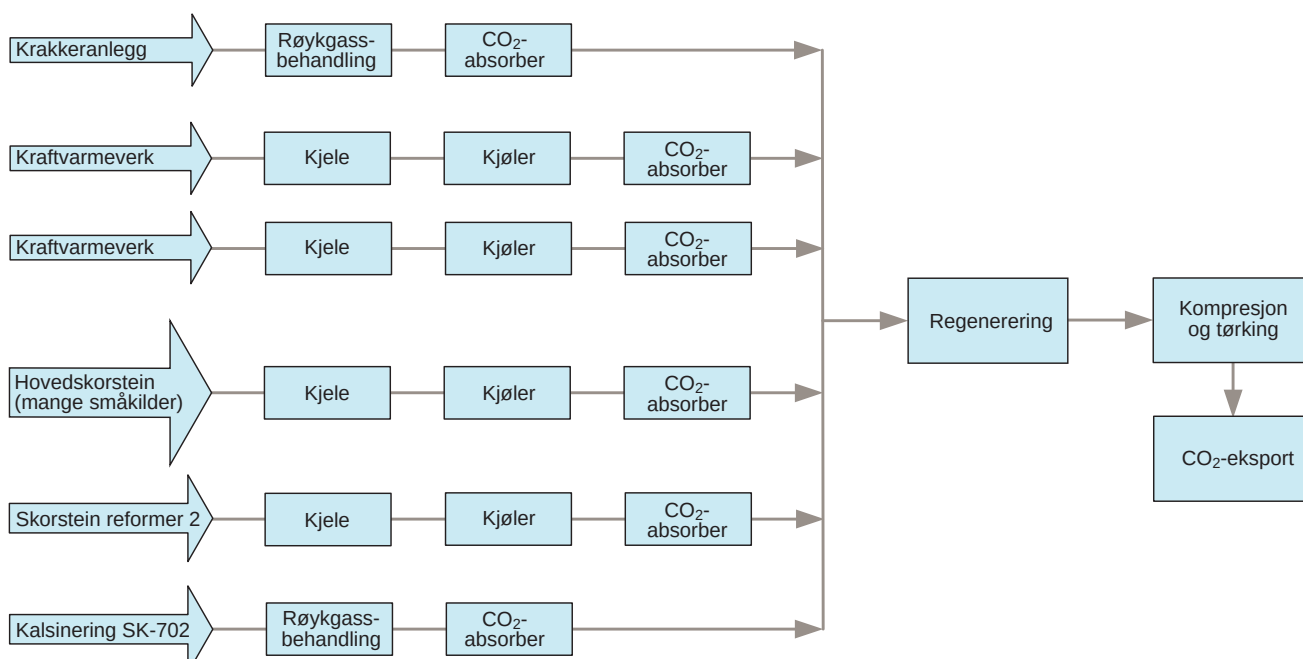
2.1.2 Kost- og nyttevurdering av ulike kilder

Kostnadsinformasjonen som er tilgjengelig fra tidligere gjennomførte mulighetsstudier for CO₂-fangst på Mongstad, er brukt til å estimere investerings- og driftskostnader for de ulike kildene.

Følgende forutsetninger ble lagt til grunn for vurderingene:

- Det må bygges en absorber for hver kilde. Mengden røyk- eller eksosgass for de største kildene er stor, og absorberen bør plasseres så nær kilden som mulig på grunn av røyk- eller eksosgasskanalens størrelse og lengde og blåserens størrelse.
- Strippetårn, tørking og kompresjon er dimensjonert felles for alle aktuelle kilder hvor hver enkelt kildes relative bidrag til de totale kostnadene er estimert.

Prinsippet for kostnadsvurderingen av de ulike kildene for CO₂-fangst er vist i figur 2.1.



Figur 2.1 Prinsippskisse for vurdering av mulige CO₂-kilder.

Prosessparametere som ble lagt til grunn i beregningene, var strømningsmengde, trykk, temperatur og sammensetning for røykgassene. Dette var nødvendig for å beregne nødvendig kjøling av røyk- eller eksosgassen før absorber samt identifisere urenheter i røykgassen som må fjernes.

Beregningen av den enkelte absorber ble klassifisert i forhold til tidligere studier for absorber for krakkeranlegg (rik CO₂-gass) eller absorber for kraftvarmeverk (fattig CO₂-gass).

Kostnadsvurderingene ble gjennomført i henhold til SHs interne faktorestimater basert på etablerte vekt- og utstyrlister.

2.1.3 Resultater og anbefaling

Kraftvarmeverket og krakkeranlegget anbefales som basis for CO₂ fangst på Mongstad. Disse to kildene står for omtrent 80 % av CO₂ utslippene fra raffineriet når kraftvarmeverket er i drift. Elleve andre røykgasskilder bidrar med de resterende ca. 20 % av CO₂ utslippene. Tilleggskostnadene for å fjerne CO₂ fra andre røykgasskilder enn kraftvarmeverket og krakkeranlegget er vurdert som høye, og gir høyere tiltakskostnad (NOK/tonn) enn de anbefalte kildene.

Den tredje største kilden er hovedskorsteinen fra den eldste delen av raffineriet. 5 ulike kilder fra ulike prosessanlegg fremføres i separate kanaler inn til hovedskorstein. Fangst herfra er i denne omgang

ikke anbefalt ut fra ulik sammensetning på kildene til skorstein, arealbegrensninger og at det er teknisk krevende. Det vil også innebære parallelle byggeprosjekter midt inne i et raffineri i full drift, med tilhørende helse- og sikkerhetsrisiko.

Reformer 2 er det fjerde største utslippspunktet for CO₂, og adresseres spesifikt i Gjennomføringsavtalen. Det er flere årsaker til at det ikke anbefales å fange CO₂ fra denne kilden. I forbindelse med revisjonsstansen i raffineriet høsten 2008 er det utført ombygginger for å klargjøre ovnene i dette anlegget for en høyere andel hydrogen i fyrgassen. En høyere hydrogenandel medfører lavere CO₂ utslipp. Røykgasstemperaturen er også svært høy (> 500°C) og ovnene har derfor et betydelig potensiale for bedre energiutnyttelse. Varm røykgass kan brukes til forvarming av forbrenningsluften, noe som vil medføre ytterligere reduksjon av CO₂ utslippene. Det er derfor anbefalt energioptimaliseringstiltak i reformer 2 som tiltak fremfor fangst. Dette beskrives nærmere i kapittel 9.3.2.1 Forvarming av luft til reformerovnene.

CO₂ utslippene fra de øvrige kildene i raffineriet bør også minimeres ved energioptimalisering som alternativ til CO₂ fangst.

Tekniske løsninger for å optimalisere effektiviteten på CO₂ fangstanleggene for kraftvarmeverket og krakkeranlegget bør også prioriteres før andre tilleggskilder blir inkludert.

Eventuelle framtidige prosjekter på Mongstad-anlegget som bidrar med store CO₂ utslipp må vurderes løpende.

2.2 Anbefalt teknologi for CO₂-fangst på Mongstad

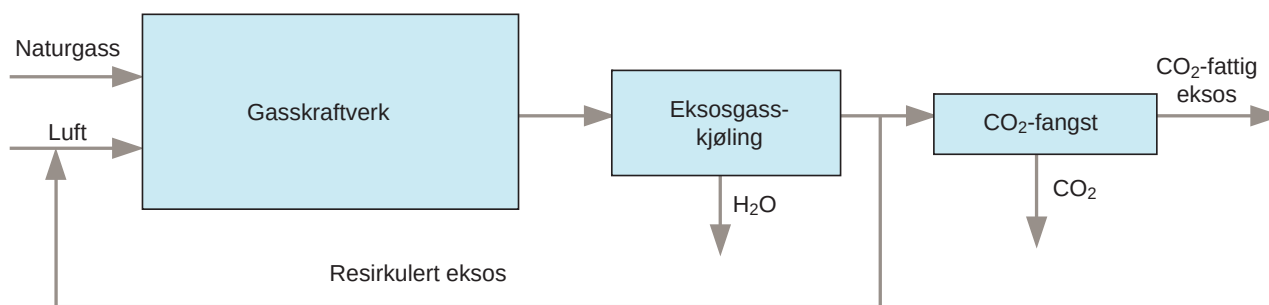
Siden starten av 1990-tallet har SH utredet og forsket på forskjellige CO₂-fangstteknologier for gasskraftverk. Da dette prosjektet startet, var amin- og karbonatbaserte prosesser de mest lovende teknologiene på basis av de generelle kriteriene HMS, energieffektivitet, modenhet og kompleksitet. En lovende og supplerende teknologi ut fra kriteriene over er eksosgassresirkulering.

I årene 1998-2004 ble det gjort studier av og forskning på bl.a. IEA, GHG [2] og CCP-prosjektet [3], som definerte status på daværende aminteknologi. Disse studiene var i hovedsak basert på prosesser fra leverandørene Fluor og Mitsubishi Heavy Industries (MHI). I tillegg ble det publisert mange forslag til forbedring av HMS-ytelse, absorbent, varmeintegrering, materialvalg, modellering og byggemåte. Ingen av disse enkelttiltakene gir i seg selv store kostnadsbesparelser, men summen av tiltakene ble vurdert som lovende. Den viktigste grunnen til forbedringene var økt konkurranse blant etablerte og nye leverandører samt økt interesse og flere dyptgående studier fra operatørene.

Chilled Ammonia Process (CAP eller kjølt ammoniakk) tilhører karbonatteknologiene (uorganiske karbonatsaltløsninger). Disse teknologiene blir beskrevet i kapittel 2.3 Karbonatprosesser.

Eksosgassresirkulering er en teknologi for gasskraftverk, hvor mellom 10 % og 50 % av eksosgassen blir resirkulert til turbinens luftinntak etter at den er kjølt ned og renset. Figur 2.2 viser en prinsippskisse.

Eksosgassresirkulering er ikke en fangstteknologi i seg selv, men et virkemiddel som kan gjøre CO₂-fangsten mer kostnadseffektiv. Sammenlignet med et gasskraftverk uten resirkulering øker CO₂-konsentrasjonen, eksosgassvolumet minker og oksygeninitiert degradering av



Figur 2.2 Prinsippskisse for eksosgassresirkulering.

absorpsjonsmiddelet i fangstanlegget avtar. Det kan også gi en reduksjon i NO_x -utslippene. Dette gir totalt bedre HMS-ytelse, mindre absorpsjonstårn og lavere energibehov i CO_2 -fangstprosessen.

Eksosgassresirkulering kan kombineres med både aminbasert og CAP-teknologi.

Eksosgassresirkulering er kun egnet for kraftvarmeverket og ikke for krakkeranlegget, fordi mye av oksygenet er brukt i forbrenningen og CO_2 -konsentrasjonen allerede er høy. Eksosgassresirkulering medfører modifikasjoner på kraftvarmeverket og kan ha konsekvenser for driftsbetingelser og produksjon.

Alle de nevnte lovende teknologiene er av typen post-combustion (fangst etter forbrenning). Andre teknologifamilier ble også vurdert, men ikke ansett som lovende eller modne nok for Masterplan-arbeidet. Etterinstallering av pre-combustion (fangst før forbrenning) eller oxyfuel (forbrenning med ren O_2 som gir CO_2 og H_2O) vil medføre betydelig mer forstyrrelse og ombygging av kraftvarmeverk og raffineri enn innføring av post-combustion-fangst og er følgelig ikke anbefalt. Med dagens teknologi har et gasskraftverk med pre-combustion en lavere virkningsgrad og høyere kompleksitet enn post-combustion-fangst. Videre vurderes mekanisk utstyr for oxyfuel ikke som modent for fullskalaanvendelse i dag. Teknologiene kan imidlertid bli aktuelle for framtidige prosjekter eller andre anvendelser.

De tre mest lovende fangstteknologiene er også vurdert opp mot følgende kriterier for teknologianbefaling:

- Helse, miljø og sikkerhet
- Ingen forstyrrelser i driften av raffineriet og kraftvarmeverket
- Begrenset ombygging eller endring av raffineriet og kraftvarmeverket
- Forventet modenhet ved en investeringsbeslutning
- Tilgjengelighet av leverandører
- Energieffektivitet
- Teknologivalg for TCM

2.2.1 Anbefalt fangstteknologi for kraftvarmeverket

Anbefalt fangstteknologi for kraftvarmeverket er aminbasert post-combustion-teknologi, som videre kan optimaliseres gjennom eksosgassresirkulering.

Flere av aminlisensleverandørene er vesentlig forbedret siden begynnelsen av 2000-tallet.

Forbedringene er forskjellige fra leverandør til leverandør, men er summen av flere små tiltak.

En fordel med post-combustion-teknologi er at den gir liten forstyrrelse av drift ettersom den forekommer på slutten av prosessen. En annen fordel er at post-combustion-fangst krever mindre ombygging av raffineriet eller kraftvarmeverket (kontrollsystemer, tie-in osv.). I tillegg får totalsystemet en akseptabel energieffektivitet. Det er etablert et mål om å komme under 0,45 kWh ekvivalent elektrisk energi pr. fanget kg CO₂ inkludert kompresjon til 200 bar.

Basert på studier som er gjort i forbindelse med Masterplanen og tidligere SH-prosjekter, anses aminteknologi som kjent, men med visse risikoer. Den største risikoen er ansett å være utslippene til luft. Se kapittel 3 HMS for en fullstendig beskrivelse. En annen risiko er oppskalering av prosessen, særlig absorpsjonstårn, strippetårn og stort mekanisk utstyr. Anlegget krever noen av de største tårnene og mekaniske komponentene som noen gang er bygget. Denne risikoen blir likevel vurdert som mindre enn HMS-risikoen. Leverandørene er vurdert til å ha tilstrekkelig erfaring til å gjennomføre denne type oppskalering, da det finnes flere industrielle referanser på fangst i mindre skala (for eksempel Fluors anlegg i Bellingham i USA, som var et anlegg med kapasitet på ca. 120 000 tonn CO₂ pr. år fra gassturbiner) og analogier til andre industrielle prosesser som SO₂-fjerning fra røykgass.

Beskrevet risiko må reduseres til et akseptabelt nivå før investeringsbeslutningen. Dette må gjøres med et definert teknologikvalifiseringsprogram som må gjennomføres i løpet av en periode på 2-3 år, parallelt med vanlige konsept- og designstudier.

Det ansees ikke som realistisk at karbonatprosesser (se kapittel 2.3 Karbonatprosesser) vurderes som kvalifisert for en investeringsbeslutning for alternativ 1. Karbonatprosesser kan på sikt bli en konkurrent til aminbasert teknologi og har potensial for bedre energi- og HMS-ytelse. Potensialet er ennå ikke fullstendig dokumentert med pilotenheter og laboratorieeksperimenter. En av de største usikkerhetene ved karbonatteknologien er om en fangstgrad på 85 % kan oppnås med 3,5 % CO₂ i eksosgassen (kraftvarmeverket). Årsaken er at absorpsjonskinetikken for CO₂ for dette systemet vil være tregere enn for de fleste aminsystene. Med nåværende kunnskap har teknologien størst potensial for røyk- eller eksosgass med høyt CO₂-innhold (12-14 %).

Eksosgassresirkulering er en lovende teknologi som må utredes videre før potensiell installasjon på Mongstad. Spesielt bør det arbeides med gjennomførbarhet, teknologikvalifisering, risikoreduksjon og potensial med hensyn til kostnadsreduksjon for fullskalafangst i neste prosjektfaser. Verifikasjon av eksosgassresirkulering vil kunne gjøres parallelt med videre prosjektutredning. For å implementere eksosgassresirkulering bør det gjennomføres en verifikasjonstest på kraftvarmeverket som kan medføre forstyrrelser i testperioden.

2.2.2 Mulig fangstteknologi for krakkeranlegget

Det anbefales å vente med å ta en beslutning om teknologivalg for fangst fra krakkeranlegget til et teknologikvalifiseringsprogram har redusert den tekniske risikoen. Teknologivalg for fangst fra krakkeranlegget bør baseres på uttesting av CAP-prosessen, forbedret amin og andre teknologikvalifiseringsaktiviteter.

Aminbasert fangstteknologi er benyttet i den tekniske beskrivelsen av fangst fra krakkeranlegget og for dimensjonering av støtte- og hjelpesystemer, eksportsystemet og vurdering av tilgjengelig areal for fangstprosessen.

Fordelene med krakkeranlegget i forhold til kraftvarmeverket er høyere CO₂-konsentrasjon, lavere O₂-konsentrasjon og mindre røykgassvolum. Dette gir mulighet for en mindre absorber, mindre oksidativ degradering av amin og antakelig lavere energibehov pr. fanget tonn CO₂ sammenlignet med kraftvarmeverket. Den totale tekniske usikkerheten er likevel større for krakkeranlegget, ettersom røykgassen inneholder katalysatorpartikler, SO₂, sjøvann og mer NO_x. Disse urenhetene øker den tekniske risikoen og kan føre til valg av mer robuste materialer og mer komplekse røykgassforbehandlingsteknologier enn det som anbefales for kraftvarmeverket.

Røykgass fra krakkeranlegget ligner mye på røykgass fra kullkraftverk. Fangst fra kullkraftverk anses å være mindre modent enn fra gasskraftverk. Sjøvannsmedrivning og partiklenes sammensetning/fuktighet er to vesentlige forskjeller mellom røykgass fra kullkraftverk og krakkeranlegg. Disse forskjellene kan føre til valg av andre partikkelfjerningsteknologier og byggematerialer enn det som anbefales for kullkraftverk.

CAP-prosessen kan være aktuell for røykgass fra krakkeranlegget. Ettersom CO₂-konsentrasjonen er ~3 ganger høyere enn for kraftvarmeverket, er sannsynligheten for å oppnå 85 % fangstgrad større enn ved CO₂-fangst fra kraftvarmeverket. I tillegg er CAP trolig mindre følsom for forurensning enn aminbasert teknologi. Dermed har CAP antakelig et større forbedringspotensial for krakkeranlegget enn for kraftvarmeverket i forhold til "forbedret amin".

2.2.3 Neste generasjons post-combustion-løsninger

Det er forventet at kostnadene for CO₂-fangst med post-combustion reduseres i kommende anlegg basert på erfaringene fra de første driftsårene i et fullskalaanlegg. Dette er fordi designmarginene og antagelsene vil bli verifisert og eventuell optimalisering er mulig i senere anlegg. I tillegg vil en ha bedre forståelse av de fysiske-kjemiske prosessene. Dette muliggjør bedre modellering, optimalisering og generering av nye og bedre løsninger.

Forbedringer kan forventes innen absorbentsammensetning, absorberstørrelse, (kjøle-) vannbehov, varmeintegrering og dampkvalitet. Læring gjennom erfaring blir ansett som et av de viktigste tiltakene for kostnadsreduksjoner. Det er dokumentert at for andre renseteknologier som SO₂- og NO_x-fjerning kan kostnadene reduseres med 10-30 % etter 5-20 år med driftserfaring for nye anlegg. Det er antatt at denne reduksjonen også gjelder CO₂-fangst [4].

Neste generasjons CO₂-fangstanlegg for CHP (og CCGT-anlegg for øvrig) kan både være amin- og karbonatbasert og optimalisert med eksosgassresirkulering. Eksosgassresirkulering gir videre opsjoner for å kunne muliggjøre bruk av membraner eller annen framtidig CO₂-fangstteknologi utviklet med tanke på høyere CO₂-konsentrasjoner, og for øvrig er det også et framtidig potensial for å ytterligere optimalisere eksosgassresirkulering gjennom redesign av brennkammer i gassturbin med tanke på å maksimalisere resirkuleringsmengder.

2.2.4 Teknologivalg og tidspunkt for investeringsbeslutning

Teknologianbefalingene er basert på kvalifiserte teknologier ved investeringsbeslutning.

Gjennomføringsalternativ 1 beskriver fangst fra kraftvarmeverket basert på dagens tilgjengelige amineteknologi, normal industripraksis for sikker og rasjonell gjennomføring av prosjektet og akseptabel HMS-risiko med mål om raskest mulig oppstart. CO₂-fangst fra krakkeranlegget er fase 2 basert på stegvis teknologiutvikling.

Med eksosgassresirkulering inkludert i kraftvarmeverket for alternativ 1 kan teknologikvalifisering og verifikasjon være på kritisk linje i forhold til tidlig beslutning. Tidspunkt for investeringsbeslutning blir også satt ut fra nødvendig tid til å redusere HMS- og oppskaleringsrisikoer for aminbasert teknologi. Helse- og miljørisikoen må være akseptabel før investeringsbeslutning. Dette setter krav til organisering og gjennomføring av teknologikvalifiseringsprogrammet.

På grunn av teknisk usikkerhet ved forbehandling av røykgass fra krakkeranlegget er det her behov for gjennomføring av et omfattende teknologikvalifiseringsprogram før teknologivalg og investeringsbeslutning.

Kvalifiseringen av eksosgass innebærer tekniske og kommersielle utfordringer for implementering på kraftvarmeverket.

Investeringsbeslutning kan tilpasses uttesting og teknologikvalifisering i regi av testfasiliteter og teknologikvalifiseringsprogram. Erfaringer fra TCM (fra amin- og karbonatanlegg) er vurdert til å kunne tilføres fullskala konseptstudier etter minimum 1,5 års vellykket drift av TCM. Erfaringen må inngå i konseptstudiene for fullskalaanlegget og forventes å gi teknologiforbedring av aminløsninger samt teknologikvalifisering av karbonatløsninger. Modenheten til karbonatprosesser, eksosgassresirkulering (for kraftvarmeverket) og aminbasert fangst må vurderes nøye ved investeringsbeslutning. Videre er det forventet at den påviste tekniske usikkerheten ved fangst fra krakkeranlegget kan reduseres til et akseptabelt nivå.

2.3 Karbonatprosesser

Vandige karbonatsaltløsninger kan benyttes til CO₂-fangst ved at det foretas en syklisk veksling mellom dannelsen av karbonat og bikarbonat. De mest aktuelle absorbentene er vandige løsninger av natrium-, kalium- eller ammoniumkarbonat. Karbonatsaltløsningen vil i kontakt med CO₂-holdig gass konvertere CO₂ til bikarbonat (HCO₃⁻). Regenerering skjer ved at den bikarbonatrike absorbenten varmes opp og bikarbonat går tilbake til CO₂ (som gasser av) og karbonat. Absorbenten kjøles ned og føres tilbake til absorber for neste absorpsjonssyklus i en kontinuerlig prosess.

Prosesser basert på kaliumkarbonat har fått stor industriell anvendelse i forbindelse med CO₂-fangst fra gassblandinger. Den mest kjente er Benfield-prosessen, som finnes i over 675 anlegg over hele verden. Prosessen anvendes der man har høye partialtrykk av CO₂.

Ammoniumkarbonat (ammoniakk, vann og CO₂) er et annet alternativ for CO₂-fangst som nå er under utvikling. En variant av denne prosessen forutsetter lav temperatur under absorpsjonen og kalles av den grunn for kjølt ammoniakk-prosess (også kalt CAP-prosess). Når prosessen opererer med lav temperatur i absorber, kan ammoniumbikarbonat utkrystalliseres som partikler og danne en slurry, dvs. en væske med faste partikler. En slik slurry kan oppta store mengder CO₂. CO₂ regenereres ved oppvarming. Prinsippskisse for prosessen er vist i figur 2.3.

Sammenlignet med aminprosesser vil CO₂ regenerert fra ammoniumbikarbonat kreve mindre kompresjonsarbeid, fordi slurryen effektivt kan pumpes opp til høyt trykk før regenerering. Likeledes krever selve CO₂-regenereringen mindre energi enn aminprosesser. På den annen side er det relativt energikrevende å kjøle ned gass før CO₂-absorpsjonen finner sted.

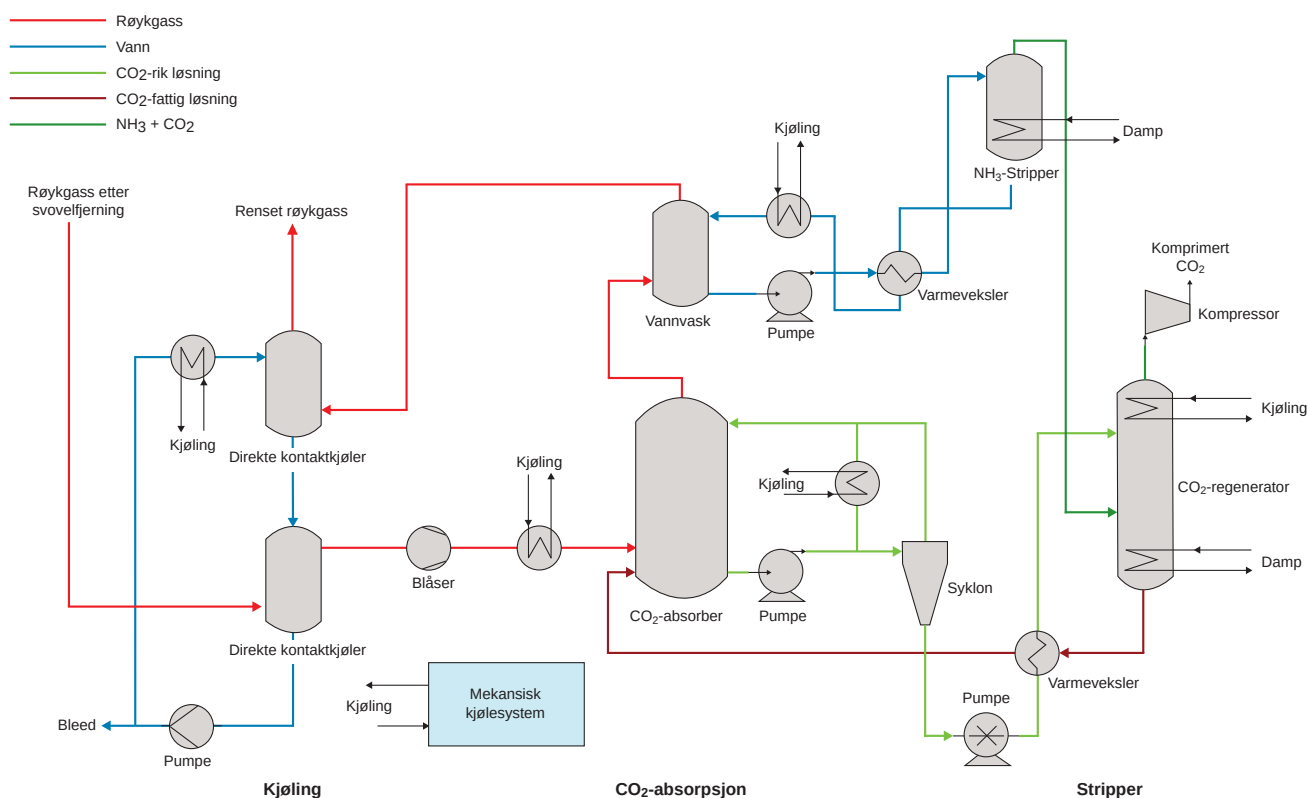
En kjølt ammoniakk-prosess forventes ikke å gi degraderingsproblemer av absorbent, verken på grunn av høy temperatur, NO_x eller oksygen. Prosessen tåler trolig en del svovelforbindelser i røykgass, og absorbenten forventes ikke å gi spesielle korrosjonsproblemer.

Prosessens kompleksitet gjør at energieffektivitet må verifiseres gjennom pilot- og demonstrasjonsanlegg. Det må gjøres energieffektivitetsberegninger tilpasset lokal tilgang til damp, kjølevann osv. Siden vann/ammoniakk-blandingen trolig ikke degraderer, vil det heller ikke dannes spesialavfall.

Forventede avløpsstrømmer som må håndteres fra CAP, vil være

- ammoniakk som går ut med avgassen
- ammoniakk som følger CO₂-strømmen
- ammoniumsulfat fra vaske- og kjøleprosessen
- vann som utkondenseres ved nedkjøling av røykgass

Det pågår flere utviklingsprosjekter for CO₂-fangst basert på vann/ammoniakk-blandinger, men teknologiene er ennå ikke kommersialisert.



Figur 2.3 Prinsippskisse av kjølt ammoniakk-prosess.

2.4 Teknologikvalifiseringsprogram

Teknologikvalifiseringens formål er å redusere teknisk risiko til et akseptabelt nivå ved tidspunktet for investeringsbeslutning. Et teknologikvalifiseringsprogram for CO₂-fangst på Mongstad vil kun inkludere studier og eksperimenter som er relevante for de anbefalte teknologiene for dette prosjektet.

CO₂-fangst fra røyk- og eksosgass i full skala krever teknologi som ikke tidligere har blitt benyttet. Derfor vurderes dette som nybrottsarbeid og må gjennom et teknologikvalifiseringsprogram. SH bruker en systematisk tilnærming til introduksjon av ny teknologi basert på DNVs prosedyrer [5]. Ny teknologi er teknologi som ikke er moden, som ikke er brukt i den ønskede anvendelsen, eller som SH ikke har egen driftserfaring med. For hvert utbyggingsprosjekt skal vurdere om teknologien som ønskes brukt, er ny teknologi. Hvis teknologien er ny, må den kvalifiseres gjennom et teknologikvalifiseringsprogram før den tas i bruk. Målet med teknologikvalifiseringsprogram er å få risikoen ned til et akseptabelt nivå ved investeringsbeslutning. Programmet skal lages og startes opp før konseptbeslutning og være ferdigstilt før investeringsbeslutning. Et slikt program skal inneholde følgende:

- Beskrivelse av teknologien med modenhetsvurdering og erfaring
- Akseptkriterier for at teknologien kan tas i bruk
- Aktivitetene som er nødvendige for å oppnå akseptkriteriene
- Tidsplan, ansvarsfordeling og budsjett for aktivitetene

Følgende teknologier vurderes av prosjektet for teknologikvalifisering:

- Metoder og utstyr som muliggjør null skadelige utslipp fra aminbasert CO₂-fangst fra kraftvarmeverket og krakkeranlegget.
Viktige områder som må vurderes, er vannvask, dråpefanger, HMS-egenskaper for absorbenter, amingjenvinning, vannbehandling, overvåking og måling. Hvor godt vannvask og dråpefangst i toppen av absorberer fungerer, er viktig i forhold til å redusere utslippene til luft. De viktigste HMS-egenskapene til aminene og degraderingsproduktene som må vurderes, er toksisitet, biodegraderbarhet og bioakkumulerbarhet. Utslippene av komponentene må måles i et representativt demonstrasjonsanlegg før man kan vurdere HMS-risikobildet. Målemetoder for miljøovervåking av aminutslipp til luft, jord og vann må utvikles.
- Oppskalering av aminbasert CO₂-fangst fra kraftvarmeverket og krakkeranlegget.
Størrelsen på absorpsjonstårn, strippetårn og det mekaniske utstyret er utfordrende. Væske- og gasskontakt i prosessen er avhengig av størrelsen på absorber og stripper. Dette betyr mye for design og for hvor godt anlegget fungerer. Størrelsen på absorberer og stripper krever eksperimenter og modellering for å dokumentere påkrevd funksjonalitet. CO₂-komprimeringstoget er på størrelse med anlegget på Melkøya (Snøhvit), og erfaringer herfra blir tatt med i videre design.
- Fjerning av katalysatorpartikler, sjøvann, SO_x, og NO_x fra røykgass fra krakkeranlegget og tekniske løsninger i fangstanlegget som muliggjør resterende katalysatorpartikler, sjøvann, SO_x, og NO_x.
- Karbonatbasert CO₂-fangst fra kraftvarmeverket og krakkeranlegget (alternativ 2).
- Eksosgassresirkulering på kraftvarmeverket for å forbedre amin- og/eller karbonatbasert CO₂-fangst.
- Leverandørspesifikke løsninger.

Under konseptstudiene kan leverandørene foreslå nye prosessløsninger og nytt mekanisk utstyr som må kvalifiseres.

De viktigste aktivitetene for å kvalifisere teknologiene er eksperimenter i pilot- eller demonstrasjonsanlegg, eksisterende industrielle anlegg, leverandøruavhengige eksperimenter og verifisering, modellering, optimalisering og dokumentasjon av referansene.

2.5 Designbasis og avgrensninger

Dette kapitlet beskriver de overordnede tekniske avgrensningene som ligger til grunn for design av fangstanleggene.

2.5.1 Mengde fanget CO₂

Som beskrevet i kapittel 2.1 anbefalte fangstkilder fra raffineriet, er de to anbefalte kildene for CO₂-fangst røykgass fra krakkeranlegget og eksosgass fra de to turbinene i kraftvarmeverket. Sammensetningen og egenskapene til disse er svært forskjellige. Volumstrømmen fra kraftvarmeverket er i tillegg seks ganger så stor som fra krakkeranlegget.

CO₂-innholdet er henholdsvis ca. 13 volum% fra krakkeranlegget og 3,4-3,9 volum% fra kraftvarmeverket. CO₂-innholdet i eksosgassen fra kraftvarmeverket vil variere med graden av tilleggsfyring i kraftvarmeverket.

Røykgassen fra krakkeranlegget har en CO₂-konsentrasjon som er mer enn tre ganger så høy som i eksosgassen fra kraftvarmeverket. Kombinert med en lavere volumstrøm gjør dette at denne kilden kan være velegnet for andre fangstteknologier enn de aminbaserte.

CO₂-utslippet er på henholdsvis 104 tonn/time (eksklusiv skorsteinens hjelpebrenner) fra krakkeranlegget og 163-187 tonn/time fra kraftvarmeverket.

Det legges opp til en kontrollfilosofi som skal kunne hente så mye av røykgassen som mulig for fangst (95-100 %). Fangstgraden i aminanleggene er avhengig av endelig valgt absorbent.

Anleggets tilgjengelighet vil være en funksjon av hvor mange strømningsdager kilden er tilgjengelig samt anleggets egen tilgjengelighet. Mål for fangstanleggenes tilgjengelighet er minimum 95 %, dette vil bli endelig klart i prosjektets neste faser.

Totalt gir dette fanget mengde CO₂ pr. år (millioner tonn):

Krakkeranlegget 0,7-0,8
Kraftvarmeverket 1,2-1,4
Total 1,9-2,2

2.5.2 Røyk- og eksosgassens sammensetning

Sammensetningen i røykgassen fra krakkeranlegget og eksosgassen fra kraftvarmeverket er beskrevet i tabell 2.2 . Røykgassen fra krakkeranlegget kjennetegnes ved at den er CO₂-rik og inneholder katalysatorstøv og -partikler. Røykgassen er med unntak av disse forurensningene ikke ulik eksosgassen fra et kullkraftverk.

Tabell 2.2 Sammensetning i eksos- og røykgasskildene.

Komponent	Kraftvarmeverk	Krakkeranlegget
N ₂ (vol%)	75,1 - 74,8	79,5
Ar (vol%)	0,9	0,9
O ₂ (vol%)	13,8 - 12,8	4,2
CO ₂ (vol%)	3,4 - 3,9	12,9
H ₂ O (vol%)	6,8 - 7,7	2,5
SO ₂ (ppmv)	0,3	10-30
SO ₃ (ppmv)	Ikke definert	0,9
NO _x (ppmv)	5	70-100
NO ₂ (ppmv)	0,5	5-10
N ₂ O	Ikke definert	0,8
NH ₃ (ppmv)	Snitt 2 Maks 5	Maks 0,2
HCl (ppmv)	-	0,5
Partikler (mg/Nm ³)	Må defineres	5-20
Temperatur (°C)	194	15-25
Trykk (barg)	0,02	0,025
Rate (t/h)		
Normal	2 x 1550	550

2.5.3 CO2-eksportspesifikasjon

Tabell 2.3 viser antatt eksportspesifikasjon for fangstanleggene i grensesnittet mot transport og lagring.

Eksportspesifikasjonen er vurdert som konservativ, og det bør vurderes nærmere i hvilken grad det er nødvendig med et krav om maks 10 ppm oksygen i tillegg til omfattende vannfjerning fra CO₂-produktet . Krav til oksygenfjerning vil medføre installasjon av et katalytisk forbrenningsanlegg i CO₂-eksportstrømmen. Et slikt oksygenfjerningsanlegg er prosjektert og inkludert i kostnadene som en

del av fangstprosjektet.

I neste prosjektfase bør de begrensende fysiske, kjemiske og biologiske fenomenene i kjeden undersøkes nærmere. Høy CO₂-konsentrasjon er oppnåelig med post-combustion-teknologi på eksos-/røykgass, men er ikke nødvendigvis gyldig for andre CO₂-fangst- og lagringsprosjekter. Sleipner har for eksempel en lavere CO₂-konsentrasjon. Dette bør baseres på kost/nytte-vurderinger. Strengt krav til CO₂-sammensetning gir dyrere fangstanlegg inkludert kompresjon, men kan gi lavere investeringer i transport- og lagringsdelen av prosjektet.

Tabell 2.3 CO₂-eksportspesifikasjon [6].

Designbasis (Gassnova)	
H ₂ O (ppmwt) (maks)	50
O ₂ (ppmwt) (maks)	10
Trykk (barg)	200
Temperatur (°C)	50

2.5.4 Tekniske og operasjonelle krav til design

Det er etablert en oversikt over hvilke tekniske krav, standarder og arbeidsprosesser som skal benyttes i design og drift av fangstanleggene på Mongstad. Hensikten er å sikre at SHs tekniske og operasjonelle krav er ivaretatt gjennom prosjektforløpet, fra design til utbygging og drift av fangstanleggene.

Arbeidsprosessene er identiske med de prosessene SH bruker i andre store utbyggingsprosjekter, samt til drift og vedlikehold av anlegg hvor SH er operatør.

De tekniske standardene og designkravene som benyttes, baserer seg videre på Mongstad-raffineriets design- og operasjonskrav. Designstandardene er utviklet fra internasjonale industristandarder brukt ved raffinerier verden over. Spesifikasjonene går gjennom en kontinuerlig kvalitetssikringsprosess og er oppdatert og videreutviklet i over 30 år i takt med oppgraderinger og utvidelser på raffineriet. De aktuelle standardene varierer noe fra det som er vanlig ellers i petroleumsbransjen på norsk sokkel (NORSOK), men møter i større grad utfordringene en finner i et raffineri.

I de tilfellene hvor raffineriet ikke har etablert tilstrekkelig gode design- og operasjonsstandarder, vil SH foreslå alternative (eventuelt nye) standarder som kan integreres med raffineriets spesifikasjonsliste. Eventuelle nye standarder vil bli utviklet i tett samarbeid med leverandørene til fangstanleggene.

Årsaken til at raffineriets designspesifikasjoner må benyttes ved design av fangstanleggene, er nærheten til og den tette integrasjonen med raffineriet. Fangstanleggene blir i stor grad å regne som raffinerianlegg. Anleggene må derfor bygges etter tilsvarende designstandarder som allerede benyttes, for å sikre trygg integrasjon og sikker drift mellom de involverte prosessenhetene.

2.6 Funksjonsbeskrivelse av aminanlegg

Kommersielt tilgjengelige aminanlegg er vurdert og anbefalt for CO₂-fangst i alternativ 1:

Aminanlegg er utredet for både røykgassbehandling av krakkeranlegget og eksosgass fra kraftvarmeverket, selv om det endelige teknologivalget for krakkeranlegget må basere seg på videre testing og teknologiutvikling.

Beskrivelsene i dette avsnittet og i rapporten for øvrig er leverandøruavhengige. Ulike aminlisenser vil kunne avvike noe fra denne beskrivelsen. Valg av spesifikk aminlisens vil gjøres ved investeringsbeslutning basert på definerte evalueringskriterier.

Aminløsningene som benyttes som absorbent, vil være ulike typer aminer (primære, sekundære og tertiære) i en vandig oppløsning og i noen tilfeller med aktivatorer eller andre tilsetningsstoffer. Aminene vil variere mellom de ulike leverandørene.

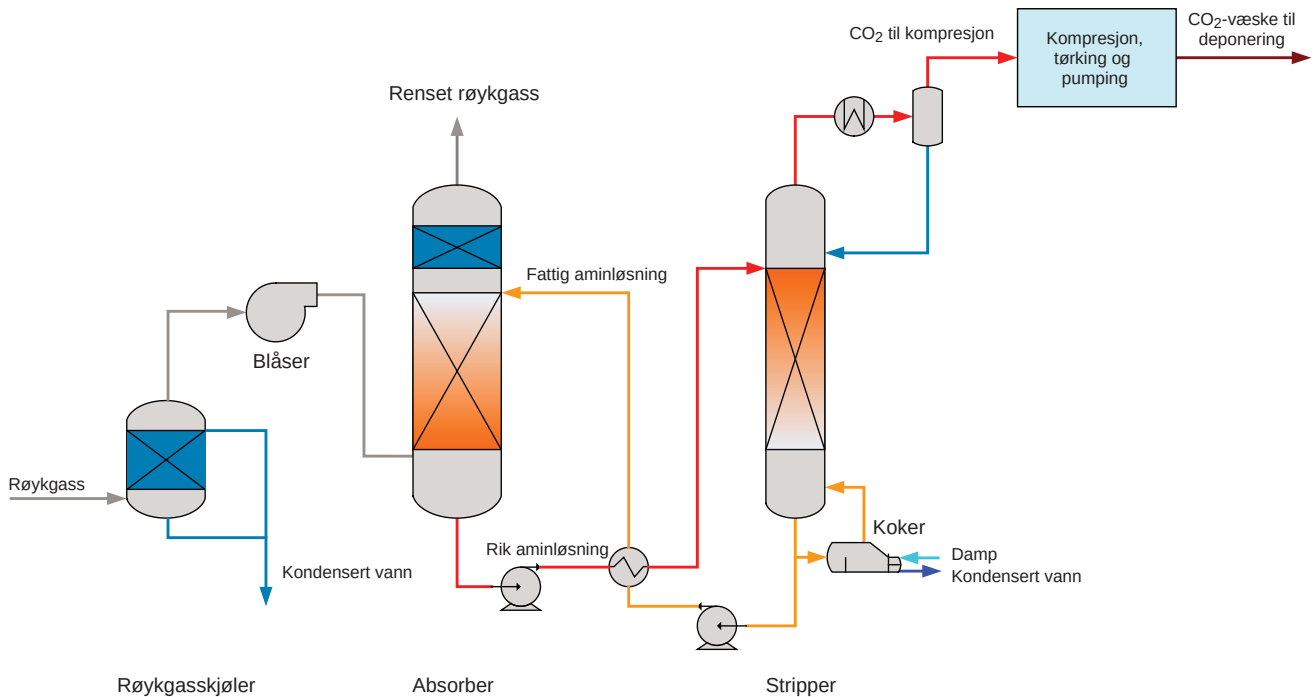
CO₂ fanges i aminløsningen ved at den reagerer med aminene til fangstprodukter som karbamater og bikarbonater. Fangsten vil skje i et stort absorpsjonstårn der røykgassen strømmer motstrøms aminløsningen. Den CO₂-anrikede aminstrømmen pumpes fra bunnen av absorpsjonstårnet til et strippetårn der varme tilføres i form av lavtrykksdamp. CO₂ frigjøres her fra aminet, og den magre aminløsningen pumpes tilbake til absorpsjonstårnet for å absorbere CO₂ på nytt. I denne prosessen oppkonsentreres CO₂ fra en lav konsentrasjon i røyk- og eksosgassen til en nesten ren CO₂-strøm for videre komprimering og eksport.

På grunn av ulike egenskaper ved krakkeranleggets røykgass og kraftvarmeverkets eksosgass er det prosjektert med to uavhengige fangstprosesser. Dette er også gjort for å sikre høyest mulig regularitet på fangstanleggene og raffineriet. Eksportsystemet for CO₂ er imidlertid prosjektert felles. Hovedkomponentene i de to aminfangstanleggene vises i figur 2.4.

En kort beskrivelse av de ulike komponentene:

Kjøling av eksosgass. Eksosgassen fra kraftvarmeverket vil ha for høy temperatur (194 °C) til å kunne benyttes direkte i et aminanlegg. Eksosgassen kjøles først i en varmegjenvinningsenhet der damp genereres for fangstanlegget. Videre må eksosgassen kjøles i en kjøler til 20-40 °C, avhengig av valgt aminlisens. Kaldt ferskvann benyttes som kjølemedium. Det meste av vanndampen i eksosgassen felles ut i denne kjøleren og gir et vannoverskudd som må fjernes fra prosessen. Røykgassen fra krakkeranlegget er i utgangspunktet kald (15-25 °C) og trenger ikke videre kjøling.

SO_x-, sjøvanns- og partikkelfjerning. Røykgass fra krakkeranlegget inneholder ~30 ppm svoveloksider som må reduseres i vesentlig grad før CO₂-fjerning i et aminanlegg. Videre inneholder røykgassen fra krakkeranlegget både katalysatorpartikler og medrevet sjøvann som må fjernes for å unngå negative effekter som lavere regularitet, høyere kjemikalieforbruk osv. Urenheter kan føre til negative effekter som blokkering av mekanisk utstyr, korrosjonskader og nedbrytning av



Figur 2.4 Aminanleggets hovedfunksjoner.

aminløsninger. Utstyr for fjerning av svoveloksider, katalysatorpartikler og sjøvann må installeres. Det er ikke nødvendig å fjerne SO_x fra eksosgassen til kraftvarmeverket.

Absorpsjonstårn. Røyk- eller eksosgassen strømmer opp i absorpsjonstårnene motstrøms aminløsningen. Absorpsjonstårnene for kraftvarmeverket er på grunn av høye volumstrømmer 15-20 m brede og inntil 60 meter høye. Kontakten mellom røygassen og aminløsningen forbedres ved at tårnet er fylt med ulike typer pakkmateriale. En ren vannstrøm introduseres i toppen av tårnet for å kjøle ned den rensede avgassen ytterligere før den slippes ut til atmosfæren. Vannvasken reduserer utslipp og tap av aminer og andre uønskede forbindelser til atmosfæren. Det er gjort omfattende teknologivurderinger i andre prosjekter av størrelsen på disse tårnene i forhold til funksjonalitet og CO_2 -fangsteffektivitet.

Aminvarmeveksler. Den CO_2 -fattige aminløsningen fra strippetårnet er varm og brukes til å forvarme den kalde, CO_2 -rike aminstrømmen fra absorpsjonstårnet. På denne måten får man et mer energioptimalt anlegg som reduserer behovet for å tilføre strippetårnet damp.

Strippetårnet. CO_2 fjernes fra den CO_2 -rike aminstrømmen i et strippetårn. Varmer i form av lavtrykkdamp tilføres aminet i en dedikert koker. Kokeren fordamper deler av vannet i aminløsningen, som strømmer opp i strippetårnet. CO_2 -rik amin tilføres toppen av tårnet og strømmer motstrøms denne dampen. Varmer fra dampen tas opp av den CO_2 -rike aminløsningen, og CO_2 frigjøres fra aminet. I likhet med absorpsjonstårnet vil strippetårnet inneholde ulike typer pakkmateriale. Damp fra toppen av strippetårnet kondenseres i en egen kondenser og blir tilbakeført i toppen av tårnet (refluks).

Amingjenvinner og slambrenner. Aminløsningen vil miste noe av CO_2 -opptakskapasiteten over tid. Noe av dette skyldes dannelsen av varmestabile salter og andre degraderingsprodukter. Ved å føre en del av aminløsningen til en dedikert gjenvinner kan amin gjenvinnes fra disse saltene ved tilførsel av kjemikalier og varme (en dedikert koker). Av miljømessige og økonomiske årsaker anbefales det at

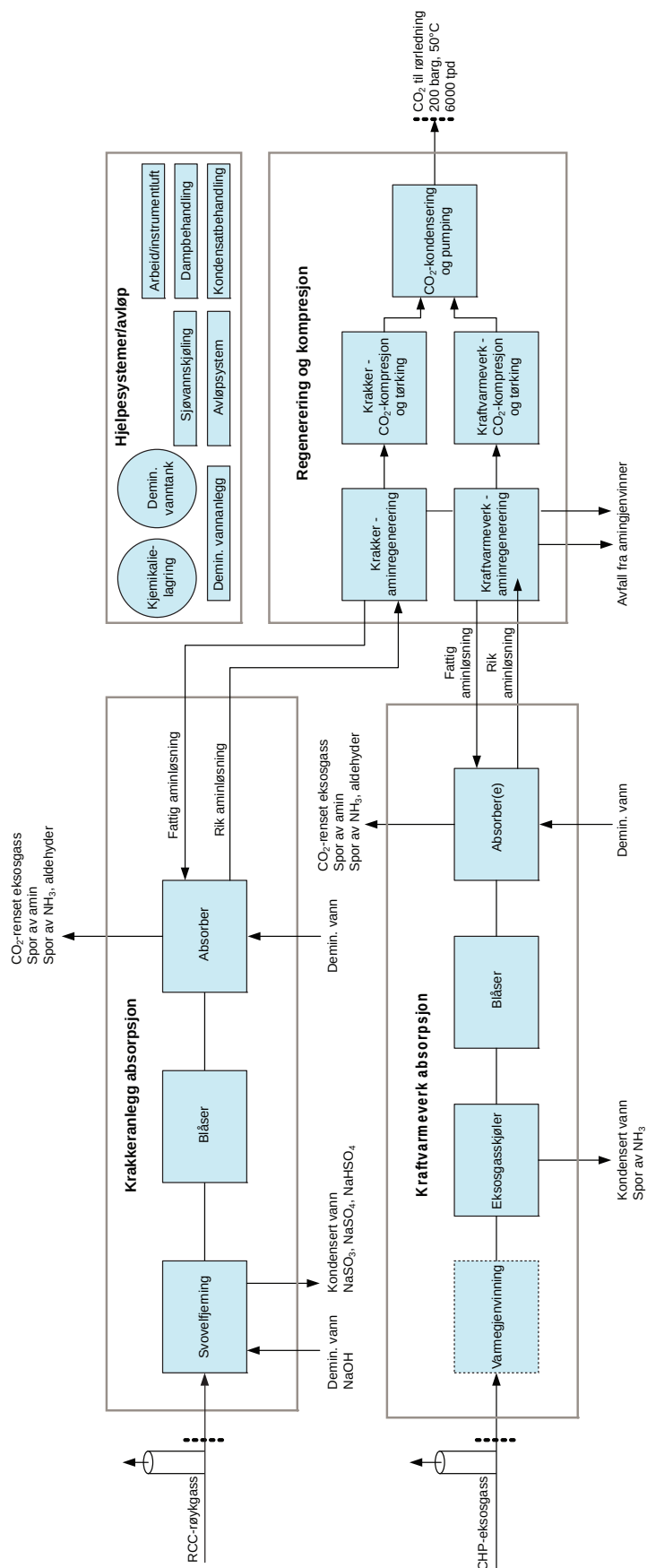
restslam fra kokeren brennes lokalt i en egen slambrenner. Mengdene varmemestabile salter og andre organiske avfallstoffer som dannes vil variere mellom ulike aminløsninger.

Kompresjon, tørking, oksygenfjerning og pumping. CO₂-strømmen fra strippetårnet har lavt trykk og inneholder vann- og aminrester. CO₂-gassen komprimeres til ca. 60 bar slik at den kan omdannes til væske ved kjøling. CO₂-væsken pumpes videre opp til et trykk på 200 bar for videre transport til lagring. Vann fjernes fra CO₂-strømmen ned til ca. 50 ppm, og oksygen reduseres videre til 10 ppm. Dette gjøres i en katalytisk forbrenningsprosess. Det er egne kompresjonstog for CO₂ fra krakkeranlegget og kraftvarmeverket. Eksportpumpene er felles.

Fangstanleggene vil behandle 95-100 % av røykgassen fra de to anbefalte kildene. Prosentandelen vil delvis være avhengig av fangstleverandør og endelig design. Selve fangstanlegget skal fange minst 85 % av CO₂ i røykgassen. Flere av aminleverandørene hevder å kunne oppnå 90 % fangst.

Fangstanleggene skal tilfredsstille definerte HMS-mål og bør ikke bruke mer enn 0,45 kWh ekvivalent elektrisk energi pr. kilo fanget CO₂. Dette måltallet omfatter dampbruk, blåsere, CO₂-kompresjon og pumping samt aminresirkulering og kjøling.

Figur 2.5 viser anbefalt konfigurering av anlegget.



Figur 2.5 Blokkdiagram av fangstanleggene.

2.6.1 Tilgjengelighet og regularitet

Det er et krav at fangstanleggene skal påvirke raffineriet i minst mulig grad.

Fangstanleggene har blitt studert med basis i en gjennomsnittelig tilgjengelighet på minimum 95 %. Dette tillater en nedetid på 18 dager pr. år for vedlikehold og planlagte og uplanlagte nedstengninger. Krav til tilgjengelighet vil bli avklart i de neste prosjektfasene.

Driftstilgjengelighet til krakkeranlegget og kraftvarmeverket vil også påvirke tilgjengeligheten til fangstanleggene. Når disse anleggene er nede over lengre tid, vil de respektive fangstanleggene stoppes. Historisk sett har krakkeranlegget hatt svært høy tilgjengelighet. Tilsvarende er det planlagt høy tilgjengelighet i kraftvarmeverket.

Detaljerte tilgjengelighetsanalyser av fangstanleggene og effekten på Mongstad-anleggene vil bli utført i prosjektets videre faser.

2.6.2 Kontroll og styring av fangstanleggene

Kontroll og styring av aminprosessene som er utredet, er knyttet til følgende variabler:

2.6.2.1 Røykgass fra krakkeranlegg og eksosgass fra kraftvarmeverk

Overføring av røyk- eller eksosgass fra de anbefalte kildene er foreslått gjennomført i åpne systemer uten bruk av spjeld eller isolering mot atmosfæren. Dette betyr at en fangst nær 100 % kan ha risiko for innsug av luft og oksygen fra omgivelsene. Denne løsningen er likevel valgt ut fra sikkerhets- og driftsmessige vurderinger av krakkeranlegget og kraftvarmeverket. Overføring av røyk- eller eksosgass til fangstanleggene skal ikke påvirke prosessen oppstrøms i negativ retning. Introduksjon av spjeld anses å medføre en uakseptabel risiko for begge kildene og er derfor ikke anbefalt.

Aminer av ulik type vil ha ulik toleranse for oksygen. Oksygen vil føre til nedbrytning av aminet og resultere i høyere driftsutgifter og fare for utslipp av uønskede reaksjonsprodukter. Avhengig av stabiliteten på det endelige valgte aminet vil dette tillate en overføring av 95-100 % av røyk- eller eksosgassen til fangstanleggene. Den endelige behandlede røykgassmengden vil derfor ikke kunne beregnes før aminlisens er valgt.

2.6.2.2 Vannbalanse

Vann tilføres fangstanleggene som en del av røyk- eller eksosgassen. Det tilføres også vann i toppen av vaskeseksjonen i absorpsjonstårnene. Fra kraftvarmeverket vil store deler av eksosgassens vann felles ut direkte i kontaktkjøleren og fjernes fra anlegget. For røykgass fra krakkeranlegget vil kun en liten vannstrøm skilles ut i svovelfjerningsenheten, da denne gassen i utgangspunktet er kald. Noe vann vil også følge med til omgivelsene som en del av den CO₂-fattige rensede gassen. I tillegg kondenseres mindre mengder aminforurensset vann fra CO₂-kompresjonsanlegget som blir sendt til behandling i et eget vannrenseanlegg.

Det er viktig å kontrollere den totale vannbalansen under drift. Dette gjøres primært på følgende måte:

- Kontroll og regulering i direkte kontaktkjøler
- Ekstern tilførsel av vann til absorpsjonstårnernes vaskeseksjoner
- Temperaturkontroll av røykgassen til omgivelsene fra vaskeseksjonene

Kontroll av vannbalansen for fangstanleggene er designet for å minimalisere mengden vann i væskefase til omgivelsene, da dette vannet vil være forurensset og kreve rensing og/eller særskilt behandling.

På kalde dager vil vannmengden ut av absorpsjonstårnene kunne ses som dampfaner.

2.6.2.3 Overordnet kontroll av CO₂-fangst

Fangsten av CO₂ vil kontrolleres av flere variabler i anlegget:

- Temperaturkontroll av aminløsningen og eksosgassen i absorpsjonstårnene
- CO₂-konsentrasjonen i rik og fatting amin inn og ut av absorpsjonstårnene
- Sirkulasjonsraten av amin
- Vann- og amininnholdet i absorbenten (kontrolleres av vannbalansen)
- Innhold av varmestabile salter og organiske degraderingsprodukter i aminløsningen (kontrolleres ved prosess for amingjenvinning)

Det er også mange andre variabler som kontrolleres for optimal drift av anlegget. Dette vil bli beskrevet i detalj i anleggets drifts- og operasjonsmanualer i prosjektfasen for driftsforberedelser. Det er en forutsetning at det opprettholdes høy regularitet, og at design velges med henblikk på å minimalisere driftsforstyrrelser på øvrige raffinerianlegg.

2.6.2.4 Urenheter i aminløsningen

Urenheter i røyk- og eksosgassen, som SO_x og NO_x, vil fanges og tas opp av aminet på lik linje med CO₂. Dette vil redusere aminets effektivitet og evne til å fange CO₂. Urenhetene bindes til aminet som varmestabile salter som ikke fjernes i anleggets strippekolonne. Aminet degraderes over tid under eksponering mot oksygen og varme, og disse ulike nedbrytningsproduktene vil også fremme dannelsen av varmestabile salter. For å kontrollere innholdet av varmestabile salter benyttes en amingjenvinningsenhet som beskrevet i 2.6 Funksjonsbeskrivelse av aminanlegg.

2.6.3 Fangstanleggenes energibruk

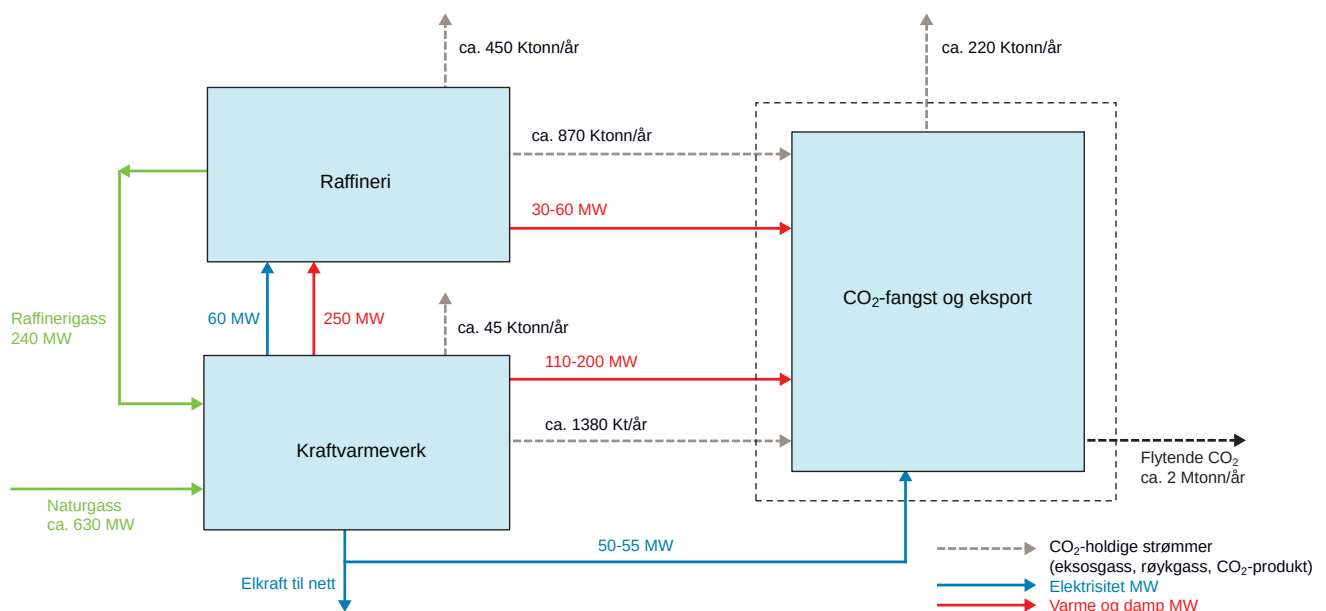
Fangstanlegget vil kreve energi for å fange og eksportere CO₂ for videre lagring. Energibehovet bestemmes i hovedsak av valgt teknologi, aminlisens og av hvilket eksporttrykk som er nødvendig for transport og lagring.

Aminbasert fangst krever i hovedsak varme for gjenvinning av den CO₂-rike aminløsningen og noe elektrisk kraft for aminsirkulasjonspumper og blåsere for å overvinne trykktapet i kolonnen. Nødvendig varme for fangst fra krakkeranlegget er beregnet å ligge i området 70 til 90 MW og 100 til 140 MW for kraftvarmeverket. Varme vil tilføres anlegget fra Mongstads dampsystem. Tilsvarende er kraftforbruket 3-5 MW for krakkeranlegget og 6-10 MW for kraftvarmeverkets aminanlegg. Hovedforskjellen mellom krakkeranleggets og kraftvarmeverkets energibehov skyldes primært forskjellen i mengde røyk- og eksosgass fra de to kildene.

Eksportsystemet krever kraft for å komprimere og pumpe opp CO₂ fra nesten atmosfæriske betingelser til nødvendig eksporttrykk på 200 bar. Nødvendig kraftbehov for CO₂-eksport fra krakkeranlegget er beregnet å være rundt 8 MW og 14 MW for CO₂-eksport fra kraftvarmevarmeverket på. Kraftbehovet vil kunne variere med valg av kompressorer og pumper samt endelig valgt eksporttrykk og aminlisens. Hovedforskjellen mellom krakkeranleggets og kraftvarmeverkets energibehov skyldes primært forskjellen i mengde CO₂ fra de to kildene.

Elektrisk kraft for å lage lavtrykkdamp fra varmen i kraftvarmeverkets eksosgass er ikke inkludert i disse tallene og vil utgjøre rundt 10 MW. I tillegg vil elektrisk kraft til sjøvannspumper og kondensatpumper utgjøre omtrent 7 MW.

Figur 2.6 viser anleggets masse- og energibalanse.



Figur 2.6 Anleggets masse- og energibalanse.

2.7 Mekanisk hovedutstyr

Det mekaniske utstyret i fangstanleggene er foreslått ut fra mål om størst mulig grad av kjent teknologi, høy energieffektivitet og lavest mulig levetidskostnad. Det understrekes at utstyret som er beskrevet i dette kapittelet, ikke er endelig valgt.

I forhold til Mongstad-anleggets eksisterende drift vil det være utfordringer knyttet til støy for en del av utstyret. Dette diskuteres nærmere i kapittel 3.3.1 Støyvurderinger.

Drivere til roterende utstyr vil i hovedsak være elektriske, med unntak av noen dampdrevne pumper i damp- og kondensatsystemet.

Leveringstiden for mekanisk utstyr kan være lang og avhenger bl.a. av tilgang til råmaterialer og leverandørenes produksjonskapasitet. Endelig leveringstid vil bli bekreftet ved bestilling av utstyr.

2.7.1 Kompressorer og blåsere

Flere av kompressorene og blåserne i anlegget vil være blant de største som noen gang er laget, og foreslått utstyr beskrives nærmere:

- CO₂-kompressorene komprimerer CO₂-gassen fra strippetårnene fra tilnærmet atmosfærisk trykk til 60 bar. CO₂-kompressorene som foreslås er av type integrert gir-kompressorer.
- Det er bl.a. levert fire kompressorer til Dakota Gasification (USA) på 13 MW som er noe større enn den som planlegges på Mongstad. SH har tidligere erfaring med integrert gir-kompressor fra CO₂-fangstanlegget på Snøhvit.
- En dampkompressor komprimerer damp fra en kjele som er installert i eksosgassen fra kraftvarmeverket, fra et lavt trykk opp til leveransetrykk for lavtrykksdamp.
- Blåserne transporterer eksosgass og røykgass fra henholdsvis kraftvarmeverket og krakkeranlegget til dedikerte absorpsjonstårn. Blåserne er anbefalt med aksialt design, som gir høy virkningsgrad.

2.7.2 Pumper

Flere av de foreslåtte pumpene i fangstanleggene og de prosjekterte støtte- og hjelpesystemene vil være store og beskrives nærmere her:

- Sjøvannspumper er av typen vertikal sentrifugalpumpe med tørrstilt motor.
- Matevannpumper er av typen sentrifugalpumpe som tilfører vann til dampsystemet.
- Sirkulasjonspumpen til direktekontaktkjøleren er en sentrifugalpumpe som sirkulerer ferskvann gjennom direktekontaktkjøler og sjøvannskjøler.
- Aminsirkulasjonspumper er av typen sentrifugalpumpe og transporterer amin mellom absorpsjonstårn og strippetårn.
- CO₂-pumpene pumper komprimert CO₂ ut fra CO₂-kompressoren opp til et leveransetrykk på 200 barg før rørledningen. For framtidige prosjekter vil det være mulig å kople seg på samme rørledning ved at flere CO₂-pumper settes i parallell.

2.7.3 Varmevekslere

De fleste store varmevekslerne som benyttes er av typen platevarmeveksler. Der hvor et av mediene er sjøvann, er titan benyttet for å unngå korrosjonsproblemer. Avhengig av markedssituasjonen for titan kan leveringstiden for disse varmevekslerne bli lang.

Kondensatoren, som kjøler CO₂ ut fra strippetårnet, og kokeren, som tilfører strippetårnet varme fra lavtrykksdamp, er begge rørvarmevekslere.

2.7.4 Kolonner

Mekanisk kolonnedesign for absorpsjons- og strippetårn og valg av konstruksjonsmateriale bør ligge innenfor aminlisenshavers ansvarsområde og vil ikke bli beskrevet nærmere. Leverandørene skal kunne demonstrere korrekt valg av kolonneinnmat i forhold til dimensjonering, trykkfall, gass- og væskedistribusjon og fangsteffektivitet.

Det er betydelige mengder innmat som skal inn i tårnene, og det stilles derfor store krav til lagringsområder på Mongstad. Volumet av innmat er større enn det leverandørindustrien normalt håndterer i prosjektleveranser, noe som stiller krav til fabrikkasjonskapasitet og mulig leveringstid.

2.8 Fangstanleggenes hjelpesystemer

Fangstanleggene har behov for en rekke støtte- og hjelpesystemer. Der det finnes ledig kapasitet i eksisterende systemer på raffineriet, blir denne anvendt dersom det er hensiktsmessig. Der hvor raffineriet ikke har ledig kapasitet, er det prosjektert for nye støtte- og hjelpesystemer. Dersom det er hensiktsmessig, kan en vurdere å designe systemene med en overkapasitet som kan benyttes og kompenseres for fra raffineriet for å oppnå storskalafordeler.

Kostnadsestimatet omhandler i all hovedsak den delen av støtte- og hjelpesystemene som er knyttet til fangstanleggene. I hvilken grad en velger å installere overkapasitet og hvordan kostnaden for disse støtte- og hjelpesystemene fordeles, avklares i neste fase av prosjektet. Tabell 2.4 viser hvordan forbruket av de ulike støtte- og hjelpesystemene fordeler seg på de to fangstanleggene.

Tabell 2.4 Oversikt over fordeling av støtte- og hjelpesystemer.

System	Nytt system	Fra Mongstad	Forbruk fangstanlegg for kraftvarmeverket	Forbruk fangstanlegg for krakkeranlegg
Nitrogen		x	6 Sm ³ /t	4 Sm ³ /t
Arbeids- og instrumentluft	x		150 Sm ³ /t	150 Sm ³ /t
Sjøvann	x		15 000 - 30 000 m ³ /t	7 000 - 13 000 m ³ /t
Demineralisert vann	x		30 m ³ /t	20 m ³ /t
Lavtrykksdamp (Note 1)		x	0-60 tonn/t	0-40 tonn/t
Høytrykksdamp		x	90-150 tonn/t	60-100 tonn/t
Elektrisk kraft (Note 2 og 3)	x		30 MW	15 MW
Hydrogen		x	20 Nm ³ /t	20 Nm ³ /t
Brenngass (periodisk)		x	0,4 MW	0,2 MW

Note 1: I tillegg genereres 100 tonn/time lavtrykksdamp fra eksosgassen

Note 2: Elektrisk kraft inkluderer kraft til eksportsystemet

Note 3: I tillegg vil det være et kraftbehov til varmegjenvinningsenhet på ca 9,5 MW

2.8.1 Dampsystemet

Fangstanleggene har stort behov for lavtrykksdamp knyttet til regenerering av aminløsningen. Dampbehovet vil variere noe mellom ulike aminlisenser. Lavtrykksdamp kan produseres innenfor kraftvarmeverkets fangstanlegg og/eller tilføres fra raffineriet.

Fangstanleggenes dampbehov forutsettes dekket i følgende prioriterte rekkefølge:

1. Installasjon av en varmegjenvinningsenhet i den varme eksosgassen fra kraftvarmeverket. Ved å redusere eksosgassens temperatur fra 190 °C til 120 °C kan ca. 100 tonn/time lavtrykksdamp produseres. For å få nok trykk på dampen trengs en dampkompressor med et strømbehov på ca. 10 MW. En slik varmegjenvinningsenhet bør installeres uavhengig av valgt aminlisens.
2. Lavtrykksdamp kan leveres fra raffineriet. Bruk av lavtrykksdamp fra raffineriet vil redusere bruken av høytrykksdamp med tilhørende trykkreduksjon. Dette gir totalt sett høy energieffektivitet.
3. Levering av høytrykksdamp med tilhørende trykkreduksjon. Kraftvarmeverket er en nærliggende leverandør av høytrykksdamp.

For å dekke behovet for lavtrykksdamp er det mer energi- og kostnadseffektivt å dekke dampbehovet ved integrasjon med kraftvarmeverket enn ved å bygge en egen separat fyrt dampkjel.

Kraftvarmeverket har mulighet for tilleggsfyring i varmegjenvinningskjelen for å øke dampproduksjonen hvis en gassturbin er ute av drift.

Raffineriet har i dag ledig kapasitet for lavtrykksdamp, og med planlagte energieffektivitetstiltak vil denne kapasiteten kunne økes ytterligere. Mulige energieffektivitetstiltak i raffineriet blir beskrevet i kapittel 9 Energioptimalisering.

Lavtrykksdampen fra raffineriet kan leveres fra tre identifiserte avtappingspunkter. Disse avtappingspunktene vil samles til en dedikert 30" rørledning som leverer lavtrykksdampen til forbrukerne. På grunn av lang avstand mellom raffineriet og fangstanleggene vil det oppstå et stort trykkfall i overføringsrøret for lavtrykksdamp. Lavtrykksdampen skal leveres til forbrukerne med gitt trykk og temperatur, avhengig av valgt aminlisens. For å få et robust dampsystem med høyt nok trykk til alle avtappingspunktene vil det bli installert en dampejektor. Dampejektoren vil forbruke 0-35 tonn høytrykksdamp pr. time.

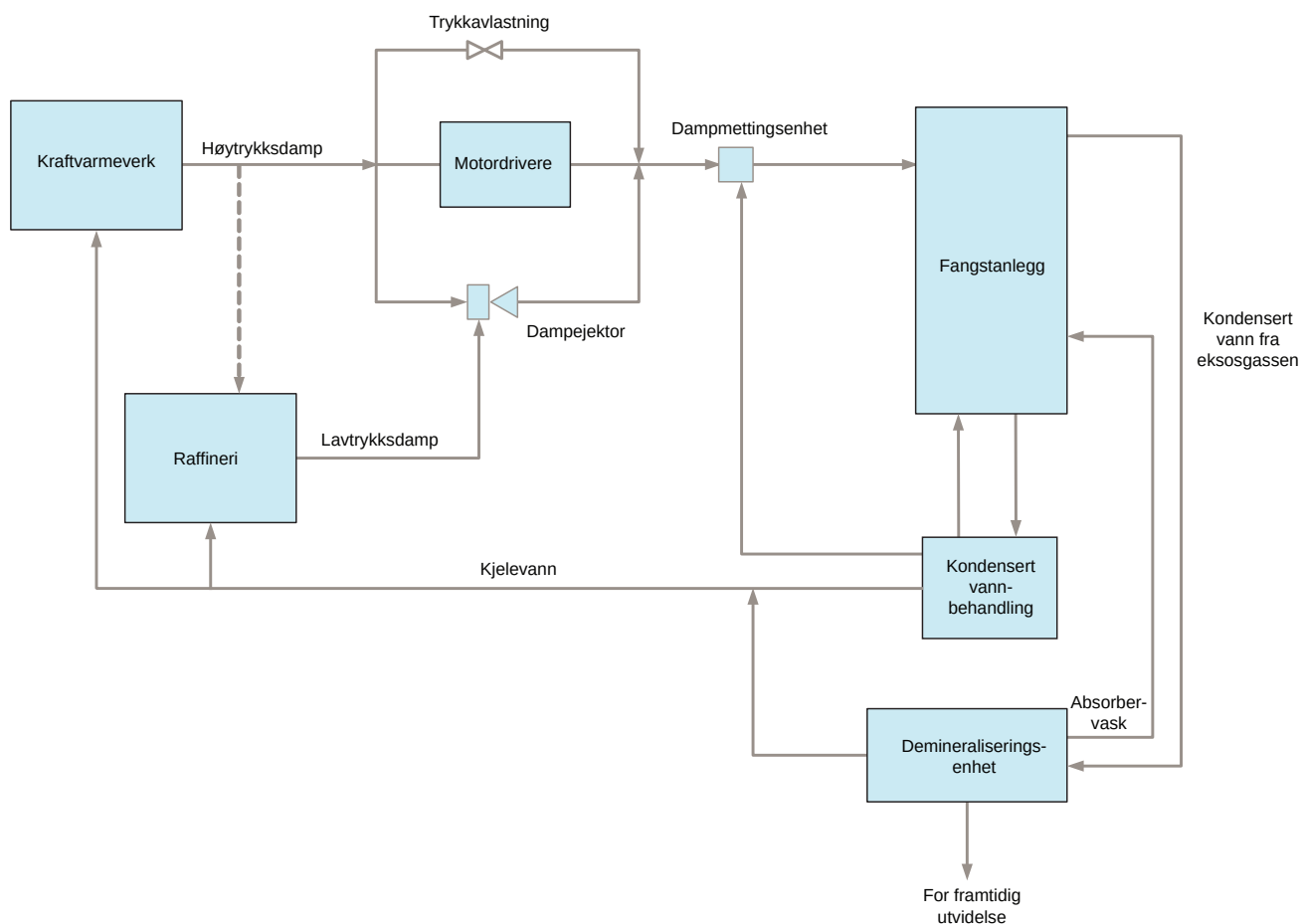
Trykkreduksjon av høytrykksdamp til fangstanleggenes forbrukere bør om mulig gjøres over mottrykksturbiner som drivere til pumper og luftkompressor. Dette gir et mer optimalt energibilde enn ved direkte trykkreduksjon.

Bruk av damp i fangstanleggene medfører behov for tilbakeføring og behandling av tilsvarende mengde kondensert damp til kilden. Kondensert vann fra lavtrykksdampforbrukerne samles i en kondensattank. Stabilisert kondensat fra kondensattanken pumpes til to avluftere (2 x 60 %). Kondensatet pumpes deretter tilbake til varmegjenvinningsenheten og kraftvarmeverket. En høytrykkspumpe sørger for at 250-350 tonn/time kondensat med et trykk på 50 barg føres tilbake til kraftvarmeverket.

Det vil installeres to høytrykkspumper for kondensat hvorav én er elektrisk drevet og én er drevet med høytrykksdamp. En av pumpene vil være i drift, mens én vil være reserve.

To elektrisk drevne lavtrykkspumper sørger for tilførsel av ca. 100 tonn/time kondensat med et trykk på 8-10 barg til varmegjenvinningsenheten. Det vil normalt være én lavtrykkspumpe i drift og én i reserve. Kondensatet brukes også til metting av lavtrykksdampen.

Et flytskjema for damp- og kondensatsystemet er vist i figur 2.7.



Figur 2.7 Flytskjema for dampsystemet.

2.8.2 Nitrogensystemet

Nitrogensystemet leverer nøytralgass til slangeuttak og utstyrsenheter som trenger kontinuerlig tilførsel ulike steder i fangstanleggene. Nøytralgassens hovedoppgave er å fjerne og hindre inntrengning av luft og oksygen i prosessutstyr. Hovedforbrukerne av nøytralgass vil være lokalisert i regenereringsområde og serviceområdet.

Produksjonen av nøytralgass i raffineriet er i dag tilfredsstillende, og det antas at eksisterende nitrogenproduksjon kan dekke fangstanleggenes behov under normal drift.

Det er antatt et totalt forbruk på 10 Sm³/t ved normal drift. Ved spesielle omstendigheter, som ved vedlikeholdsoppgaver, kan det være aktuelt å kople opp midlertidig tilførsel. Forbruket er antatt relativt likt mellom fangst fra krakkeranlegget og kraftvarmeverket.

Kjøp og leveranse av nitrogen til fangstanleggene vil inkluderes i driftskostnadene.

2.8.3 System for avløps- og prosessvann

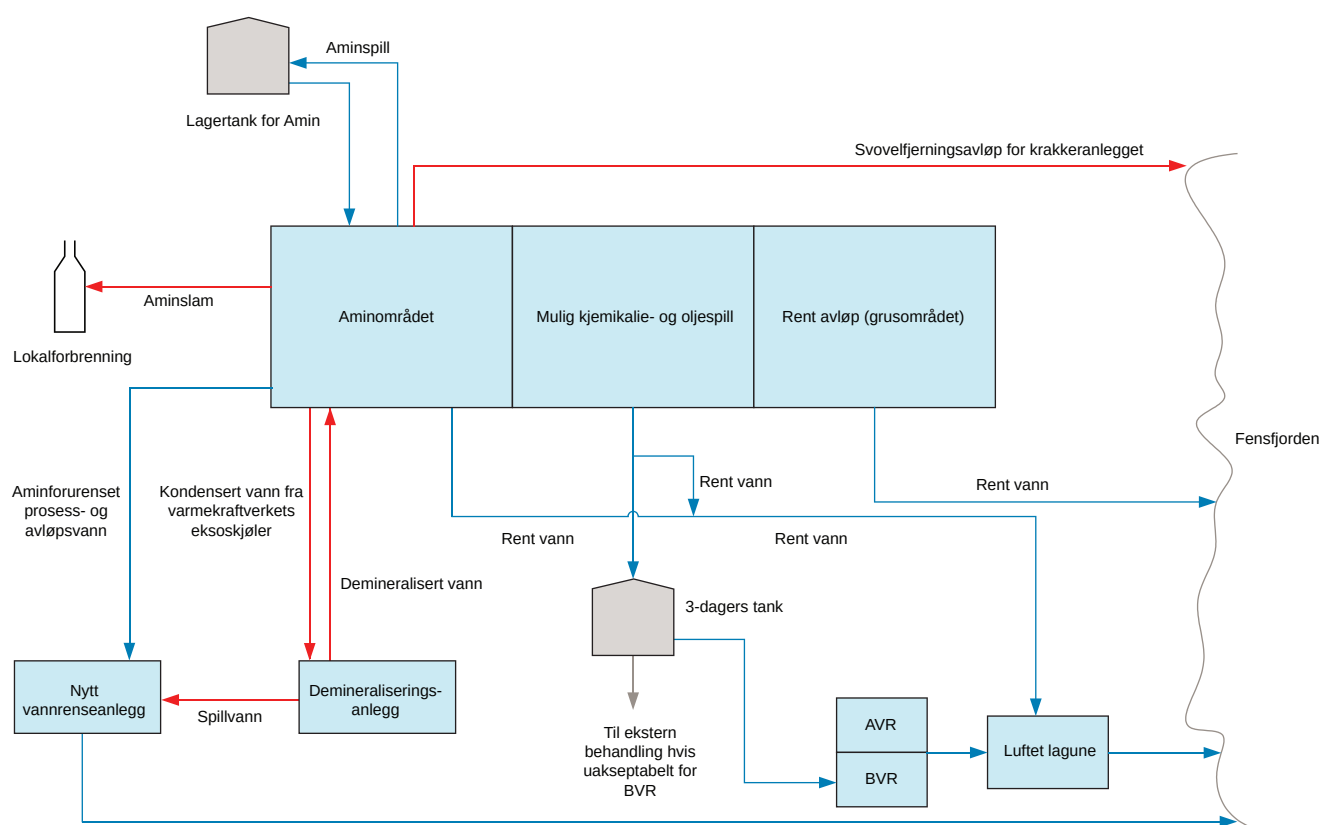
Regnvann, kjemikaliesøl, brannvann og annet vann fra fangstanleggene skal samles opp og behandles på en miljømessig forsvarlig måte. Fangstanleggene skal innholde oppsamlingsmuligheter der det er fare for lekkasjer eller søl. Dette kan være kummer, "dryppepanner" eller dedikerte "betonggroper".

Avløpsvann fra fangstanleggenes områder skal knyttes enten til et nytt vannrenseanlegg for fjerning av nitrogenholdige komponenter eller til eksisterende avløpsvannsystemer:

1. AVR (avløpsvann renseanlegg)-systemet, som behandler avløpsvann i et kjemisk, mekanisk og biologisk trinn. Dette renseanlegget har ingen ledig kapasitet og skal kun unntaksvis benyttes.
2. BVR (ballastvann renseanlegg)-systemet, som behandler avløpsvann i et kjemisk-mekanisk anlegg. Dette systemet har noe ledig kapasitet, men kan ikke fjerne nitrogenholdige komponenter som amin. Ved kraftig regn må vann samles opp, lagres og kontrollert overføres til dette anlegget for å unngå overbelastning. Det er derfor prosjektert med en ny buffertank for fangstanleggenes områder.
3. System for rent avløpsvann. Utslipp til sjø via Mongstads avluftede lagune (oppholdsbasseng med luftgjennomstrømming).

Et nytt vannrenseanlegg skal behandle amin- og nitrogenholdige vannstrømmer.

Figur 2.8 viser foreslått dreneringsfilosofi.



Figur 2.8 Flytdiagram for avløpsvannsystemet.

Sumptanker på de nye fangstanleggsområdene vil samle opp regnvann i ett døgn fra områder med mulig aminforurensning. Dette vannet skal analyseres før videre overføring til BVR-systemet hvis vannet er rent nok. Etter et døgn er regnvannet antatt rent nok til å bli sendt direkte til Mongstads avluftede lagune for videre utslipp til sjø.

Regnvann fra asfalterte områder samles opp og renner til en ny oppsamlingstank med tre dagers kapasitet. Hvis det er akseptabelt for BVR-systemet, blir vannet videresendt til dette systemet. Etter et døgn er regnvannet antatt rent nok til å kunne sendes direkte til den avluftede lagunen for videre utslipp til sjø. Kvaliteten på avløpsvannet vil bli kontinuerlig overvåket.

Ved aminlekkasjer eller amindrenering av utstyr skal aminet kunne tilbakeføres til prosessen etter filtrering.

Eventuelt aminforurensset vann kan ikke sendes til AVR- eller BVR-systemet, men må sendes til et nytt vannrenseanlegg.

Nytt serviceområde vil utstyres med en sumptank for nøytralisering av eventuelt kjemikaliesøl.

Regnfall på grusbelagt område forventes å være uten forurensninger og vil dreneres til avløpssystemet for rent vann. Det vil bli installert et system for grunnvannskontroll med mulighet til å sende forurensset vann til BVR.

Vann som kondenseres ut fra kraftvarmeverkets direkte kontaktkjøler, vil inneholde ammoniakk og CO₂. Hoveddelen vil benyttes som fødevann til det nye planlagte anlegget for demineralisert vann (se 2.8.6 System for demineralisert vann) og resten vil bli sendt til Fensfjorden via det nye vannrenseanlegget. Eventuelle miljøkonsekvenser er beskrevet i kapittel 3 HMS.

Vann fra svovelfjerning i røykgassen fra krakkeranlegget sendes til Fensfjorden via eksisterende sjøvannsretur og vil ikke innholde miljøfarlige stoffer.

2.8.4 Instrumentluftsystemet

Formålet med instrumentluftsystemet er å levere tørr, ren luft med riktig temperatur og trykk til sluttbrukere. De eksisterende luftkompressorene har ikke tilstrekkelig ledig kapasitet, og det må installeres en ny kompressorpakke. En ny enhet skal dekke behovet for arbeids- og instrumentluft til fangstanleggene.

Den nye kompressorpakken vil bli dimensjonert for en kapasitet på 3 500 Nm³/t arbeids- og instrumentluft. Kompressorpakken vil være tilsvarende eksisterende kompressorpakker for å minimere utstyrsvariasjon og reservedelslager. Eksisterende arbeids- og instrumentluftsystemer i raffineriet vil fungere som reservekapasitet for den nye kompressorpakken.

Av totalkapasiteten på 3 500 Nm³/t trykkluft vil 1 500 Nm³/t bli brukt til å lage instrumentluft ved hjelp av en lufttørkerenhet. Det settes større krav til fjerning av luftfuktighet for luft brukt i instrumenter.

Kontroll- og nedstengingssystemet for luftkompressorpakken vil integreres med system for eksisterende luftkompressorer.

Basert på kost/nytte-vurderinger er elektrisk kraft anbefalt som driver for luftkompressorenheten.

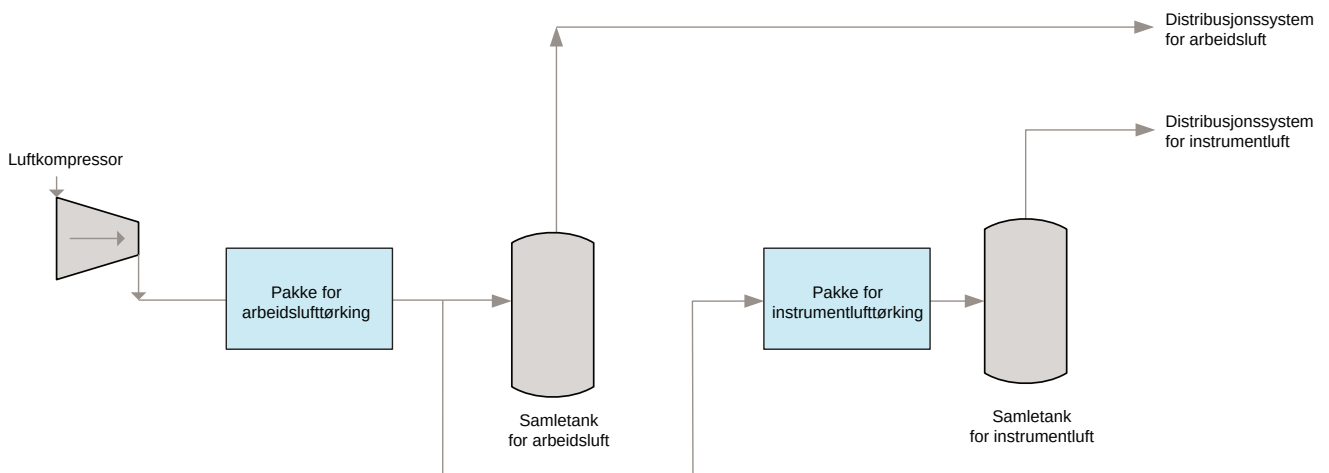
Luftkompressorpakken vil bestå av følgende utstyrsenheter:

- Luftkompressor med integrert tørker
- Lufttørkere for instrumentluft
- Nødvendige tanker og beholdere

Nødvendige hjelpesystemer for arbeids- og instrumentluftpakken vil være elektrisk kraft og sjøvann.

Kapasiteten til luftkompressorpakken er større enn fangstanleggenes behov, og endelig størrelse må fastsettes i videre prosjektfaser.

Et flytskjema for instrumentluftssystemet er vist i figur 2.9.



Figur 2.9 Flytskjema for instrumentluftssystemet.

2.8.5 System for sjøvannskjøling

Sjøvannssystemet leverer sjøvann til kjøling av fangstanleggenes prosessutstyr og de nye støtte- og hjelpesystemene. Sjøvann med en temperatur på mellom 5 °C og 12 °C pumpes inn i distribusjonssystemet. Sjøvannstemperaturen vil variere med årstidene.

Følgende behov for sjøvannskjøling er identifisert:

- Krakkeranlegg absorpsjonsseksjon: 5 000-10 000 m³/t.
- Kraftvarmeverk absorpsjonsseksjon: 11 000-22 000 m³/t.
- Regenereringsanlegget: 5 000-10 000 m³/t.
- Serviceområdet: 500-1 000 m³/t.

Behovet for kjølevann i fangstanleggene er estimert til 20 000-40 000 m³/t avhengig av endelig fangstanlegg og antall kilder. Det eksisterende kjølevannssystemet har ikke nødvendig kapasitet, og det anbefales et nytt anlegg for sjøvannskjøling.

Det anbefales å installere en ny kjølevannsgrop. Kjølevannsgropen med tilhørende tunnelstruktur dimensjoneres for en framtidig utvidelse av området med behov for mer kjøling. Kjølevannsgropen, sluseporter, filtre og inn- og utløpstunneler vil prosjekteres for en total framtidig kapasitet på 90 000 m³/t (ca. 45 000 m³/t allokert framtidig raffineribruk). Sjøvannstunnelene vil måtte bygges i denne størrelsen ut fra byggetekniske forhold, uavhengig av endelig valg av kapasitet.

Systemet består av følgende enheter:

- Innløpstunnel
- Sluseporter
- Skrotoppsamler
- Grovfiltre
- Roterende sjøvannsfiltre
- Sjøvannsgrop
- Sjøvannspumper
- Overløp
- Utløpstunnel

Sjøvann fra 60 meters dyp hentes til den nye sjøvannsgropen via en dedikert innløpstunnel. Vannet hentes relativt dypt i Fensfjorden for å sikre at det har lite organisk forurensning og lav temperatur.

Fra innløpstunnelen ledes vannet gjennom sluseporten til grovfiltre som kan fjerne større fremmedlegemer og forurensninger fra sjøvannet før det ledes videre til roterende sjøvannsfiltre for fjerning av finere partikler. Hver filterpakke har en kapasitet på ca. 45 000 m³/t. Fangstanleggene vil ha behov for to filterpakker, og den siste vil måtte installeres ved en eventuell kapasitetsutvidelse til 90 000 m³/t. Det vil normalt være én filterpakke i drift og én i reserve. Hver filterpakke har sluseporter som kan stenges, slik at utstyret kan vedlikeholdes ved normal drift.

Etter at sjøvannet er renset for uønskede partikler og fremmedlegemer, sendes det til sjøvannspumpene. Sjøvannspumpene vil pumpe vannet fra den nye sjøvannsgropen til forbrukerne. Sjøvannet løftes til et nivå definert av forbrukerne i størst høydenivå med høyest trykk.

Det er normalt tre pumper i drift og én i reserve. Hver pumpe har typisk en kapasitet på ca. 12 500 m³/t med et leveransetrykk på ca. 5,5 barg, som er nødvendig for å pumpe sjøvann gjennom systemet og tilbake til sjøvannsreturen. Sjøvannspumpene installeres med en samlet kapasitet på ca. 20 000-40 000 m³/t. Det vil være ledige pumpeplasseringer i sjøvannsgropen for eventuell framtidig utvidelse.

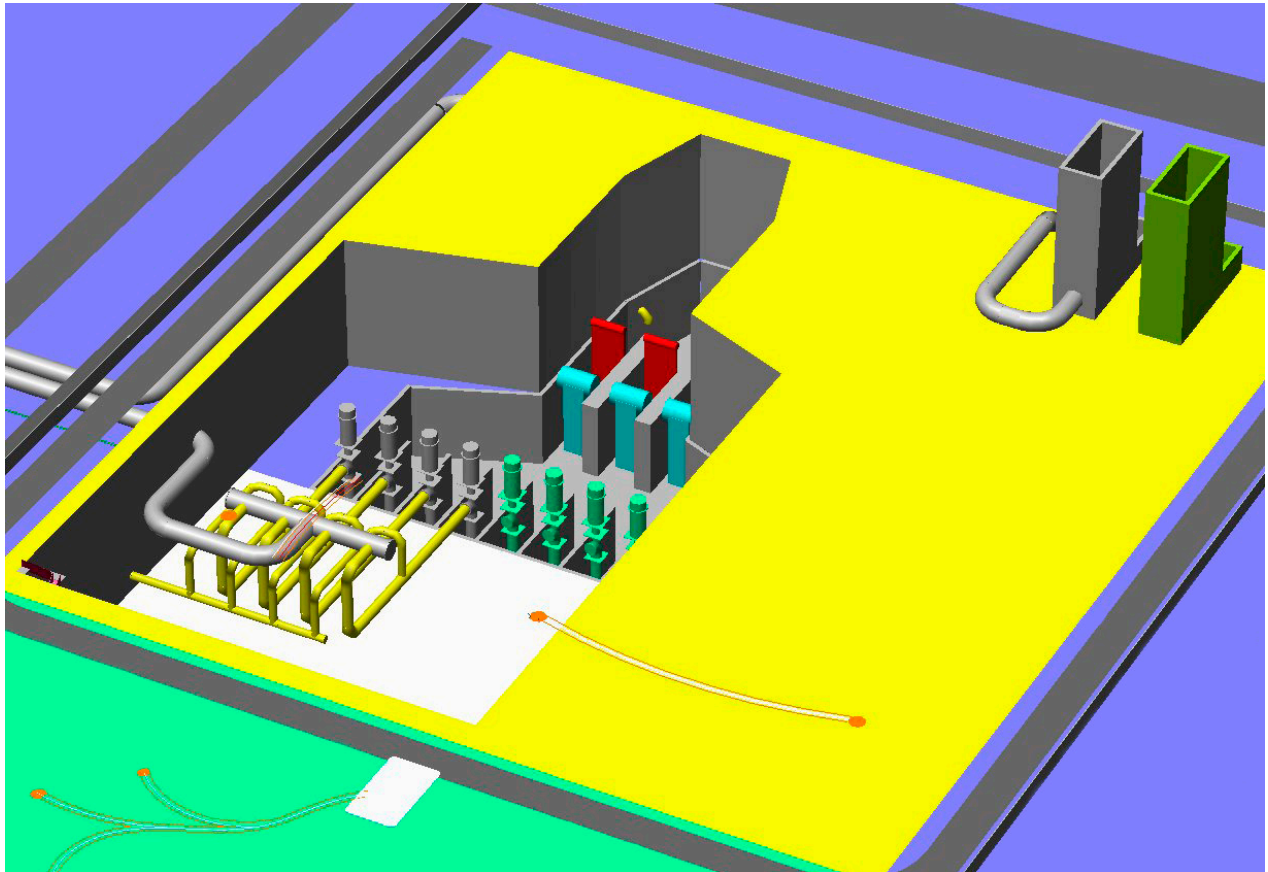
Planlagt sjøvannsgrop med installerte pumper vises i figur 2.10.

For å kontrollere trykket i sjøvannssystemet strømmer sjøvannet ut over et overløp som er ca. 12,5 meter høyt. Overløpet dimensjoneres med en total kapasitet på 20 000-40 000 m³/t.

Sjøvannsretur føres ut i fjorden via en dedikert utløpstunnel. Denne tunnelen er dimensjonert for samme strømningsrate som innløpstunnelen og har to utløp til Fensfjorden. Følgende design av utløpsstrukturen er foreløpig prosjektert:

- Utløpsdybde: -60 meter
- Utløpsvinkel: 0° (horisontalt utløp)
- Antall utløp: 2

Den endelige dybden på inn- og utløpstunnelene vil bli avgjort i neste prosjektfase. Foreløpige tall fra dispersjonsstudier tyder på at disse tunnelene må dypere.



Figur 2.10 Sjøvannsgrop med pumper og filterpakker.

En skisse av innløpstunnelen og utløpstunnelen er vist i kapittel 2.10.3.3 Sjøvannssystem.

Temperaturforskjellen mellom inngående og utgående kjølevann skal være så liten at det ikke forekommer uheldige effekter i resipienten (Fensfjorden) på grunn av temperaturendring.

Det er blitt utført en studie der spredning av varmt kjølevann og effekter i resipienten er vurdert. Her er det lagt særlig vekt på hvordan kjølevannet kan ledes ut slik at det ikke gir noen negative miljøpåvirkninger. Utløpsdybde, temperatur, utløpsvinkel og antall utløp fra utløpstunnelen er faktorer som er tatt med i vurderingen av designet på utløpsstrukturen.

Det er også tatt i betraktning utslipp fra eksisterende anlegg på Mongstad og andre framtidige prosjekter som vil kunne tilføre Fensfjorden varmt kjølevann. Konsekvensene for resipienten er diskutert nærmere i kapittel 3.2.2 Utslipp til sjø.

Prosjektet har identifisert en mulighet for gjenvinning av energi ved bruk av en turbin på kjølevannsutløpet, tilsvarende slik det gjøres i et vannkraftverk. Dette må utredes nærmere i neste prosjektfase.

Det er utført studier hvor både damp og elektrisk kraft er vurdert som drivere for sjøvannspumpene. Elektrisk kraft er anbefalt som driver for sjøvannspumpene på grunn av teknologimodenhet og nødvendig størrelse på pumpene.

En lukket kjølekrets med vann og glykol vil kjøle smøreoljen til pumper, kompressorer og vifter. Det er estimert et kjølebehov for de ulike utstyrsenhetene. Varmen som tas opp av kjølemediet, overføres til sjøvannet i kjølemediet/sjøvannsvarmeveksleren.

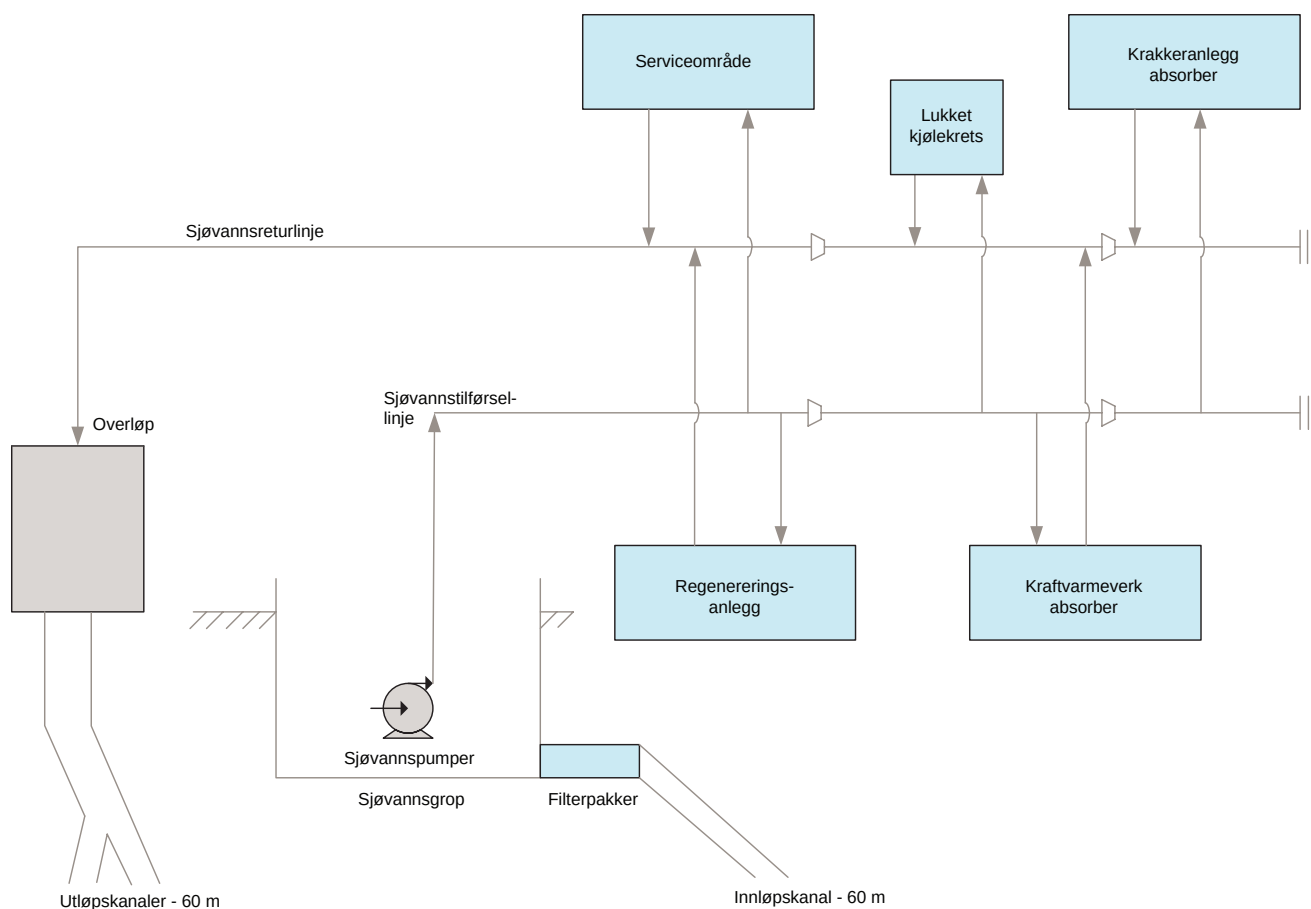
Den lukkede kjølekretsen vil bestå av følgende utstyr:

- Ekspansjonstank
- 2 sirkulasjonspumper (2 x 100 %)
- 2 titanvarmevekslere (2 x 100 %)

Kjølevannssystemer som benytter sjøvann, kan være utsatt for begroing som tetter til varmevekslere og rør. Det er derfor planlagt muligheter for temporær fjerning av biologisk vekst i utstyret ved hjelp av kjemikalievask. For å unngå korrosjon i systemet vil varmevekslerne designes i titan.

Det er vurdert en løsning med et underjordisk sjøvannsbasseng som alternativ til sjøvannsgropen. Prosjektet anbefaler løsningen med sjøvannsgrop på grunn av større risiko og usikkerhet i forbindelse med et underjordisk sjøvannsbasseng. De to alternativene kom relativt likt ut kostnadmessig og vil bli vurdert nærmere i neste prosjektfase.

Et flytskjema for sjøvannssystemet er vist i figur 2.11.



Figur 2.11 Flytskjema for sjøvannssystemet.

2.8.6 System for demineralisert vann

Demineralisert vann (renset ferskvann) er nødvendig i fangstanleggene for å dekke følgende funksjoner:

- Etterfylling av vann i fangstanleggene for å opprettholde vannbalansen.
- Vaskevann i absorpsjonstårnet.
- Fortynning av aminer og lut som benyttes i prosessen.
- Påfylling til kjelevann i dampsystemet.
- Oppstarts-fylling av gasskjølere.

Eksisterende anlegg for produksjon av demineralisert vann er fullt utnyttet og ikke egnet for utvidelse, og det anbefales derfor en ny enhet. Behovet for demineralisert vann i fangstanleggene er estimert til å være ca. 30 m³/t. Raten vil variere noe mellom ulike aminlisenser, men 30 m³/t er antatt å være tilfredsstillende. Anlegget er også dimensjonert for et framtidig tilleggsbehov i raffineriet på 30 m³/t og behov i dampkjelene på 20 m³/t som følge av fangstanleggene. Den totale kapasiteten for demineralisert vann er derfor prosjektert for 80 m³/t. Størrelsen må vurderes i neste prosjektfase.

Produksjonen av demineralisert vann vil baseres på kondensert vann fra eksosgassen fra kraftvarmeanlegget. Ved å bruke kondensert vann fra eksosgassen vil utslippet til Fensfjorden kunne reduseres. Ved full drift av kraftvarmeanlegget vil det være tilgjengelig 50-100 tonn/time kondensert vann for bruk som føde til demineraliseringsanlegget.

Pakken for demineralisert vann vil bestå av følgende utstyrskomponenter:

- Demineraliseringsenhet
- Nødvendige pumper og tanker
- Buffertank med kapasitet for én dags forbruk (1 920 m³)
- Lagring av kjemikalier er nødvendig innenfor pakken
- Behandling av spillvannsutslipp til sjø

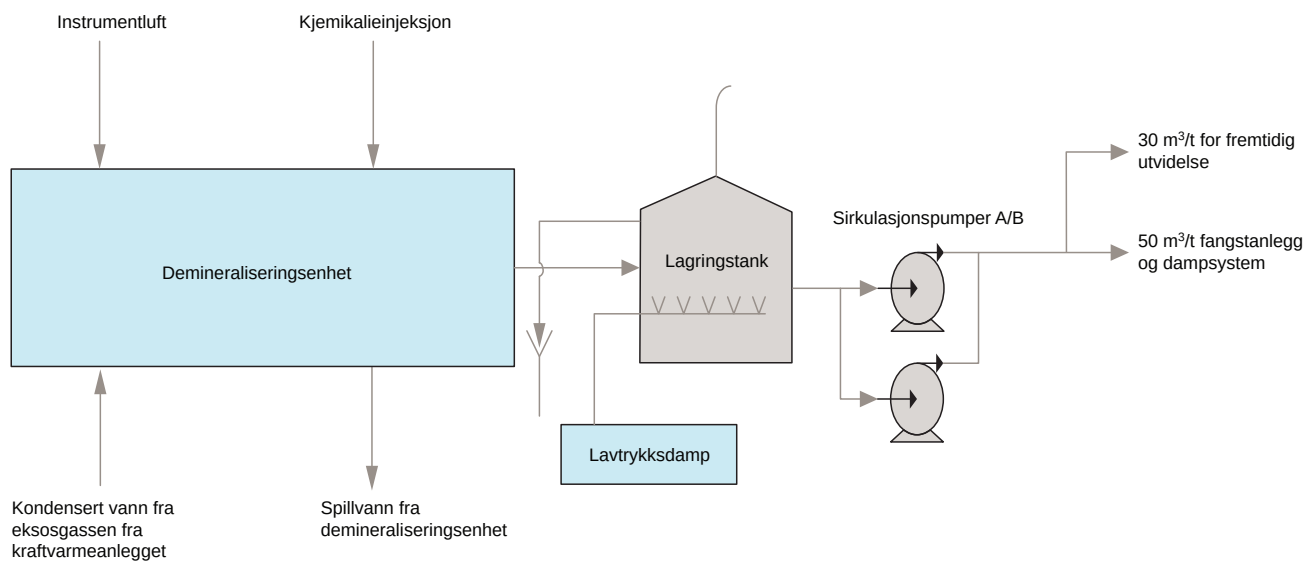
På grunn av størrelsen på demineraliseringsanlegget og spesielt buffertanken (16 m i diameter og 12 m høy) anbefales det at dette plasseres på det nye serviceområdet (S104).

Spillvannet fra demineraliseringspakken vil være ammoniakkholdig. Denne strømmen kan enten sendes til renseanlegg for fjerning av nitrogen eller til sjø. Endelig beslutning vil bli tatt i senere prosjektfase. Konsekvensene av nitrogenutslipp til fjorden beskrives nærmere i kapittel 3.2.2 Utslipp til sjø.

Nødvendige hjelpesystemer som demineraliseringspakken trenger, er:

- instrumentluft
- nitrogen
- elektrisk kraft
- damp
- sjøvann
- kjemikalier

Et flytskjema for demineraliseringspakken er vist i figur 2.12.



Figur 2.12 Flytskjema for demineralisert vann.

2.8.7 Kjemikaliesystem

Fangstanleggene vil ha behov for lagring og bruk av ulike kjemikalier. Dette gjelder følgende kjemikalier:

- **Aminer:** Lagres på fangstområdet. Lagertankene har teppegass av nitrogen for å unngå luftinntrengning og nedbrytning.
- **Lut:** Benyttes til å fjerne varmestabile salter i aminløsningen og til fjerning av svovel fra røygassen fra krakkeranlegget.
- **Skumdemper:** Avhengig av valgt type amin vil dette kjemikaliyet være nødvendig i enkelte perioder. Det er ikke antatt kontinuerlig bruk.
- **Korrosjonsinhibitor:** Avhengig av endelig materialvalg og type amin.
- **Oksygenfjerner:** Fjerner oksygen fra vann til dampgenerering i kjelene på Mongstad.
- **Nøytralisering:** En nøytraliseringspakke lokalisert i serviceområdet vil ha behov for syre og lut.

Transport, fylling og lagring vil bli utformet slik at negative HMS-effekter unngås. Verneutstyr, nøddusjer og øyespyleenheter vil bli installert. Videre vil slangekoplinger og påfylling bli utformet slik at feilblanding unngås.

2.8.8 Elektromodifikasjoner

Fangstanleggene, eksportsystemene og tilstøtende hjelpesystemer vil kreve betydelige mengder elkraft - foreløpig beregnet til ca. 55 MW. Dagens totale behov for elkraft på raffineriet er ca. 60 MW, og dagens elektriske distribusjonssystem har ikke kapasitet til å forsyne de nye planlagte anleggene. Det må derfor bygges ut større kapasitet i det elektriske distribusjonssystemet.

Raffineriet er tilkopledd BKK Netts regionale 132 kV nett i Hordaland. Dette nettet har erfaringsmessig en tilfredsstillende regularitet. Det er vurdert slik at regulariteten vil være tilnærmet uforandret etter at kraftvarmeverket og fangstanleggene er satt i drift.

For å forsyne fangstanleggene med elkraft vil det bli bygget en ny understasjon (SUB-stasjon) der det vil bli installert en rekke koplingsanlegg, tavler og UPSer (UPS = avbruddsfri strømforsyning).

Det vil bli bygget et 6 kV nødsystem med to nødgeneratorer for forsyning i tilfelle strømavbrudd. Dette legges i sikker avstand fra raffineriområdet. Det er foreløpig forutsatt at det vil bli installert fire større frekvensomformere i størrelsesordenen 5 til 12 MW til forsyning av store motordrifter.

Det er planlagt å kople seg til kraftnettet med de eksisterende 132 kV kablene som ligger rett vest for den planlagte nye understasjonen. Disse kablene benyttes i dag for å overføre kraft fra kraftvarmeverket til kraftnettet. Det ligger redundante kabelsett (2 x 100 % kapasitet), og det er utarbeidet en plan for å kunne kople til den nye understasjonen uten at det skal være nødvendig å ta kraftvarmeverket ut av produksjon.

Selv om disse nye elektroanleggene anses som en stor og omfattende utbygging, benyttes utelukkende kjent teknologi, og det er følgelig ikke forventet at det blir nødvendig med teknologikvalifisering. Det er mange aktuelle leverandører til det elektriske utstyret og de tilhørende kontrollsistemene.

Det vil være nødvendig med konsesjon for utvidelsen av 132 kV elektroanleggene. Det vil også måtte søkes om godkjenning fra Statnett i henhold til Forskrift om Systemansvar § 14. Det er ikke forventet noen innsigelser fra NVE, Statnett eller berørte konsesjonærer i den forbindelse.

2.8.9 Kopling til prosesskontroll- og nødavstengningssystem

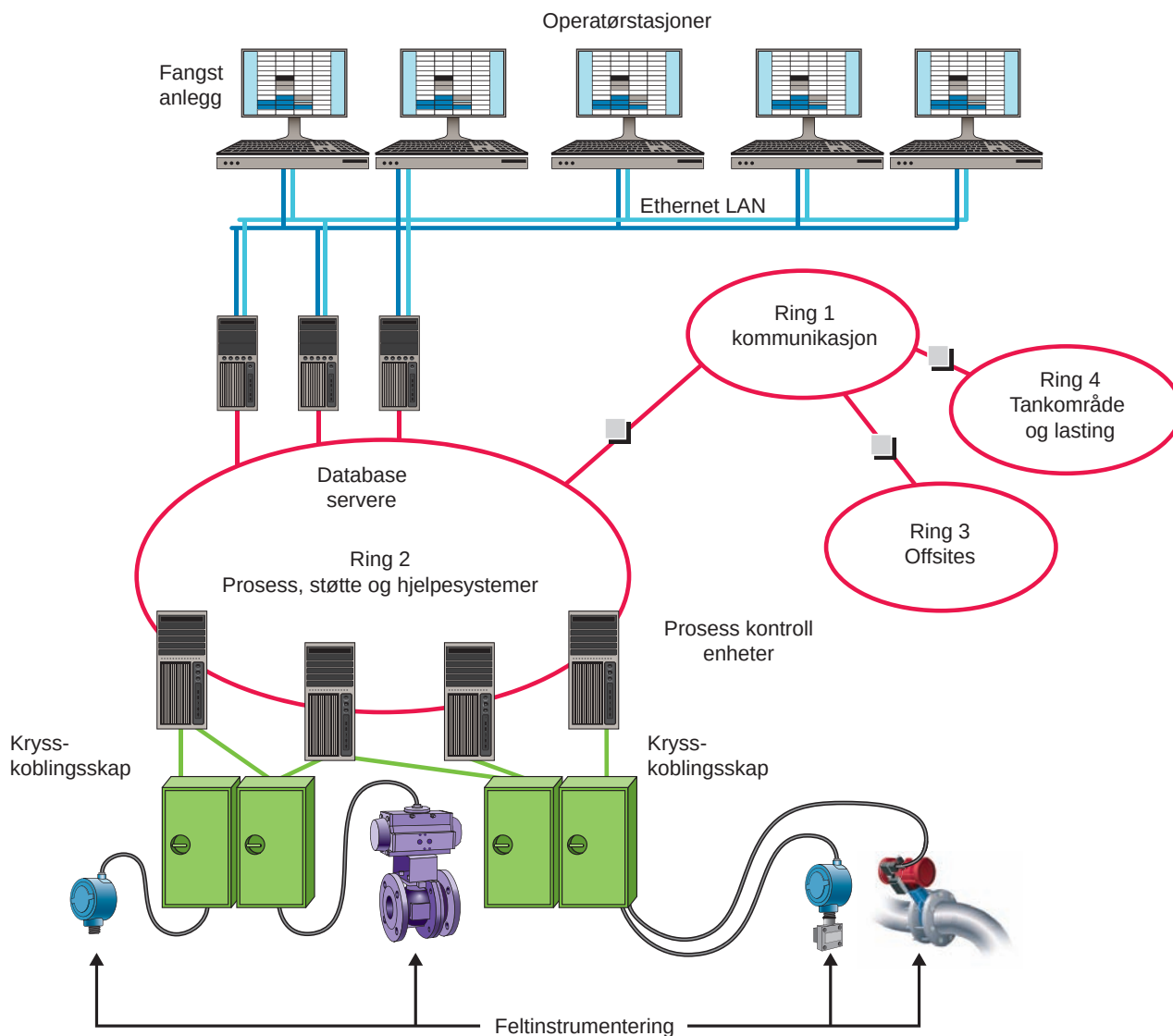
Alt utstyr i fangstanleggene skal styres fra det sentrale kontrollrommet på lik linje med eksisterende raffinerianlegg. Fangstanleggenes instrumentsignaler vil koples sammen med raffineriets eksisterende prosesskontrollsystem, nødnedstengingssystem og brann- og gassdeteksjonssystem. Det må installeres et nytt system for gassdetektering av CO₂. Det er beregnet at fangstanleggene vil ha omtrent 2 000 nye signaler som må håndteres av de aktuelle systemene.

Alle signalene fra fangstanleggene og det nye serviceområdet vil samles i en ny kombinert kraft- og instrumentstasjon, se Figur 2.13. Se også 2.8.8 Elektromodifikasjoner. Lokal instrumentering i fangstanleggene vil bygges etter de samme standardene som benyttes i raffineriet for øvrig.

Signaler som er av betydning for driften av CO₂-eksportørledningen (produktspesifikasjoner, mengder, kvalitet o.l.), skal kunne overføres i sanntid til operatør for CO₂-eksportørledning.

Alle prosessdata (trykk, temperatur, mengderater, sanntidsanalysatorer) samles og lagres i sanntid.

Figur 2.13 viser koplingen mellom de lokale instrumentsignalene og den sentrale operatørstasjonen:



Figur 2.13 Oppbygging av instrumenttilkopling.

2.9 Tilkopling til røykgasskildene

Dette kapittelet beskriver den fysiske utforming av røyk- og eksosgasstilkopling til eksisterende skorsteiner. Det antas at disse tilkoplingene kan gjøres prosjekteringsmessig uavhengig av fangstanleggene, og at de vil være generiske og gyldige uavhengig av teknologivalg.

2.9.1 Tilkopling til kraftvarmeverkets skorsteiner

Figur 2.14 viser den anbefalte tilkoplingen til kraftvarmeverkets skorsteiner.

Kraftvarmeverket er utformet med to skorsteiner for eksosgass som fangstanlegget skal knyttes opp til med eksosgasskanaler.

Eksosgasskanalen vil bli utstyrt med en nedstrøms blåser som skal transportere eksosgassen fra skorsteinene til fangstanlegget. Ved normal drift vil ca. 1 550 tonn/time eksosgass gå fra hver skorstein til kraftvarmeanlegget ved ca. 194 °C og 0,02 barg. Temperaturen vil kunne variere noe ved ulike driftsmodi i kraftvarmeverket.

Hver av skorsteinene i kraftvarmeverket har en ytre diameter på 6 meter. De nye eksosgasskanalene er foreslått å ha rektangulær form (6 m x 4,9 m) med et tverrsnittsareal på 28,4 m². En rektangulær form er å foretrekke i forhold til en sirkulær av kostnad- og installasjonsmessige årsaker.

Eksosgasskanalene er symmetrisk utformet og går sammen til en felles eksosgasskanal. Det er også foreslått en felles eksosgasskanal med rektangulær form (8,8 m x 6,5 m) og et tverrsnittsareal på 57,0 m². Ved normal drift vil ca. 3 100 tonn/time eksosgass gå i felles eksosgasskanal til fangstanlegget.

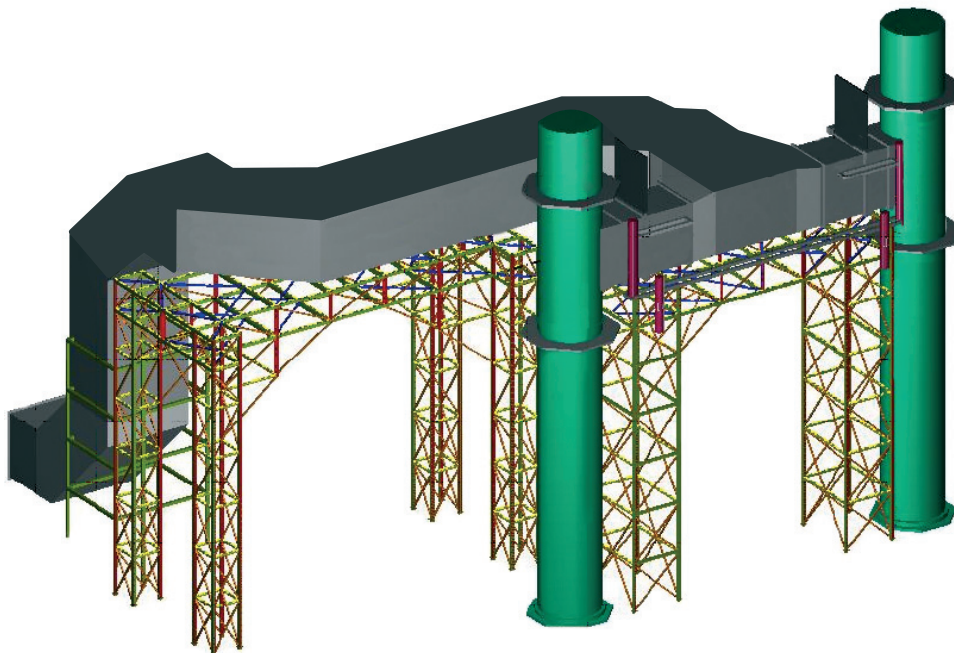
Giljotiner vil bli installert nærmest mulig oppkoplingspunktene til hver skorstein for å kunne isolere eksosgasskanalene ved behov. Det skal være mulig å gjøre vedlikehold på én av turbinene i kraftvarmeverket mens den andre er i drift.

En blåser vil bli plassert i en felles eksosgasskanal på bakkeplan etter varmegjenvinningsenheten og eksosgasskjøleren.

Maksimal tillatt hastighet på eksosgassen i kanalene må baseres på støy- og vibrasjonsvurderinger og er antatt å ligge på rundt 20 meter pr. sekund. Denne hastigheten er benyttet for prosjektering i denne prosjektfasen.

Endelige design av kanalene blir gjort i de neste prosjektfasene. Kontrollfilosofien for blåseren beskrives i kapittel 2.9.1.3 Kontrollfilosofi.

En eksosgasskanal for TCM er planlagt tilkoplest søndre skorstein på kraftvarmeverket under tilkoplingspunktet for fullskalaprojektet.



Figur 2.14 Tilkopling til kraftvarmeverkets skorsteiner.

2.9.1.1 Installasjonsfilosofi

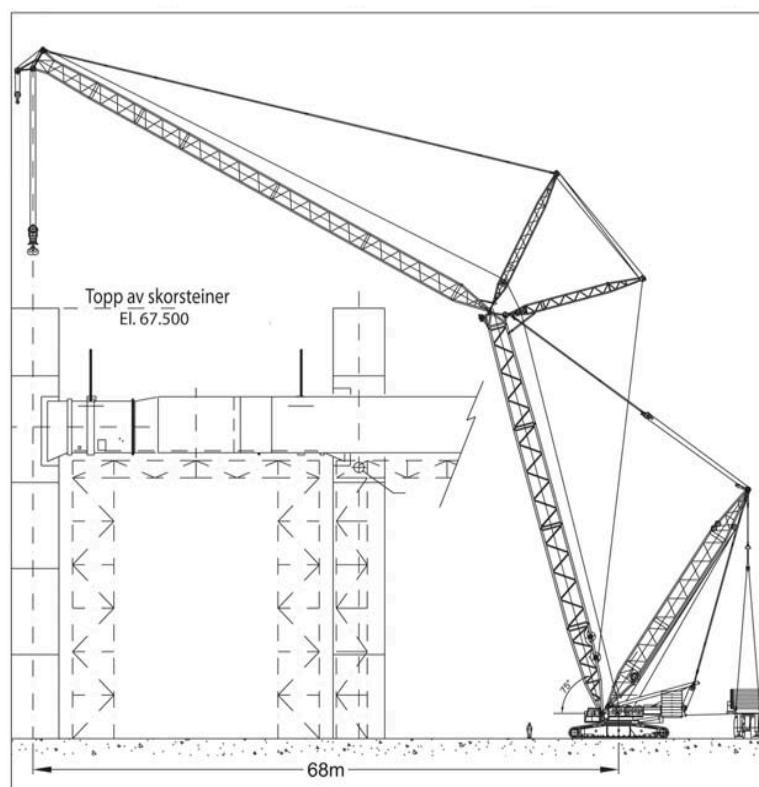
Ved sammenkopling av eksosgasskanalene og skorsteinene i varmekraftverket må de øverste seksjonene av skorsteinene løftes av og erstattes med nye modifiserte seksjoner. De nye seksjonene til skorsteinene vil være utstyrt med flenser for oppkopling til eksosgasskanalene. Eksisterende seksjoner av skorsteinene er boltet sammen og utstyrt med løfteanordninger som vil kunne brukes ved demontering. De nye seksjonene på hver skorstein vil kunne løftes på den eksisterende bunnseksjonen av skorsteinen og boltes fast i riktig posisjon.

De rektangulære eksosgasskanalene vil kunne løftes på plass med den samme kranen som brukes til skorsteinene. Kranen vil kreve et stort tilgjengelig område for montering og drift. De eksisterende veiene i området er ikke tilstrekkelig store for dette formålet.

Det vil være en utfordring å gjennomføre kranoperasjonen ved simultan operasjon av raffineriets systemer knyttet til kraftvarmeverket (oljeforvarming og fyrgassforbehandling). Det sikkerhetsmessige må utredes nærmere i neste prosjektfase. En mulig konsekvens kan være nedstenging av disse systemene under gjennomføring av løfteoperasjonen. Mulig gjennomføring i en revisjonsstans må vurderes i denne sammenheng for å minimalisere eventuelle negative effekter på raffineriet.

Selve innløftingsoperasjonen inkludert opp- og nedrigging av kranen er antatt å ta tre til fire uker. De ulike eksoskanalelementene er foreslått prefabrikkert tilpasset krankapasitet og planlagt bærestruktur.

Figur 2.15 viser tenkt plassering av kranen i forhold til installasjon:



Figur 2.15 Eksempel på løfteoperasjon.

2.9.1.2 Materialvalg og kanalløsning

Eksosgasskanalene designes i rustfritt stål som blir isolert mot omgivelsene for å unngå ytre korrosjonsskader. Det er bare noen få leverandører i verden som kan levere slike eksosgasskanaler, og den endelige designløsningen vil være spesialkonstruert for prosjektet. Det vil stille store krav til kompetanse og tidligere erfaringer ved valg av eksoskanalleverandør.

Figur 2.16 viser typiske eksosgasselementer fra en mulig leverandør til prosjektet.

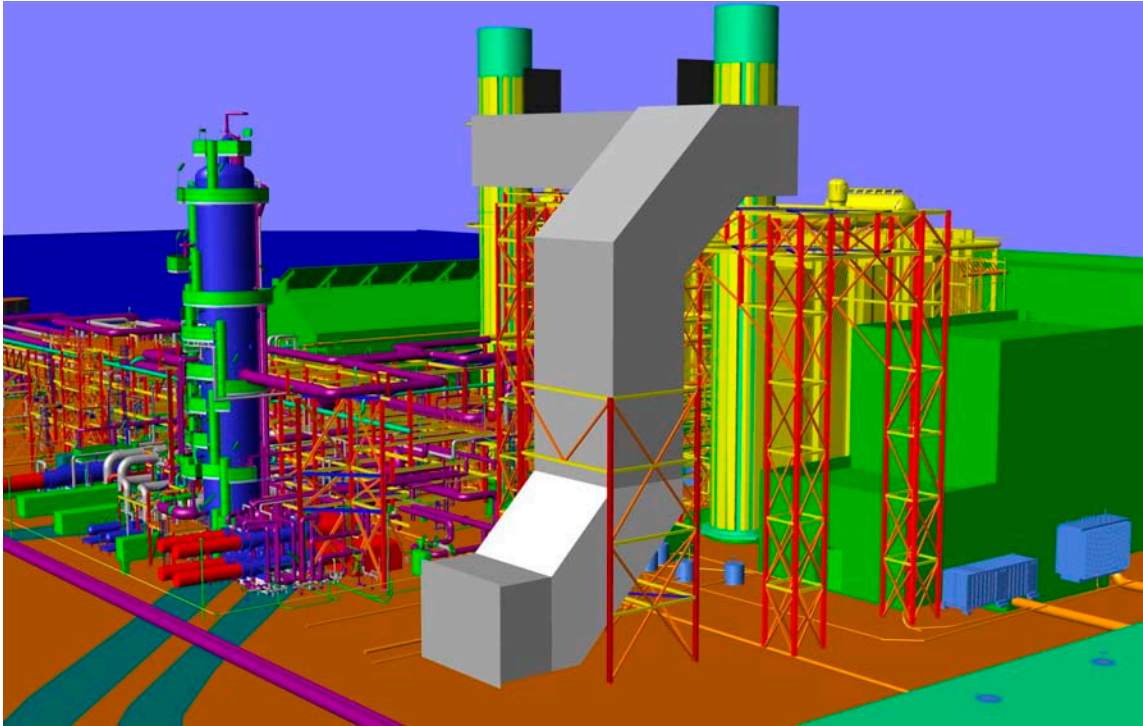


Figur 2.16 Eksempel på design for eksosgasskanal (Kilde: Moran Iron Works).

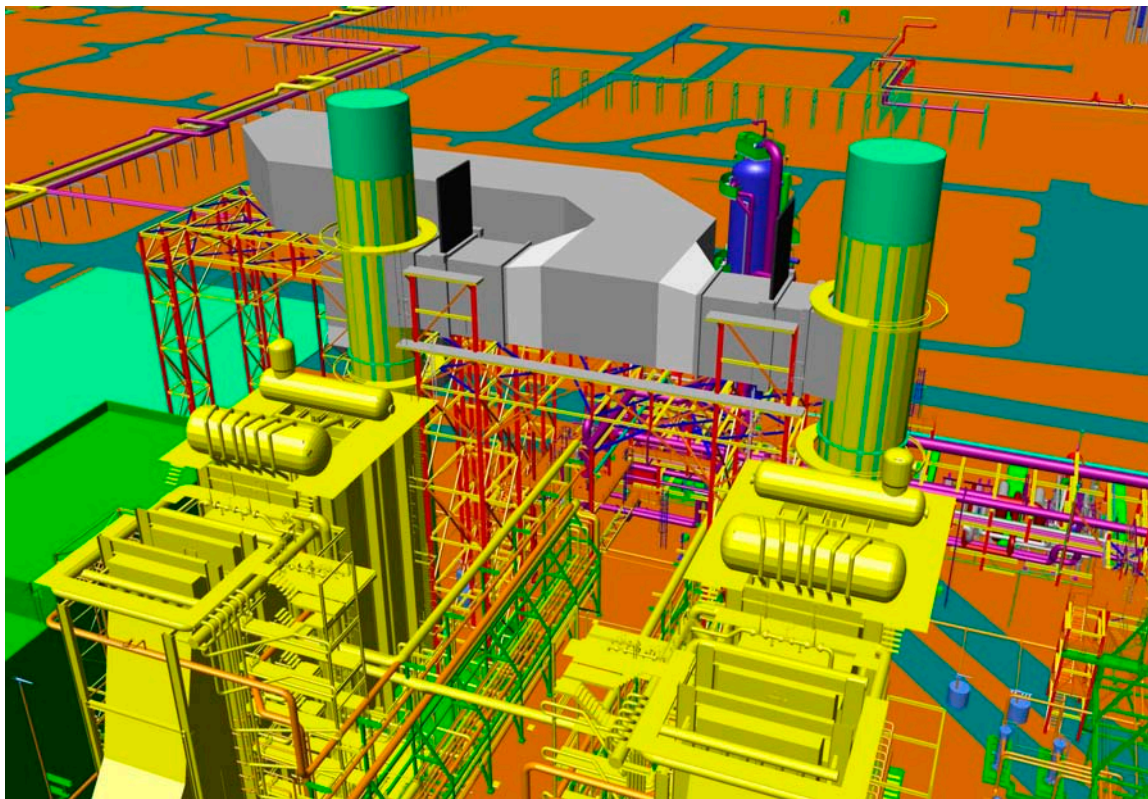
Det vil kreve betydelig fundamentering og struktur for eksosgasskanalene. Dette vil være utfordrende på grunn av eksisterende prosessutstyr i området rundt kraftvarmeverket. Sammenkoplingen av eksosgasskanalene og skorsteinene i kraftvarmeverket vil være ca. 36 meter over bakkenivå.

Eksosgasskanalen vil ha en samlet lengde (inkludert avstanden mellom skorsteinene) på ca. 162 meter før den felles eksosgasskanalen går inn i fangstanlegget.

Eksisterende kraftvarmeverk med eksosgasskanaler til fangstanlegget er vist i figur 2.17 og figur 2.18.



Figur 2.17 Kraftvarmeverket med eksoskanaler.

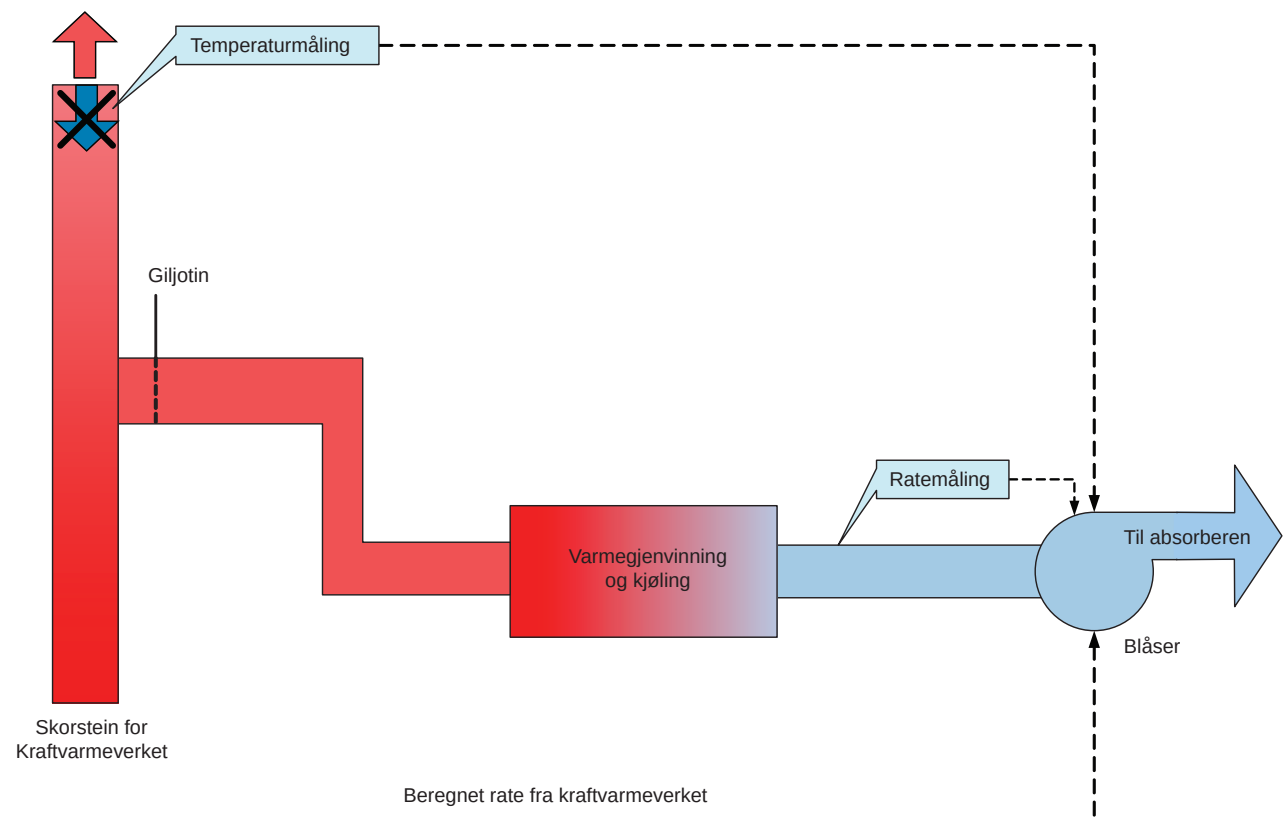


Figur 2.18 Kraftvarmeverkets eksoskanaler sett fra øst.

2.9.1.3 Kontrollfilosofi

Som beskrevet i 2.6.2.1 Røykgass fra krakkeranlegg og eksosgass fra kraftvarmeverk er det et mål å ikke trekke inn unødvendig luft og oksygen fra omgivelsene til fangstanlegget. Samtidig er det et mål å fange så mye CO₂ som mulig fra kraftvarmeverket. Disse to målene er motstridende og stiller store krav til kontrollsystemet.

Figur 2.19 viser den anbefalte kontrollfilosofien for kraftvarmeverket:



Figur 2.19 Kontrollfilosofi for eksosgassekstraksjon for kraftvarmeverket.

En blåser med variabel hastighet eller justerbare skovleblader er anbefalt for å kontrollere mengden eksosgass fra skorsteinene. Det endelige valget gjøres i prosjektets detaljfase.

En ratemåler for eksosgass vil bli installert i eksosgasskanalen. Det er vurdert som svært vanskelig å måle eksosgassmengden med tilstrekkelig nøyaktighet. Beregnet eksosgassrate bør benyttes som en kontrollparameter for det som fanges.

Det vil også bli installert temperaturovervåking som viser om det trekkes inn kald luft fra omgivelsene. Eksosgassen har en temperatur på ca. 200 °C, og omgivelsestemperaturen vil ligge på mellom -10 °C og 27 °C.

På denne måten vil man ha tre mer eller mindre uavhengige systemer som kontrollerer avtaket av eksosgass fra skorsteinene.

Det skal også installeres mulighet for isolering av eksosgassavtaket mot skorsteinen i form av to såkalte giljotiner, én for hver skorstein. Disse kan lukkes i forbindelse med vedlikehold eller når man ønsker å isolere fangstanlegget fra kraftvarmeverket. En av giljotinene vil også stenges i forbindelse med nedstengning eller utfall av en av gassturbinene i kraftvarmeverket for å unngå luftinntrengning via skorsteinen som ikke er i bruk.

2.9.2 Tilkopling til krakkerskorstein

Røykgass fra krakkeranlegget strømmer i dag gjennom en sjøvannsvasker før den går til atmosfæren gjennom en egen skorstein. Temperaturen på røykgassen etter sjøvannsvaskeren er mellom 15 °C og 25 °C. For å få tilstrekkelig spredning og løft på røykgassen blandes det i dag inn varm luft fra en egen hjelpebrenner med en temperatur på 570 °C. Røykgassen ut av skorsteinen har under normal drift en temperatur på 125 °C.

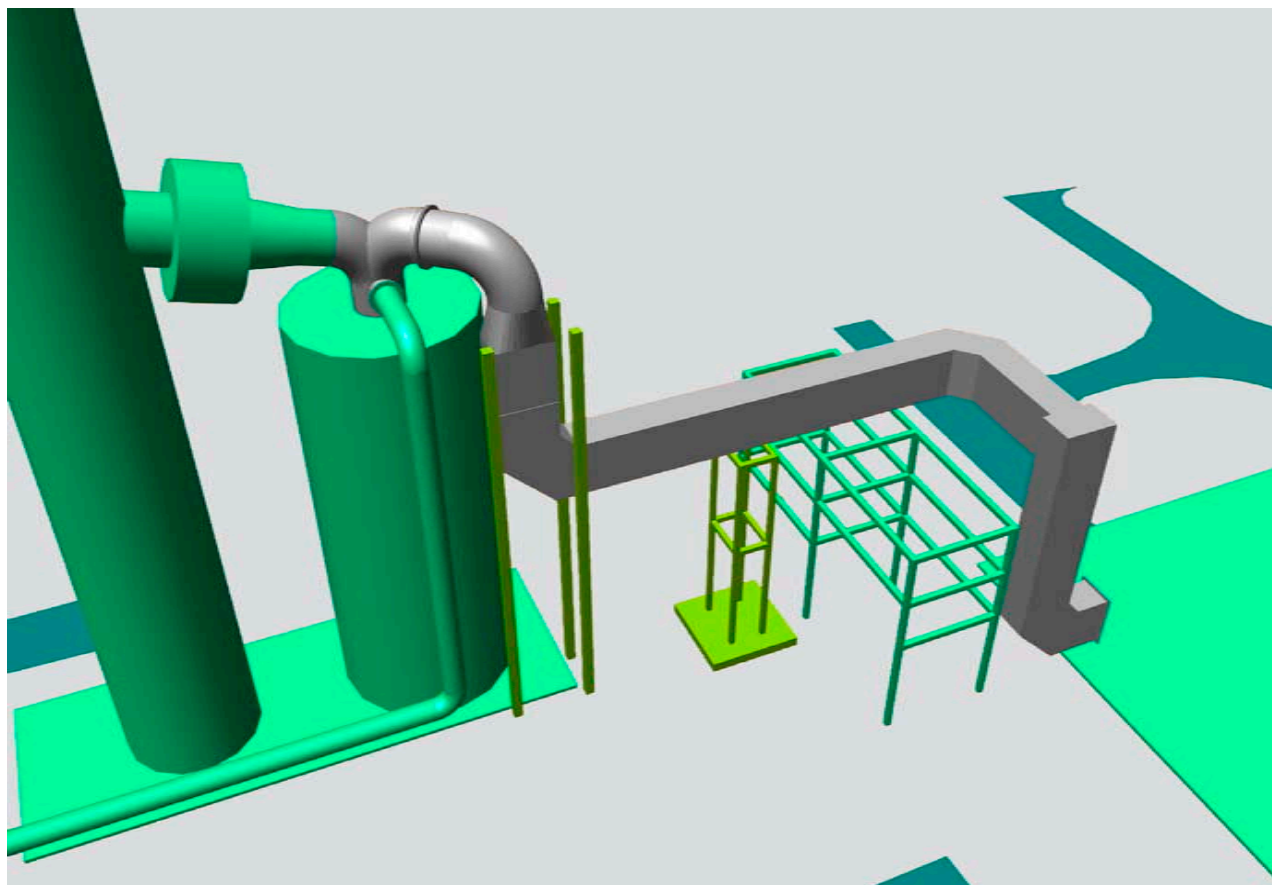
Fangstanlegget vil kople seg til på bendet mellom sjøvannsvaskeren og skorsteinen (se figur 2.20).



Figur 2.20 Bilde av krakkerskorstein og sjøvannsvasker.

Den nye røykgasskanalen kan ikke støttes på sjøvannsvaskeren, så en ny bærestruktur vil bli installert. Røykgassen føres ned til bakkenivå for videre behandling i fangstanlegget.

Figur 2.21 viser den foreslåtte tilkoplingen for røykgasskanalen.



Figur 2.21 Tilknytning for røykgasskanal til krakkeranlegget.

2.9.2.1 Beskrivelse av urenheter i røykgassen fra krakkeranlegget

Utfordringen med røykgassen fra krakkeranlegget er at den inneholder store mengder svoveloksider (SO_x), katalysatorpartikler og sjøvann som ikke anbefales overført til et aminbasert fangstanlegg.

Svoveloksider

Røykgassen fra krakkeranlegget inneholder rundt 30 ppmv SO_2 og 1 ppmv SO_3 etter at den har passert den eksisterende sjøvannsvaskeren. Sjøvannsvaskeren vasker ut det meste av svovelkomponenter fra krakkeranlegget og kjøler samtidig ned gassen til 15-25 °C. Mengden reduseres her fra mange hundre ppm til 30 ppm. Dette vil fortsatt være for mye for en aminprosess, og mengden vil måtte reduseres ytterligere ettersom svovelkomponenter bidrar til degradering av aminer og dannelsen av varmem stabile salter. Ved degradering av aminet kan det også oppstå uønskede nedbrytningsprodukter med tilhørende negative HMS-egenskaper.

Svovelinnholdet bør reduseres med ytterligere 90 % i en egen avsvovlingsenhet før CO_2 -fangst. Dette vil redusere aminanleggets driftskostnader og de eksisterende svovelutslippene fra dagens krakkeranlegg.

Figur 2.22 viser katalysatormasse avsatt på en inspeksjonsflens i røykgasskanalen til skorsteinen.



Figur 2.22 Avsetning av katalysatorpartikler.

Sjøvannsmedrivning

Sjøvannsvaskeren er utstyrt med en dråpefanger som skal hindre medrivning av sjøvann i røykgassen, men prosjektet har målt vesentlig medrivning under normal drift. Målingene er utført med såkalt "isokinetisk" måleutstyr og er vurdert som representative for driftssituasjonen med CO₂-fangst.

Sjøvannet inneholder klorider som vil akkumuleres i en aminprosess og skape material- og driftsproblemer. Det er målt kloridmengder opp mot 2,6 mg pr. standard kubikkmeter røykgass. Konsekvensene av kloridmedrivning vil være bruk av edle materialer og økte driftsutgifter på grunn av økt forbruk og degradering av aminløsningen i fangstanlegget.

Konsekvenser av urenheter

Alle disse urenheterne samt røykgassenes ulike egenskaper medfører at SH anbefaler uavhengige fangstanlegg for de to kildene.

Det anbefales i tillegg kvalifisering av kloridinnholdets og katalysatorpartiklenes påvirkning på drift og design samt uttesting av mulig partikkelfjerning og konsekvensene av dette før et fullskalaanlegg bygges for krakkeranlegget.

Katalysatorpartikler

Katalysatorpartikler vil følge røykgassen fra krakkeranlegget. I dag inneholder røykgassen mellom 5 og 20 milligram katalysatorpartikler pr. kubikkmeter røykgass.

Disse katalysatorpartiklene vil ha uheldige effekter på et fangstanlegg:

- Katalysatorpartiklene vil kunne avsettes på innsiden av røykgasskanalene og blokkere nedstrøms utstyr og instrumentering. De vil også bidra til økt strukturvekt og medføre omfattende krav til rengjøring og fjerning under drift. Fordi katalysatorpartiklene er våte og klebrige, blir rengjøring under drift vanskelig. Normal "tørr" partikkelfjerningsteknologi er ikke vurdert som anvendelig eller gjennomførbar. Andre løsninger og teknologier for partikkelfjerning er vurdert og må installeres.
- De fuktige katalysatorpartiklene er korrosive og krever nøye materialvurdering av alt utstyr og alle røykgasskanaler som kommer i kontakt med dem. Katalysatorpartiklene vil også inneholde komponenter som vil kunne degradere aminløsninger og føre til uønskede miljøutslipp fra fangstanlegget.

2.9.2.2 Installasjonsfilosofi

Installasjonen vil skje i et lite dedikert område sentralt på raffineriområdet. Dette gir utfordringer for installasjon og utforming av fangstanlegget. Det vil ikke være plass til både absorpsjons- og strippetårn i samme område. Strippetårnet vil derfor bli plassert i samme område som kraftvarmeverkets fangstanlegg. Svovel- og partikkelfjerning, absorpsjonstårn og blåser vil plasseres lokalt ved skorsteinen.

Røykgasskanalen fra krakkeranlegget vil ha en lengde på ca. 66 meter før den går inn i fangstanlegget.

Det er ikke mulig å gjøre tilkopling til krakkeranlegget under normal drift. Dette medfører at tilgjengelige revisjonsstanser må benyttes for tilkopling. Det må også gjennomføres en detaljert løfte- og installasjonsanalyse i prosjektets videre faser.

På grunn av krav til tilgjengelighet på krakkeranlegget anbefales det at tilknytningen til skorsteinen utføres under revisjonsstansen i 2016. Tidspunkt mellom installasjon og oppstart bør tas i betraktning for å unngå akkumulering av katalysatorpartikler og oppbygging i tilkoplingstykket.

2.9.2.3 Materialvalg og kanalløsning

Røykgasskanalen til fangstanlegget må tåle både medrivning av sjøvann, korrosive katalysatorpartikler og svovelkomponenter. Det kan i tillegg forekomme inntrengning av varmluft fra eksisterende hjelpebrenner. Videre må røykgasskanalen mekanisk sett være i stand til å håndtere definerte vind-, vær- og eksplosjonslaster.

Vekten på katalysatorpartiklene i røykgasskanalen må også tas med i designet. Det er antatt at katalysatorpartikkellag på inntil 10 cm kan bygge seg opp i lokale "dødsoner". Det må være mulig å rengjøre og fjerne denne oppbyggingen av katalysatorpartikler.

Det er vurdert en rekke ulike typer materialer. Prosjektets foreløpige anbefaling er karbonstål som er innvendig kledd med Inconel eller Epoksy. Endelig materialvalg vil bli gjort i prosjektets definisjonsfase.

2.9.2.4 Kontrollfilosofi

For fangst fra kraftvarmeverket er det et mål å ikke trekke inn unødvendig luft og oksygen fra omgivelsene eller varm luft fra eksisterende hjelpebrenner. Reguleringsstrukturen skal i tillegg fange så mye CO₂ som mulig fra krakkeranlegget.

En blåser med variabel hastighet eller justerbare skovleblader er anbefalt benyttet for å kontrollere mengden røykgass fra skorsteinen. En ratemåler for røykgass skal installeres i røykgasskanalen, men det er antatt at denne vil ha lav nøyaktighet på grunn av kanalens størrelse. For å kompensere for denne unøyaktigheten vil temperaturmålere installeres på utvalgte steder. Temperaturmålinger vil også angi i hvilken grad man trekker varm luft inn til fangstanlegget fra hjelpebrenneren.

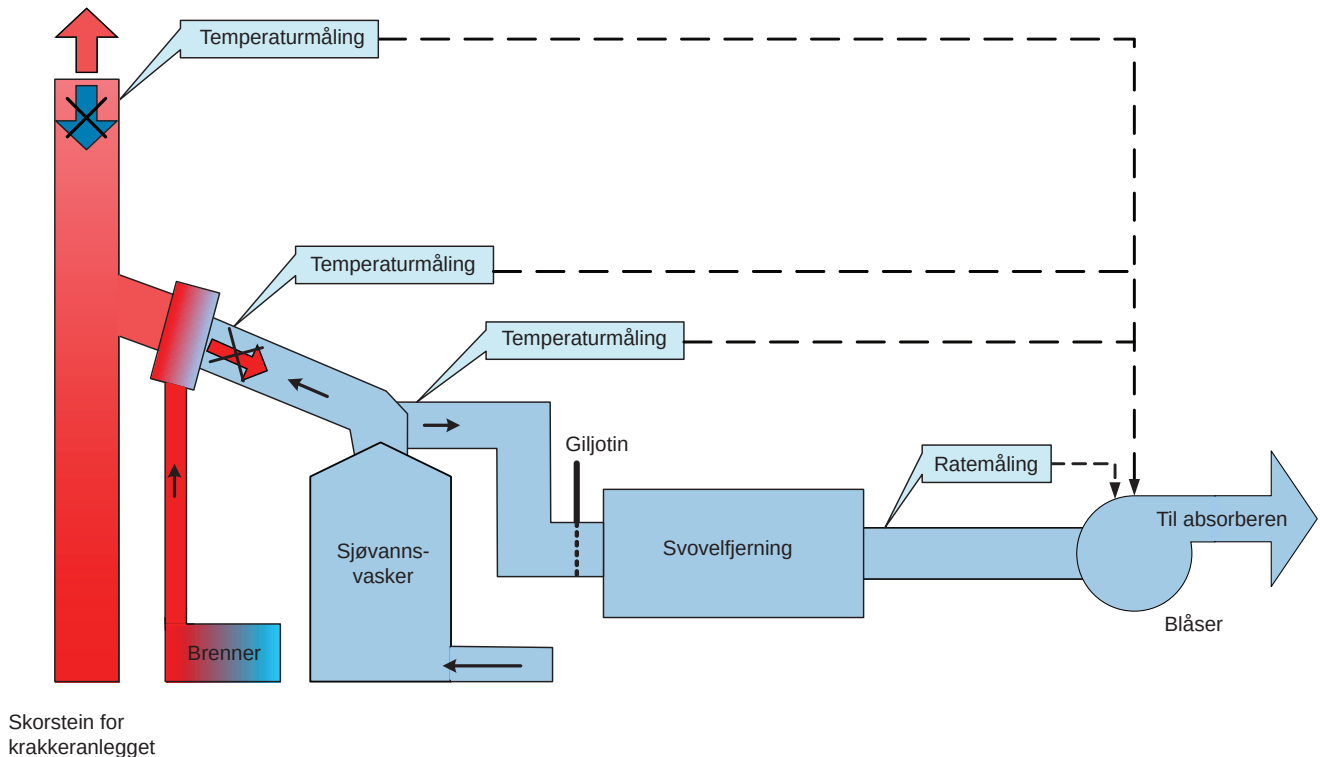
Hjelpebrenneren må være i kontinuerlig drift under normal fangstoperasjon, selv om kun 5 % av røykgassen fra krakkeranlegget slippes ut av skorsteinen. Dette sikrer:

- god dispersjon og spredning av restrøykgass
- at skorsteinen holdes varm og tørr. Uten oppvarming vil regn og kondensert vann akkumuleres i skorsteinen

Temperaturen ut fra hjelpebrenneren kontrolleres av fyrgassraten til brenneren. Ved CO₂-fangst kan hjelpebrenneren opereres med lavere mengde fyrgass. Dette vil gi et positivt bidrag til CO₂-reduksjon, og det er antatt at en reduksjon på minimum 25 000 CO₂ tonn pr. år er mulig.

Hvis fangstanlegget stenger ned, vil store mengder kald røykgass med en temperatur på 15-25 °C umiddelbart strømme til skorsteinen. Fyrgassraten må da økes tilsvarende for å sikre god spredning av røykgassen. Da denne økningen vil ta noe tid, er det en viss risiko for temperatursjokk og uønskede materialproblemer på innsiden av skorsteinen. Skorsteinen er i dag kledd med murstein som må vurderes forsterket eller oppgradert. Alternativt vil nedre del av skorsteinen kles inn med en metallkappe. Ulike løsninger vil bli videre vurdert, blant annet basert på en visuell inspeksjon under revisjonsstansen høsten 2008.

Det skal også installeres en giljotin som gir mulighet for isolering av fangstanlegget. Denne kan lukkes under vedlikehold eller når man ønsker å isolere fangstanlegget fra krakkeranlegget.



Figur 2.23 Kontrollfilosofi for røykgassekstraksjon fra krakkeranlegget.

2.10 Arealbehov

2.10.1 Områdeplan

Raffineriområdet begrenses naturlig av Fensfjorden mot nord, Mongstadbase mot øst, Litlås industriområde og RV 57 mot sør og ferjekaien i Leirvågen mot vest.

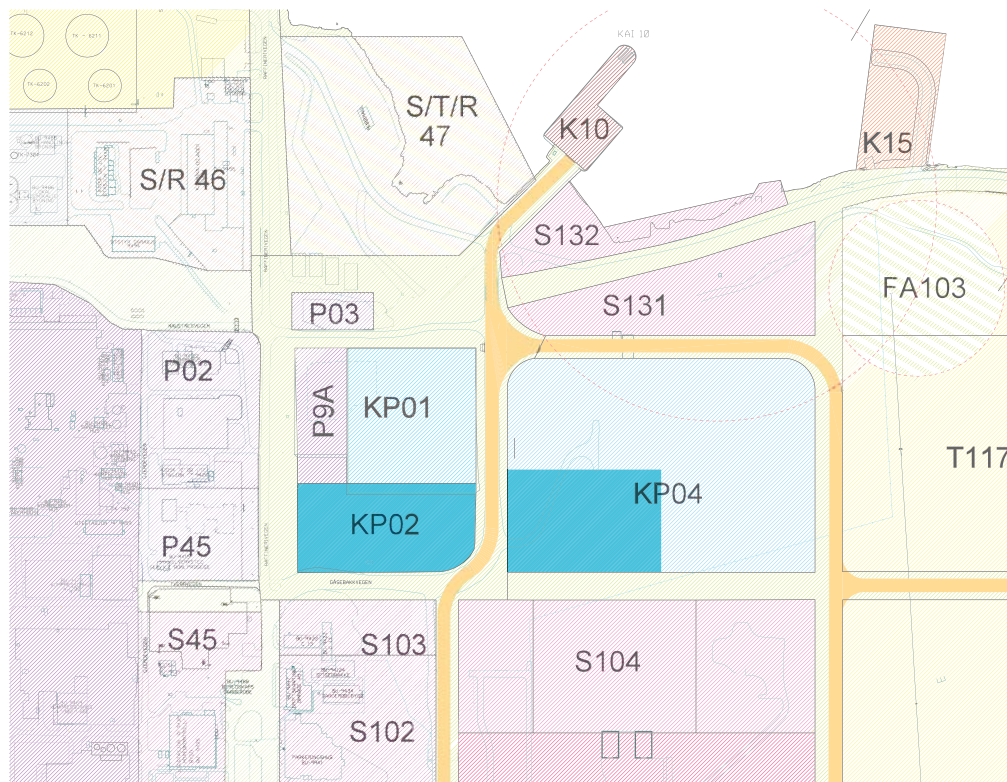
Kraftvarmeverket er plassert rett øst for raffineriet på andre siden av den såkalte "Raffineriveien". Anlegget ligger på samme planeringsnivå (+17,5 m) som resten av raffineriet. Kraftvarmeverket er det første av flere planlagte nye prosessanlegg. Området har før blitt brukt som riggområde for tidligere prosjekter og anleggsleir for raffineriet og består ellers av utmark regulert for industriformål.

Krakkeranlegget er plassert rett vest for Raffineriveien og ligger noe lengre sør enn kraftvarmeverket.

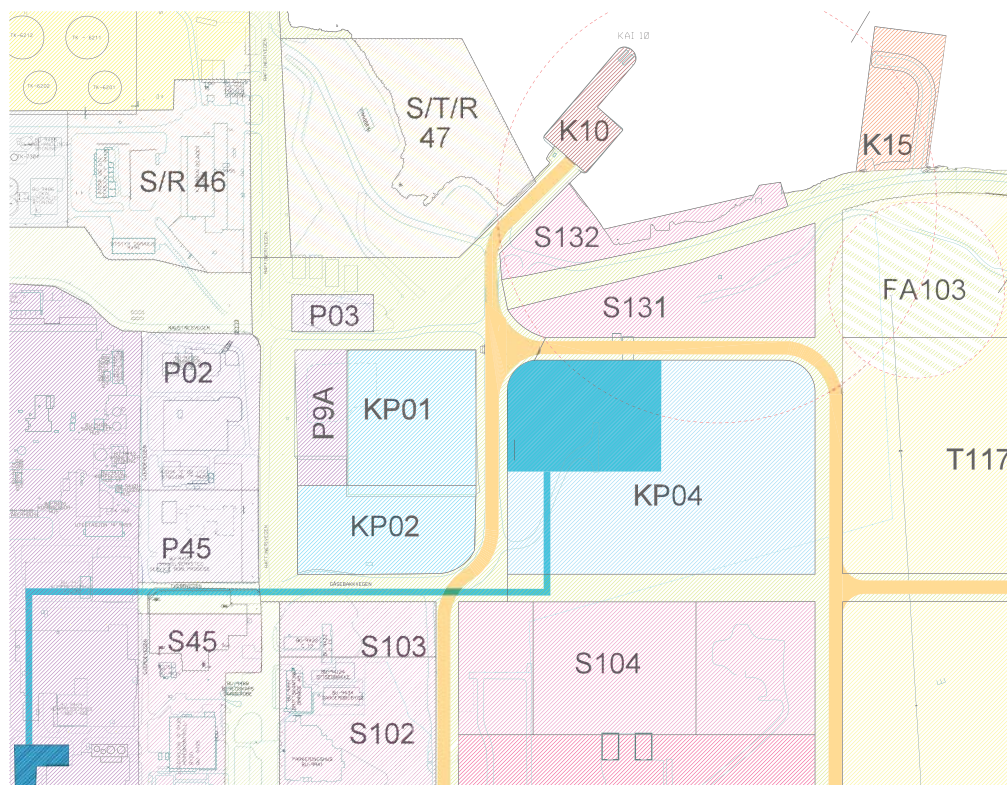
For fangstanlegget som er knyttet til kraftvarmeverket, er absorpsjonsseksjonen plassert like sør for kraftvarmeanlegget på området merket KP02 i figur 2.24.

Det er større frihet ved plassering av strippetårn for rik amin, tørking, kompresjon og eksportpumper, som vil bli plassert i områdene KP04 og S131.

For krakkeranlegget vil det være vanskeligere å finne et egnet sted for plassering av et fangstanlegg. Krackerskorsteinen ligger sentralt i raffineriet med andre raffinerianlegg like ved. Som nevnt i 2.6 Funksjonsbeskrivelse av aminanlegg, vil partikkel- og svovelfjerning, absorpsjonskolonnen og blåseren plasseres lokalt ved krackerskorsteinen. Dette er vist i figur 2.25. Det legges opp til overføring av amin og støtte- og hjelpesystemer mellom dette området og KP04 samt til det nye serviceområdet S104.



Figur 2.24 Foreslått plassering av fangstanlegg for kraftvarmeverket.



Figur 2.25 Foreslått plassering av fangstanlegget for krakeranlegget.

Størsteparten av energi- og hjelpesystembehovet i fangstanleggene vil være forbundet med regenerering av amin og kompresjon av fanget CO₂. De nye hjelpesystemene som er nødvendige, er anbefalt plassert umiddelbart sørøst for kraftvarmeverket og regenereringsområdene i område S104. Det nye elektrobygget og den nye kjølevannsgropen vil også plasseres i dette området.

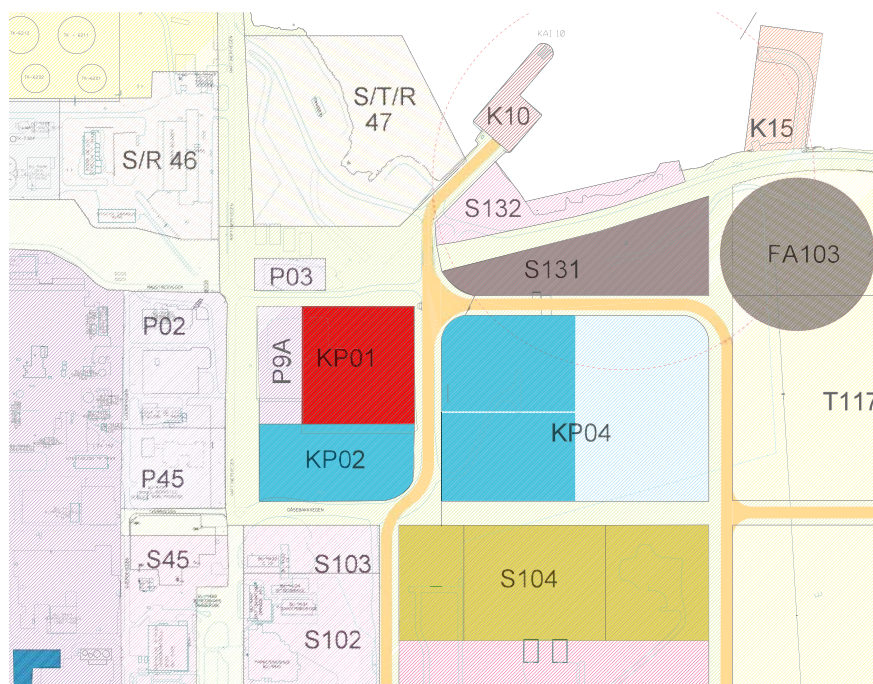
Foreslått område for landfall for CO₂-rørledning, nødavstengningsventiler, rørskrapestasjon, målestasjon, CO₂-trykktank og eksportpumper for CO₂ vil av sikkerhetsmessige årsaker plasseres nord for regenereringsdelen av anlegget på et lavere planeringsnivå (+15 m) enn kraftvarmeverket og resten av fangstanleggene i område S131. Endelig plassering av landfall avhenger av topografien i Fensfjorden og areal- og sikkerhetsbehov i forhold til annen virksomhet og kommer inn under transport- og lagringsdelen av prosjektet.

I forbindelse med kraftvarmeverket er det satt opp en trykkavlaster for Trollgass for gassrørledningen fra Kollsnes til Mongstad. Dette systemet er en del av kraftvarmeverkets sikkerhetssystem og må flyttes for å gjøre plass til regenerering, kompresjon og pumping av fanget CO₂. Det anbefales å flytte trykkavlasteren til område FA103.

Totalt sett vil fangstanleggene knyttet til kraftvarmeverket og raffineriet, med tilhørende hjelpesystemområde, landfall og målestasjon for CO₂-rør og sikkerhetsvent for trykksatt CO₂, kreve et betydelig areal i nærområdene rundt raffineriet og kraftvarmeverket. Dette vil føre til omfattende anleggsarbeid tilknyttet tomteopparbeidelse og klargjøring for fangst.

Mulig framtidig kraftproduksjon med CO₂-håndtering fra BKK er tiltenkt den delen av område KP04 øst for fangstanleggene som omtales i denne rapporten.

Totalt sett gir dette følgende områdebehov for fangstanleggene og mulig framtidig energiproduksjon, se figur 2.26.

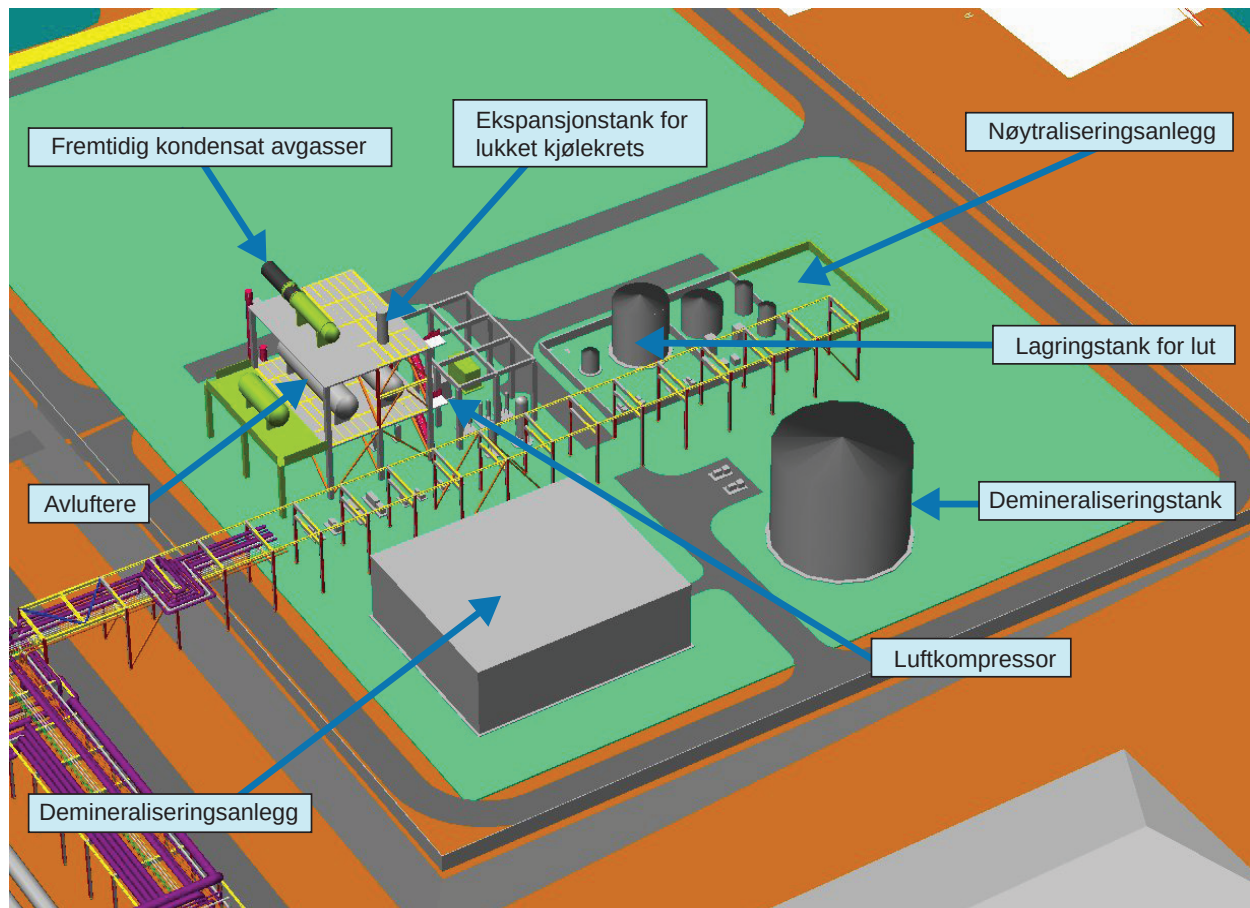


Figur 2.26 Total områdeutvikling.

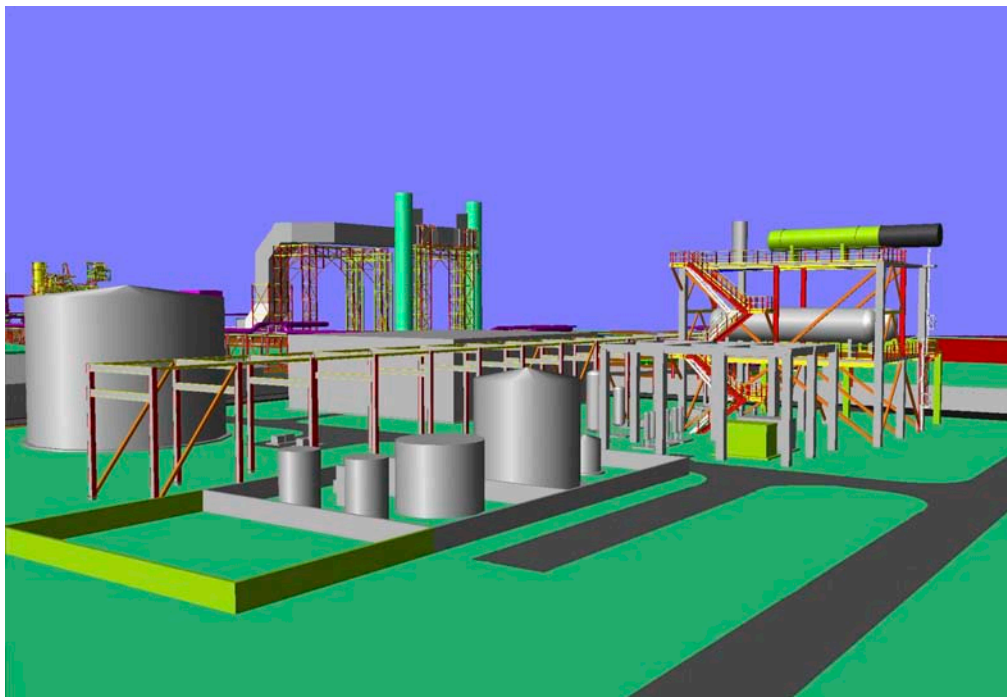
2.10.2 Plassering av utstyr

Dette kapitlet beskriver utstyrsplassing i henhold til den foreslåtte arealplanen for Mongstad.

Figur 2.27 og figur 2.28 viser foreslått nytt utstyr på serviceområdet betegnet S104.

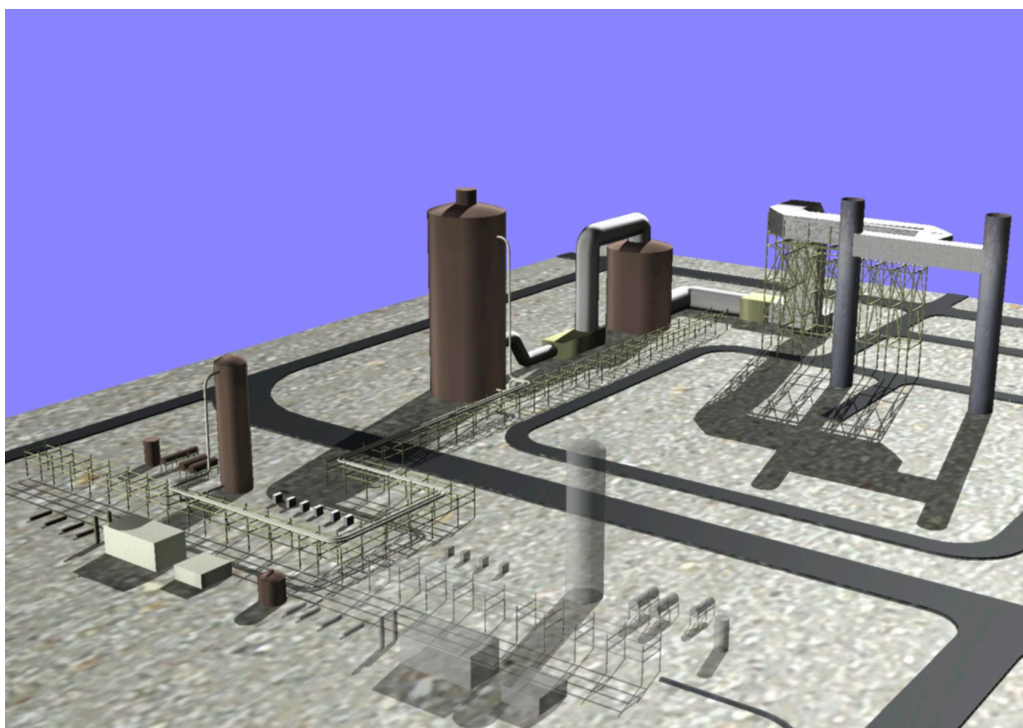


Figur 2.27 Utstyrsplan for serviceområde (S104).



Figur 2.28 Serviceområde.

Figuren nedenfor viser eksosgasskanalene, absorpsjonskolonnen, desorpsjonskolonnen og kompresjonsseksjonen for kraftvarmeverket. Desorpsjonskolonnen og kompresjonsseksjonen for krakkeranlegget er også indikert i figur 2.29.



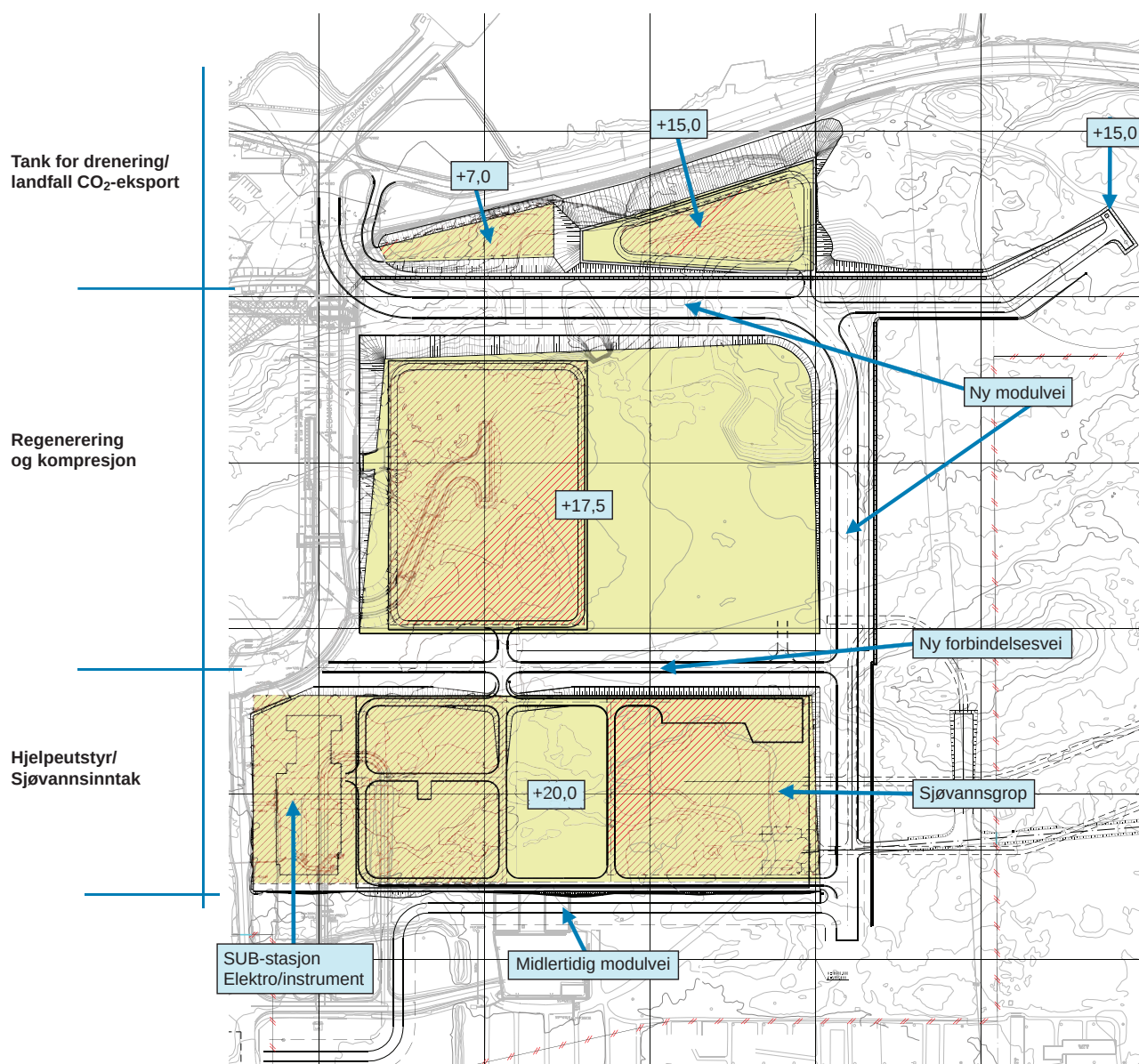
Figur 2.29 Utstyrsplan for fangstanlegg.

2.10.3 Beskrivelse av bygg- og anleggsarbeider

Kapittelet tar for seg bygg- og anleggsarbeider i forbindelse med tomteopparbeidelse, infrastruktur for fangstanleggene og framtidig arealutnyttelse for raffineriet.

2.10.3.1 Vei- og tomteopparbeidelse

De arealene som prosjektet skal opparbeide, består i dag stort sett av uberørte områder av utmark og noe fjell i dagen. Arealutnyttelse og planeringsnivåer er planlagt utført i henhold til raffineriets overordnede arealplan for området. De nye områdene som skal opparbeides, inklusive veisystemer, er vist i figur 2.30. Alle nivåer angir høyde over havet i meter.



Figur 2.30 Oversiktstegning for vei- og tomteopparbeidelse.

Området nærmest sjøen som skal innholde en tank for oppsamling av mulig oljeholdig drens vann og aminer (+7,0) og landfall for CO₂-eksport (+15,0), er valgt å terrasseres for å få god tilkomst fra både den nye modurveien og den eksisterende veien.

Regenererings- og kompresjonsområdet planeres til +17,5 meter over sjøvannsnivået, til sammen et areal på ca. 278 x 179 m. Det vil etableres en ringvei rundt selve tomten for fangstanleggene. Ca. 40 % av det samlede planerte arealet i vest vil benyttes av fangstanleggene, mens det resterende arealet vil benyttes som konstruksjonsområde i byggetiden og videre som tomt for framtidige prosjekter.

Øst for landfallsområdet vil det anordnes et område for Troll-ventilering +15,0 meter over sjøvannsnivået. Her må det også opparbeides tilkomstvei fram til området.

Området for SUB-stasjon for elektro og instrument, hjelpeutstyr og sjøvannsinntak foreslås planert +20,0 meter over sjøvannsnivå med et samlet areal ca. 342 x 123 m. Det må bygges interne tilkomstveier, en ringvei for hjelpeutstysområdet og tilkomstveier for sjøvannsgropen. I byggetiden vil det anordnes en tilkomstrampe i sjøvannsgropen for massetransport.

I forbindelse med nødstrømstasjonen for elektro vil det bli opparbeidet et tomteareal ca. 600 meter sør for det nye utstysområdet.

En ny modulvei med tilhørende korridorer for rør og ledninger foreslås startet ved den eksisterende modulveien i nordvest og stiger fra +10,0 meter til +17,5 meter i veikrysset ved sjøvannsgropen. Det bør etableres en midlertidig modulvei sør for service- og sjøvannsinntaksområdet for å sikre tilkomst for modultransport til det eksisterende anlegget. Studier har vist at det totalt bør bygges ca. 1 100 meter modulvei. Designkravene til modulveier er i henhold til gjeldende regler i SH, som stiller strenge krav til maksimal stigning, frie høyder og bredder.

Mellom regenererings- og kompresjonsområdet og serviceområdet skal det bygges en tilkomstkorridor med plass til vei, dreneringsgrøfter, sjøvannsledninger, ledningsanlegg og rørgater. Total lengde på veien blir ca. 300 meter.

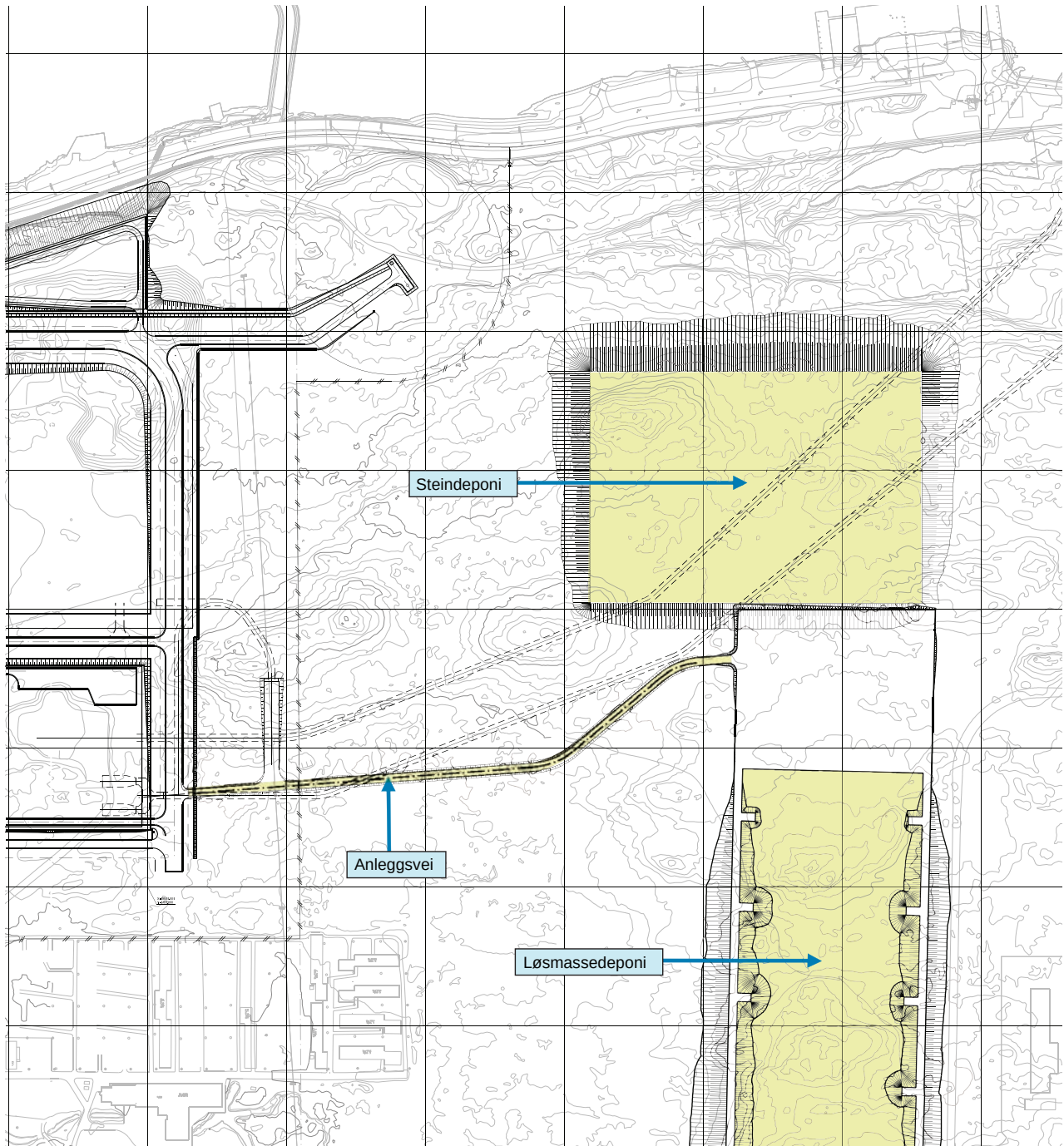
Total bredde på veier med tilhørende korridorer varierer fra ca. 30 til 38 meter.

2.10.3.2 Overskuddsmasser

Eksisterende terrengnivåer ligger generelt høyere enn planlagte planeringsnivåer, noe som vil medføre betydelig grave- og sprengningsarbeid i området, i tillegg til at det hentes ut betydelige mengde steinmasser fra det nye kjølevannssystemet. Området øst for anlegget er avsatt til deponiområde for overskuddsmasser. Dette området ligger innenfor et belte som er definert som en sikkerhetssone mot naboene til raffineriet, og har således begrensede muligheter til industriformål innenfor dagens reguleringsbestemmelser for området, se figur 2.31.

Det er estimert et overskudd av løsmasser (jord og andre løse masser) på ca. 300 000 m³. Disse massene transporteres til det midlertidige løsmassedeponiet. Deponiet opparbeides til et "grønt belte" mot nabo. Det skal opparbeides en ny anleggsvei fra serviceområdet fram til stein- og massedeponiet.

Sprengningsarbeider i nærheten av eksisterende gasskraftverk stiller strenge krav til utførelse. For å sørge for en sikker og kontrollert gjennomføring av disse arbeidene vil det være restriksjoner i form av rystelsesmålinger, sprengningsfront, oppfølging av sprengningsplaner osv. Dette vil beskrives i detalj i prosjektets prosjekteringsfase.



Figur 2.31 Oversiktsfigur for område for løsmasser og steindeponi.

Generelt skal det graves og sprenges ca. 2 m under teoretisk ferdig planeringsnivå. Det er anslått et masseoverskudd av sprengstein på ca. 550 000 m³ fra tomteopparbeidelsen og det nye sjøvannssystemet. Dette medfører en betydelig opplasting og massetransport for lagring i midlertidig steindeponi. Utsprengt fjell som skal tilbakefylles, knuses til steinstørrelse 0-300 mm før tilbakefylling til angitte nivåer.

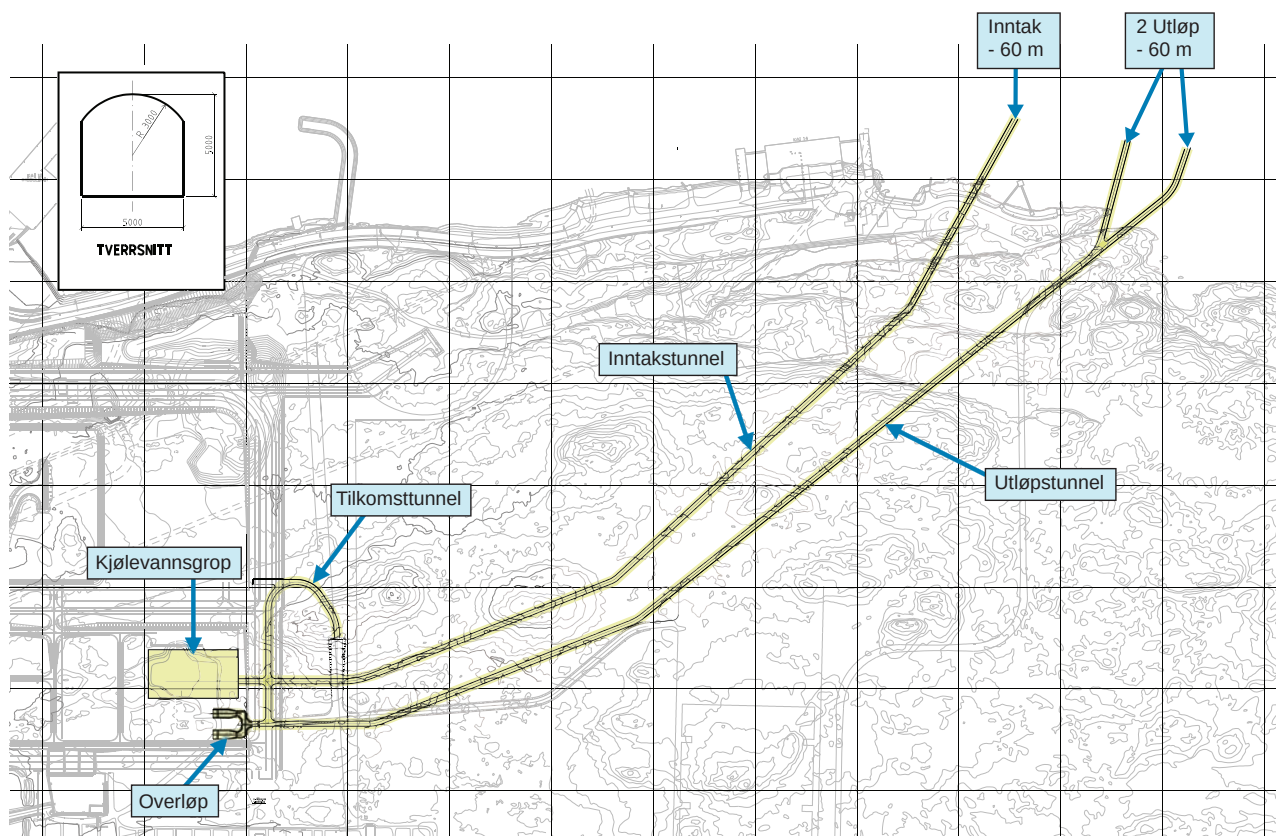
På grunn av det store masseoverskuddet og begrenset tilgjengelige arealer for disse må planen for dette videreutvikles i neste fase av prosjektet.

2.10.3.3 Sjøvannssystem

Det skal etableres et nytt kjølevannssystem med en kapasitet på inntil 90 000 m³/t. Dette vil kreve betydelige anleggsarbeider der følgende hovedelementer vil inngå:

- Tunnelarbeider med utsprengning til sjø
- Sjøvannsgrop med betongarbeider
- Overløp med sjakt til utløpstunnel

Oversikt over sjøvannssystemet er vist i figur 2.32.



Figur 2.32 Oversikt over sjøvannssystemet.

Det skal sprenges ut ny kjølevannsgrop og overløpssjakt. Totalt volum er estimert til ca. 100 000 m³ fra et nivå på +18 m over til -7,0 m under sjøvannsnivå. Selve sprengningsarbeidet utføres i etapper med arealreduksjon til nederste nivå. Det lages en midlertidig rampe/anleggsvei ned i gropen for masseuttak.

Inntaks- og utløpstunneler legges i nærmest parallelle traseer. Tunnellengdene er henholdsvis 1 020 m og 1 130 m og utslag på ca. 60 m sjøvannsdybde. Endelig dybde avklares i senere prosjektfaser. Påhugg for tilkomsttunnel er plassert øst for kjølevannsgropen. For å få til en effektiv og økonomisk tunneldrift er det valgt tunnelprofiler med ca. 25 m² tværssnittsareal. Siste del av utløpstunnelen utføres i horisontal retning, noe som betyr at selve utslagene må plasseres i tilnærmet vertikale fjellvegger. Selve utsprengningen til sjø anses å være kritisk, da tørr tunnel vil fylles med sjøvann og vanskeliggjøre tilkomst for eventuelt etterarbeid i tunnelåpninger. Det skal sprenges en sjakt sør for sjøvannsgropen for utslipp av kjølevann til utløpstunnelen. I forbindelse med tunnelarbeidene er det

forventet at det utføres arbeid med å forsterke svakhetssoner i fjellet.

I forbindelse med etablering av sjøvannskjølesystem skal det utføres et betydelig betongarbeid i selve kjølevannsgropen og bygging av nytt overløp +35,25 meter over sjøvannsnivå.

2.10.3.4 Strukturer og fundamenter

I forbindelse med opparbeidelsen av nye områder og plassering av nye strukturer i eksisterende anlegg vil det bli utført arbeid som

- fundamenter og betongkonstruksjoner for fangstanleggene. Her forventes det betydelig betongarbeid som vil variere avhengig av leverandørvalg.
- fundamenter for nye rørgater og kontroll av eksisterende strukturer. Det er estimert et behov for ca. 700 m ny rørgate og ca. 200 m eksisterende rørgate som vil kreve forsterkning av eksisterende strukturer.
- fundamentering av Troll kaldventilering
- fundamenter for krakkeranlegg- og kraftvarmeverkkanaler
- betongplater/brokonstruksjoner i forbindelse med kryssinger under vei
- fundamenter for prosessutstyr som tanker og pumper, ringfundamenter for stålbygg/containere, lysmaster mm.

2.10.3.5 Undergrunnsarbeider

I forbindelse med utvidelsen av området inngår følgende hovedelementer relatert til undergrunnsarbeider og tilknytninger til eksisterende anlegg:

- Vann som kan inneholde olje
- Rent overflatevann
- Amindrenering
- Brannvann
- Kjølevann
- Grunnvannskontroll
- Grøfter/kulverter for elektro og instrument

Vann som kan inneholde forurensning fra olje, ledes via oppsamlingsflater tilknyttet dreneringssystemet for oljevann. På grunn av store vannmengder samles det i en oppsamlingstank nordvest for det nye fangstområdet (+7,0 moh.) før det ledes kontrollert til renseanlegget.

Utslipp av aminer vil samles opp og føres i ledning til en tank i oppsamlingsområdet nord for fangstområdet.

Det skal legges en ringledning for brannvann fra krysset ved Mongstadvegen og Gåsebeksvegen til sjøvannspumpestasjonen ved kai 14. Ledningen installeres med ventiler og tilkoplingsmuligheter for brannhydranter og monitorer.

Kjølevannsrørene (2 stk. Ø 76") går under bakken fra kjølevannsgropen og fortsetter over bakkenivå i rørgater ved kraftvarmeverket. Rørene må krysse under veien to steder i tillegg til flere kabelkulverter.

Det anbefales å bygge et system for kontroll av grunnvannskvalitet fra serviceområdet og fangstområdet. Systemet består av avskjæringsgrøfter som leder vann til et oppsamlingsbasseng i det nordvestlige hjørnet av fangstområdet. For å sikre mot lekkasjer vil det etableres membran i bunnen av oppsamlingsbassenget. Under normale forhold vil vannet ledes til det eksisterende ledningssystemet for rent vann til sjø. Ved forurensning vil koplingen mot det eksisterende ledningssystemet stenges og grunnvannet ledes til renseanlegget via den nye oppsamlingstanken før behandling i renseanlegget.

For øvrig vil det bli utført grøftarbeid og kryssinger under vei for blant annet CO₂-rørledning, flytting av Troll-ventilering og for opparbeidelse av elektro- og instrumenttraseer inklusive prefabrikkerte kulverter.

2.10.3.6 Annet arbeid og forbedringer

I forbindelse med opparbeidelsen av serviceområdet er det behov for å bygge fundamenter for tanker, rørgater og annet utstyr. Under amintanker og kjemiske tanker skal det etableres oppsamlingsbassenger utført som vanntette betongkonstruksjoner. For å hindre utslipp av forurensning til grunnen vil deler av arealet bli støpte flater for oppsamling til dreneringssystemet for oljevann.

I forbindelse med tomteopparbeidelsen vil det bli satt opp et sikringsgjerde rundt fangsttomtene, serviceområdet, landfall og fakkellør overlevering til neste fase av prosjektet.

2.10.3.7 Bygninger for elektro og instrument

I forbindelse med etablering av fangstanleggene er det behov for å bygge to nye bygninger:

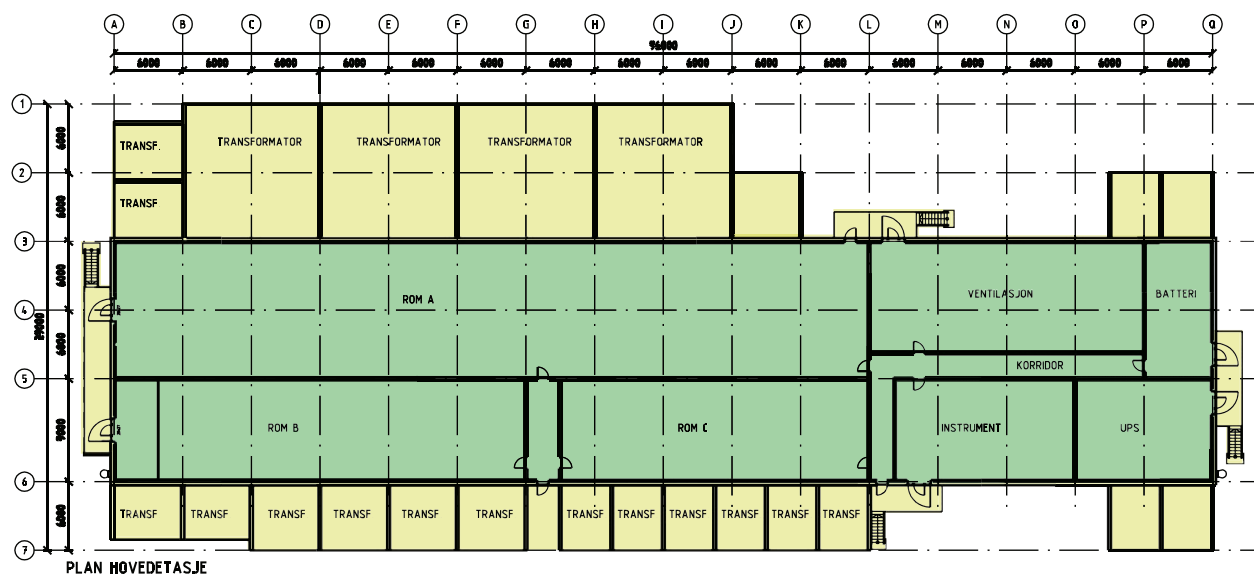
- En understasjon for elektro og instrument
- En nødstrømsstasjon for elkraft

Bygningene skal utføres som stedstøpte betongkonstruksjoner. Det stilles strenge krav til bygningsstrukturen for at den skal kunne ivareta sin integritet i en gitt ulykkessituasjon i forhold til ytre belastninger som eksplosjon og tetthet for å hindre gassinntrengning i bygget. De samme kravene gjelder for alle ytterdører, porter og andre åpninger/gjennomføringskanaler.

Bygningen vil være utstyrt med eget HVAC-anlegg som blant annet skal sikre driftsmessig tilfredsstillende temperatur og overtrykk og være utstyrt med nødvendig gassdeteksjon og gasstette og eksplosjonssikre spjeld som sikring mot gassinntrengning og eksplosjon.

Understasjonen for elektro og instrumenter er plassert like vest for serviceområdet. Totalt areal for bygningen er ca. 2 000 m², se figur 2.33.

Nødstrømsstasjonen for elkraft er plassert i ytterkanten av raffineriets område, ca. 600 m sør for utstyrsområdet. Plasseringen tar hensyn til at nødstrømsstasjonen er sikkerhetskritisk utstyr og er utenfor området hvor en kan få spredning av brennbar gass i en ulykkessituasjon. Bygningen har en grunnflate på ca. 600 m², og gulvnivået inne er på samme nivå som området utenfor. Bygningen vil innholde mye av den samme romdelingen som understasjonen for elektro og instrument.



Figur 2.33 SUB-stasjon for elektro og instrumenter.

2.10.3.8 Anbefalinger neste fase for bygg- og anleggsarbeider

Det anbefales at følgende aktiviteter blir utført i neste fase av prosjektet:

- Valgte nivåer for tomteopparbeidelse genererer betydelige overskuddsmasser. Det må utredes om det er muligheter for bruk av overskuddsmasser til framtidig jorddeponi og oppfylling for tilrettelegging av nye byggearealer og for å få til en bedre massebalanse i området.
- Det har ikke blitt utført grunnundersøkelser i forbindelse med studiearbeidene så langt, men dette anbefales i neste fase av prosjektet. Dette gjelder for både tomteopparbeidelsen og sjøvannssystemet.
- I forbindelse med kjølevannssystemet ble det utført studier med bruk av kaverneløsning i stedet for en åpen kjølevannsgrop. Videre studier må videreføre begge alternativene før en endelig løsning velges.
- Det må utføres en undersøkelse av mulige utslagspunkter for tunnel til sjø.
- Det må utføres en oppdatering av eksplosjonslastene for berørte områder.

2.11 Erfaringsoverføring fra andre prosjekter

Prosjektet har innhentet erfaringer og anbefalinger fra en rekke andre relevante prosjekter. Dette gjelder det nå stansede prosjektet Halten CO₂, CO₂-delen av Snøhvit-prosjektet og det pågående Kårstø CO₂-fangstprosjektet. I forhold til teknologimodenhetsvurderinger er det også innhentet erfaring fra pågående piloter og prosjekter.

2.11.1 Erfaringer fra Halten CO₂-prosjektet

Halten CO₂-prosjektet var et samarbeid mellom SH og Shell. Prosjektet startet som et verdikjedeprojekt som omfattet bygging av et ca. 860 MW gasskraftverk på Tjeldbergodden med CO₂-fangst og transportrør fra Tjeldbergodden til Draugen oljefelt for trykkstøtte og økt oljeutvinning på Draugen (og senere Heidrun) ved hjelp av CO₂. Studiefasen konkluderte med at økningen i utvinnbare oljevolumer ikke forsvarte de nødvendige investeringene ved de gitte rammebetingelsene, og offshoredelen av prosjektet ble endret til bare å omfatte transport og lagring av CO₂ i en akvifer.

Hele prosjektet ble lagt ned i desember 2007 på grunn av dårlig lønnsomhet og uavklarte støtteordninger og rammebetingelser. Halten CO₂ har mange likhetstrekk med planene for CO₂-fangst på Mongstad og var dermed til stor nytte. For CO₂-fangst i Halten CO₂ startet arbeid med leverandørspesifikk teknologikvalifisering av teknologiene til Fluor, Mitsubishi Heavy Industries og Cansolv for kraftvarmeverk. Halten CO₂-prosjektet var kanskje et av de første prosjektene som utfordret fangstleverandørene med detaljerte krav fra styrende dokumenter for både SH og Shell. Den direkte nytten for Mongstad var at resultatene fra den påbegynte teknologikvalifisering ble brukt til modenhets- og risikovurdering av tilgjengelig aminteknologi for kraftvarmeverk. CO₂-fangsten fra krakkeranlegget er så forskjellig fra fangsten fra et kraftvarmeverk at arbeidet i Halten CO₂ ikke var til like stor nytte her.

2.11.2 Erfaringer fra Snøhvit LNG-prosjektet

Snøhvit-prosjektet er det første storskala LNG-anlegget i Europa. Gass produseres fra Snøhvit-, Albatross- og Askeladd-reservoarene i Barentshavet. Mottaks- og prosesseringsanlegget er lokalisert på Melkøya utenfor Hammerfest. Anlegget er konstruert for en årsproduksjon på 4 millioner tonn LNG, 3,1-5,7 millioner fat kondensat og 150-250 000 tonn LPG. For ytterligere informasjon, se følgende internettside: <http://www.statoilhydro.com/no/ouoperations/ExplorationProd/ncs/snoehvit/Page/s/default.aspx>

CO₂ fjernes fra naturgassen på Melkøya og transporteres 153 km for undergrunnsinjeksjon og lagring. Anlegget for CO₂-eksport og -injeksjon ble startet april 2008. Erfaringer fra design og drift av dette anlegget kan benyttes som kvalifisering og referanser for tilsvarende type utstyr på Mongstad.

Prinsipielt fjernes CO₂ fra naturgassen på Melkøya på en tilsvarende måte som CO₂ vil fjernes fra røykgassen på Mongstad. En aminløsning benyttes for absorpsjon i et absorpsjonstårn og gjenvinnes i et strippetårn ved hjelp av høy temperatur. CO₂ komprimeres og kjøles med sjøvann til en væskefase tilsvarende det som er foreslått på Mongstad. Eksporttrykket på Melkøya er på 150-215 bar. Vanntørking av CO₂-produktet foregår ved hjelp av molekylar-sieves i kompressortoget.

Hovedforskjellen mellom Mongstad og Snøhvit er trykket som er tilgjengelig ved fangst. Snøhvit fanger CO₂ ved høyt trykk, noe som gjør fangsten enklere ved en mindre absorber og muliggjør bruk av et energieffektivt amin. Videre vil det ikke være noen utslipp av rensed gass til atmosfæren, da denne gassen benyttes videre til LNG-produksjon. Melkøya har da en lukket CO₂-fangstprosess i motsetning til Mongstads åpne system, med de mulige helse- og miljøbelastningene dette gir til omgivelsene. Det vil heller ikke være oksygen til stede i naturgassen, dvs. at aminet ikke vil dekomponere og danne varmestabile salter som i et fangstanlegg basert på røyk- eller eksosgass.

Snøhvit er konstruert for 0,7 millioner tonn CO₂ pr. år. Til sammenligning er fangst fra Mongstads kraftvarmeverk ~1,2 millioner tonn og fra krakkeranlegget ~0,8 millioner tonn. Selv om disse ratene er



Figur 2.34 Snøhvit LNG-anlegg.

høyere, er designløsninger og driftserfaringer fra Melkøya viktige for design og kvalifisering av Mongstad-anleggene. Snøhvit kan også bidra med kunnskap og driftserfaring i forhold til CO₂-eksportspesifikasjoner, produktovervåking, måling og koplingen mellom fangst, transport og lagring.

Snøhvit-prosjektet har lagt ned en omfattende innsats i forhold til de sikkerhetsmessige aspektene ved å drive et anlegg med CO₂ under trykk. Dette gjelder forhold som deteksjon, beredskap, ventilering, trykkavlastning osv. Disse erfaringene vil være viktige i utformingen av Mongstads tilsvarende systemer.

2.11.3 Erfaringer fra Kårstø-prosjektet

Et aminanlegg er planlagt installert på Kårstø for fangst av CO₂ fra gasskraftverket til Naturkraft. Gasskraftverket ble ferdigstilt 1. november 2007 og vil kunne produsere 420 MW strøm. Selv om den opprinnelige konsesjonen ble tildelt i 1998 uten krav om CO₂-fangst, bestemte myndighetene i ettertid utredning av CO₂-fangst. Fangstanlegget vil fange omtrent 1 million tonn CO₂ pr. år [7].

Etter forstudier som ble gjennomført av NVE, ble prosjekteringsansvaret overført til Gassnova SF i januar 2008. Gassnova har ansvar for planlegging, prosjektering, teknologikvalifisering og anskaffelser av CO₂-anlegget. Fichtner GmbH ble valgt som selskap for prosjekteringsstøtte til Gassnova, og fire aminleverandører er invitert til å gjøre forprosjektering på anlegget. Det vil legges fram grunnlag for investeringsbeslutning til myndighetene høsten 2009.



Figur 2.35 Gasskraftverket på Kårstø.

2.11.3.1 Aminprosess og kvalifisering

Kårstø-anlegget vil fange CO₂ fra et gasskraftverk med tilnærmet identisk sammensetning som Mongstads kraftvarmeverk. Gassnova SF har invitert selskapene Aker Clean Carbon/Aker Solutions, Fluor Daniel Construction Company, Mitsubishi Heavy Industries Ltd og HTC Pure Energy/Bechtel til å gjennomføre forprosjektering. Dette er fire mulige fangstleverandører i markedet, og en kvalifisering av disse selskapene for fangst fra Kårstø er av stor betydning for en tilsvarende framtidig kvalifiseringsprosess på Mongstad.

Størrelsen på Kårstø-anlegget vil også være svært lik som Mongstads kraftvarmeverk, noe som ytterligere viser betydningen av dette prosjektet. Spørsmål som gjelder utstyrsdimensjonering og HMS-effekter på miljøet, er de samme for begge prosjektene.

Lisenskvalifisering for bruk på Kårstø gasskraftverk vil ikke uten videre være overførbart til krakkeranlegget. Selv om fangstprosessen vil være tilsvarende som for Kårstø, vil røykgassammensetningen og forurensningen fra krakkeranlegget som tidligere er beskrevet i rapporten, gi særskilte utfordringer.

2.11.3.2 Utslipp og konsesjoner

HMS-utfordringene på Kårstø vil også være analoge. Da Kårstø-prosjektet ligger før i tid, vil man kunne dra nytte av HMS-avklaringene for Kårstø-prosjektet. Videre vil det være en rekke felles HMS-utfordringer for de to prosjektene, som:

- utslipp av amin- og degraderingsprodukt fra absorpsjonskolonnen
- overskuddsprosessvann med innhold av ammoniakk, aminer og kjemikalier
- varmeutslipp til sjø gjennom kjølevannsretur
- nitrifisering av sjø
- støy
- synlig røykgass fra absorpsjonskolonnen (vanndamp)

2.11.3.3 Transport og lagring

Gassnova SF har sammen med Gassco ansvar for utredningen av ulike transport- og lagringsløsninger for både Kårstø- og Mongstad-prosjektene. Begge prosjektene har dermed tilsvarende og felles grensesnitt mot transport og lagring. Dette gjelder både innen gjennomføringsplaner og de tekniske grensesnittsbetingelsene for CO₂.

Det er etablert felles grensesnittsfora for transport og lagring der begge prosjektene møtes.

2.11.4 Testfasiliteter som TCM

Aminteknologi: En stegvis utbygging vil kunne muliggjøre forbedret design av aminteknologi i forhold til "state of the art technology" (alternativ 1) for avgass både fra kraftvarmeverket og krakkeranlegget. Overføringsverdi og forbedringspotensial fra testanlegg vil først og fremst gjelde den spesifikke teknologien som er valgt for amin. Overføringsverdien for forbedret design, optimalisering av drift osv. vil kunne være stor for den aminteknologi som velges for TCM om denne også velges for storskalaanlegget. Hvor mye kunnskap som overføres, er usikkert, men forhold knyttet til operativ drift bør være relevant. Enkelte leverandører på aminteknologi har vært forbeholdne med hensyn til å tilby teknologien gitt de aktuelle vilkår, og det er ingen garanti for at den teknologileverandøren som velges, er den kommersielt beste. Selv om denne teknologien blir videreutviklet og optimalisert gjennom testfasiliteter, kan det fortsatt i en åpen kommersiell konkurranse for et fullskalaanlegg være andre leverandører som blir foretrukket.

Karbonattekologi (Chilled ammonia - CAP): Stegvis utbygging vil være viktig for å muliggjøre kvalifisering av CAP-teknologi for både eksosgass fra kraftvarmeverket og røykgass fra krakkeranlegget. Med nåværende kunnskap har CAP-teknologien størst potensial for røykgass med høyt CO₂-innhold (12-14 %). Forventningen til potensialet for CAP-teknologi for eksosgass fra kraftvarmeverket er derfor vesentlig lavere enn for røykgass fra krakkeranlegget, men på det nåværende tidspunkt kan ikke CAP-teknologi avskrives for kraftvarmeverket i alternativ 2. Potensialet ville kunne økes med eksosgassresirkulering for kraftvarmeverket. Testing vil muliggjøre kvalifisering av både aminteknologi og CAP-teknologi ved eksosgassresirkulering der eksosgassen har et CO₂-nivå på 6-9 %.

Et forhold som kan gjøre at CAP (eller annen ikke-aminbasert teknologi) må velges både for kraftvarmeverket og krakkeranlegget, er hvis helse- og miljøutfordringene ved bruk av amin blir så

store at aminteknologien ikke kan anvendes i så stort omfang i et åpent system. Dette er lite sannsynlig, men kan ikke fullt utelukkes.

Testfasiliteter som TCM gir nyttig driftserfaring og kunnskap til oppskaleringen fra testanlegg til fullskalaanlegg. Slik erfaring vil man imidlertid bare få i begrenset omfang før man velger teknologi for fjerning av CO₂ fra eksosgassen fra kraftvarmeverket. Spesielt gjelder dette fangst fra krakkeranlegget. Dette gjelder både muligheten for utvikling av karbonatbasert teknologi og håndteringen av urenheter i avgassen som katalysatorpartikler, svovel og sjøvann. Videre vil testanlegg gi mulighet for å verifisere miljøutslipp og antatte miljøeffekter for et fullskalaanlegg.

2.11.5 Erfaringer fra andre CO₂-prosjekter

SH har vært involvert i ulik grad i en rekke andre CO₂-prosjekter. De mest relevante er omtalt under. Det finnes ikke fangstanlegg i tilsvarende størrelse som det som er beskrevet i denne rapporten, men det finnes tilsvarende for enkelte utstyrsenheter som kanaler, kompresjon og pumping.

2.11.5.1 Esbjerg - CASTOR og CESAR

Ved DONG Energys kullkraftverk på Esbjerg i Danmark står verdens største pilotenhet for aminbasert CO₂-fangst med en kapasitet på 1 tonn CO₂/time og 1 m absorberdiameter. Enheten ble bygget i CASTOR, som var et forskningsprosjekt med ~30 partnere, delfinansiert av EU. Tre forskjellige aminer ble testet i perioden 2004-2008. Etterfølgeren til CASTOR heter CESAR (www.co2cesar.eu), og den skal teste enda flere aminer i perioden 2008-2011. Esbjerg-enheten er et generelt ikke-leverandørspesifikt anlegg. Likevel er det den viktigste referansen for aminbasert CO₂-fangst fra røykgass fra kullkraftverk, som ligner mye på røykgass fra krakkeranlegg. I tillegg gir det leverandøruavhengige resultater og erfaringer.



Figur 2.36 Absorber av Esbjerg-pilotenhet (Kilde: DONG Energy Power).



Figur 2.37 Stripper (høyre) og reboiler (venstre) av Esbjerg-pilotenhet (Kilde: DONG Energy Power).

2.11.5.2 Konkurransen i Storbritannia og Nordjyllandsværket

Myndighetene i Storbritannia ved Department of Business Enterprise and Regulatory Reform har skrevet ut en konkurranse for statstøtte til bygging av et kullkraftverk med post-combustion CO₂-fangst. Intensjonen er at det skal stå ferdig i 2014. Etter første prekvalifiseringsrunde er EON UK Plc, Peel Power Limited og Scottish Power Generation Limited med videre. Mange av disse har alliert seg med leverandører som også er kandidater for fangst på Mongstad. I begynnelsen av 2008 annonserte Vattenfall at de skal utrede fangst og lagring fra sitt Nordjyllandsværk nord i Danmark. Siden det begge ganger dreier seg om kullkraft, er det mange paralleller med fangst fra krakkeranlegget.

2.11.5.3 Bellingham

Bellingham-anlegget har vært i drift i over 10 år og har en kapasitet på ca. 120 000 tonn/år CO₂ fra en gassturbineksos i Massachusetts i USA. Dette er den viktigste industrielle referansen for CO₂-fangst fra kraftvarmeverk. Design og deler av operasjonen er gjort av Fluor.

2.11.5.4 Tidligere studier for Kårstø, Mongstad og Tjeldbergodden

Det har blitt gjennomført studier for gasskraftverkplanene på Kårstø, Mongstad og Tjeldbergodden. Både tidligere Statoil og tidligere Hydro har gjennomført studier som gir et bilde av hvordan aminbasert teknologi har utviklet seg.

2.11.5.5 In Salah og Sleipner

I likhet med Snøhvit har In Salah (Algerie) og Sleipner (Nordsjøen) CO₂-fangst under høyt trykk fra naturgass med lagring i en akvifer. Siden Snøhvit er det mest moderne anlegget, er det mest å lære der. Sleipner og In Salah er mest relevante i forhold til CO₂-komprimering og særlig for verifisering av Snøhvits erfaringer eller dokumentasjon på alternative løsninger.

2.11.5.6 Forskning og utvikling

SH har siden tidlig på 1990-tallet kontinuerlig forsket på eksisterende og nye fangstteknologier og gjort teknologiovervåking. Mongstad kan dra nytte av denne innsatsen med å innhente kompetanse og erfaring.

2.12 Grensesnitt mot raffineriet og andre prosjekter på Mongstad

Fangstanleggene vil ha flere grensesnitt mot det eksisterende raffineriet, prosjekter under utførelse og prosjekter planlagt fram i tid. Grensesnittene går også på tvers av forskjellige eierkonstellasjoner på Mongstad som allerede har komplekse tekniske og kommersielle bindinger. Grensesnittene er av kommersiell art (leie av tomt, rett til bruk av raffineriets hjelpesystemer, beredskapstjenester osv.), teknisk art (tilknytning til røykgasskilder, damp, kjølevann osv.) og relatert til koordinering av aktiviteter (samkjøring av utstyrs plassering, gjennomføringsplaner og ansvarsfordeling).

Det er etablert systemer for oppfølging av alle grensesnitt med egne dokumenter, møtestrukturer og matriser for alle tekniske grensesnitt.

2.12.1 Grensesnitt mot raffineriet

SH vil på vegne av de ulike selskapene på Mongstad håndtere grensesnittene der dette er hensiktsmessig, og vil dessuten med sin rolle som Hovedbedrift ha et overordnet ansvar for alle aktiviteter på industriområdet. De aller fleste tekniske og kommersielle grensesnittene vil være mellom raffineriet, kraftvarmeverket og fangstanleggene.

Tilknytning for røykgass:

Det må gjøres tie-in på røykgasskanalen nedstrøms krakkeranlegget for tilknytning til et fangstanlegg. Tidspunkt for installasjon av en slik tilkopling må tilpasses raffineriets revisjonsstansplaner og må kanskje gjøres tidligere enn den øvrige byggingen av et fangstanlegg fra krakkeranlegget. Fra denne nye tilkoplingen skal røykgassen ledes i en stor røykgasskanal til området for partikkelrensing, svovelrensing og absorpsjon av CO₂. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 2.9.2 Tilkopling til krakkerskorstein.

Tilknytning til raffineriets hjelpesystemer:

Mange av de tekniske grensesnittene er beskrevet nærmere i kapittel 2.8 Fangstanleggenes hjelpesystemer. Dette gjelder i hovedsak systemer med restkapasitet i raffineriet som utnyttes av fangstanleggene:

- dampsystemet
- nitrogensystemet
- raffinerigass
- hydrogen
- dreneringssystem/vannrenseanlegg (BVR)
- brannvann

Som tidligere beskrevet, vil flere systemer måtte utvides:

- kjølevann
- kondensatbehandling
- demineralisert vann
- instrument- og anleggsluft
- kraftfordelingssystem

Raffineriets eksisterende kontrollsystem utvides der det er nødvendig.

Kommersielle og organisatoriske grensesnitt:

Foreslåtte avtaler for kjøp og leie av hjelpesystemer, tekniske tjenester og service er beskrevet i kapittel 5 Nødvendige avtaler.

2.12.2 Grensesnitt mot transport og lagring

CO₂ fra fangstanleggene skal eksporteres via en rørledning og planlegges lagret i underjordiske reservoarer i Nordsjøen. Det er etablert en egen spesifikasjon for CO₂ som skal eksporteres via rørledningssystemet, som er gitt i kapittel 2.5.3 CO₂-eksportspesifikasjon.

Landfall for en CO₂-eksportledning er foreslått lagt nordøst for fangstanleggene ned mot sjøen. Prosjektet vil klargjøre en tomt for CO₂-eksport og designe en løsning med CO₂-pumper, ventileringsystemer og målestasjon for kritiske eksportparametere.

Selve CO₂-eksportledningen og offshoredeponering er ikke en del av Masterplanen.

2.12.3 Grensesnitt mot EVM

Kraftvarmeverket vil være en viktig leverandør av energi til driften av fangstanleggene, i tillegg til at et av fangstanleggene skal knytte seg til denne kilden.

Tilknytning for røykgass:

Det er klargjort flenser på skorsteinene i kraftvarmeverket for tilknytning til et fangstanlegg. Fra denne nye tilkoplingen ledes eksosgassen i en stor felles eksosgasskanal til området for varmegjenvinning og absorpsjon av CO₂. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 2.9.1 Tilkopling til kraftvarmeverkets skorsteiner.

Det er klargjort en tomt for en tredje gassturbin. Denne tomten vil kunne benyttes til en ny varmegjenvinningsenhet, eksosgasskjøling og fangst av CO₂ fra de to første gassturbinene.

Tilknytning til kontroll- og hjelpesystemer:

Formålet med kraftvarmeverket er å produsere kraft, varme og damp til raffineriet. Kraftvarmeverket vil på samme måte levere kraft, varme og damp til fangstanleggene. På grunn av det høye kraftbehovet i fangstanleggene vil prosjektet utvide kraftsystemet rundt kraftvarmeverket med en ny elektro SUB-stasjon.

En del ubrukt varme fra eksosgassen som trekkes ut fra skorsteinene gjenvinnes som damp i en egen varmegjenvinningskjel, og en del damp leveres fra kraftvarmeverket via raffineriets dampsystem til fangstanlegget. Dampkondensat vil behandles og leveres tilbake til kraftvarmeverket via raffineriets kjelevannssystem.

Det vil være nødvendig å knytte seg til kraftvarmeverkets kontrollsystem for å få tilgang til reguleringssignalene som trengs for å regulere luftblåseren til fangstanlegget.

2.12.4 Grensesnitt mot framtidige prosjekter

Det foregår kontinuerlig forretningsutvikling og videreutvikling av Mongstad som industristed. Det betyr i praksis en kombinasjon av modifikasjonsprosjekter, nye anlegg, oppgraderinger av eksisterende anlegg osv. Dermed er flere potensielle framtidige CO₂-kilder under utredning.

I tillegg til SHs utredninger vurderer BKK et gasskraftverk på Mongstad (GKM). BKK sendte i desember 2007 konsesjonssøknad om et gasskraftverk på Mongstad for et anlegg i 400 MW-klassen. Dette vil gi inntil ca. 1,2 millioner tonn CO₂ pr. år. Mengden fanget CO₂ avhenger av fangstgraden i CO₂-fangstanlegget. Det henvises til BKKs nettsider.

2.13 Drift og vedlikeholdsfilosofi

På grunnlag av den tette integrasjonen mellom raffineri, kraftvarmeverk og anlegg for CO₂-fangst gis følgende anbefaling:

Fangstanleggene anbefales operert og vedlikeholdt av eksisterende driftsorganisasjon på Mongstad tilsvarende som for eksisterende raffineri.

Drift og vedlikehold vil følge StatoilHydros etablerte krav, rutiner og prosedyrer. Sikker og effektiv drift er grunnlaget for driftsorganisasjonens daglige arbeid. Arbeidsprioriteringen vil være:

1. HMS
2. fangstanleggenes tilgjengelighet

Kompetanse innen drift av de spesifikke fangstanleggene skal utvikles både i den eksisterende driftsorganisasjonen og i det tekniske støtteapparatet.

Daglig tilsyn og tilstandsovervåking av fangstanleggene skal være en integrert del av driftsoperatørenes oppgaver.

Korrigerende vedlikehold skal være basert på kritikalitetsanalyser knyttet til HMS og tilgjengelighet av fangstanleggene. Prosjektbasert vedlikehold skal benyttes der det er vurdert som økonomisk og hensiktsmessig. Vedlikeholdsoppgaver skal da i hovedsak samles og gjennomføres som prosjekter. Dette gjelder oppgaver som f.eks. forebyggende vedlikehold, inspeksjoner, overflatebehandling o.l..

Vedlikeholdet skal effektiviseres gjennom tett samhandling med underentreprenører og en nøye gjennomgang av de ulike påkrevde arbeidsprosessene.

Bruken av integrerte operasjoner i forhold til tilstandsovervåking og drift vil vurderes der det er hensiktsmessig. Dette vil omfatte bruk av trådløs teknologi, samhandlingsløsninger med spesialister og leverandører osv.

Det skal årlig utarbeides tekniske tilstandsrapporter for fangstanleggene basert på utstyrshistorikk, inspeksjonsrapporter, aldringsbetraktninger for utstyr, ytelsesbetraktninger, viktige resultater fra testkjøring av anleggene, spesielle hendelser, rapporter for uønskede hendelser osv.

For utstyr som krever årlig ettersyn, skal permanent tilkomst være tilrettelagt. Løft over trykksatte hydrokarbonsystemer skal unngås.

2.13.1 Drifts og vedlikehold i prosjekteringsfasen

Prosjektet skal i prosjekteringsfasen sikre arbeidstakermedvirkning for å sikre en god driftsmessig design.

Det skal utarbeides en egen vedlikeholdsstrategi for fangstanleggene i prosjektets definisjonsfase.

Det bør i prosjektets neste faser etableres detaljerte tredimensjonale modeller for anleggene. Modellene vil bli benyttet for å vurdere tilkomst for både konstruksjon i byggefase og vedlikehold i driftsfase.

For tyngre utstyr enn 25 kg må det beskrives spesifikk materialhåndtering. For utstyr som krever regelmessig ettersyn, og for utstyr over 200 kg anbefales det å installere permanent løftearrangement (med unntak av sjøvannspumpene i sjøvannsgropen som planlegges løftet ut med temporære kraner). Transport til og fra verksted skal fortrinnsvis foregå uten bruk av midlertidig løftearrangement.

2.14 Mulige tekniske forbedringstiltak i videre prosjektfaser

Det tekniske konseptet beskrevet i rapporten er basert på dagens aminbaserte fangstteknologi. Dette inkluderer de forbedringsforslag og de absorbentene ulike lisenshavere er antatt å kunne tilby kommersielt med ytelsesgaranti pr. i dag. Flere av disse forbedringsforslagene er pr. i dag ikke fullt ut verifisert og vil kreve uttesting og kvalifisering i prosjektets videre faser. Neste fase (DG2-fasen) av prosjektet vil åpne for konkurranse mellom aktuelle aminleverandører og videreutvikling av konsept- og prosessløsninger både for fangstanlegget og hjelpesystemene inkludert teknologi med potensial for kostnadsreduksjon som eksosgassresirkulering. Denne konseptutviklingen gjøres for å finne den mest optimale løsningen ved konseptbeslutningspunktet.

For krakkeranlegget vil testfasiliteter og pågående forsknings- og teknologiutviklingsprosjekter kunne føre til reduserte investerings- og driftskostnader i forhold til dagens teknologistatus. Dette knyttes primært til:

- forbedringer i absorbentens fangsteffektivitet (nye absorbenter eller modifikasjon av eksisterende)
- forbedringer av fangstanleggets energieffektivitet og varmeintegrering
- reduksjon i investerings- og driftskostnader
- forbedringer innen HMS-eksponering mot omgivelsene

Omtrent halvparten av fangstanleggenes påkrevde investeringskostnader er knyttet til utvidelse, modifikasjon og etablering av infrastruktur, tilknytninger og støtte- og hjelpesystemer på Mongstad. Disse raffinerimodifikasjonene og investeringer har liten teknologisk usikkerhet eller er knyttet til det samme utviklingspotensialet og vil stort sett være kjente komponenter som kan utvikles i et normalt prosjekteringsløp. Her vil ulike løsninger og konsepter bli studert.

Mulige forbedringer i denne delen av prosjektet vil primært gå mot "smarte" integrasjonsløsninger mot raffineriet samt energieffektivitet i energileveransene til fangstanleggene. Da vesentlige deler av disse modifikasjonene knyttes opp mot raffineriet i drift, vil det også være viktig å få til god modifikasjonsplanlegging og en akseptabel gjennomføring som ikke har negative konsekvenser for Mongstads produksjon.

Videre prosjekteringsfaser vil også utdype og videreutvikle de foreslåtte tekniske konseptene fram til investeringsbeslutninger. Dette vil primært gjelde følgende:

- Teknisk design videreføres til et detaljnivå som tillater et investerings- og operasjonskostestimat med en usikkerhet på +/- 20 % ved investeringsbeslutning.
- Spesifikk fangstlisens (og -teknologi) velges etter konkurranse. Valgt lisens har sine unike løsninger, funksjonalitet og mulige forbedringer i prosjekterings- og fabrikkasjonsfasen av prosjektet.
- Mer nøyaktig detaljering av miljøeksponering fra fangstanleggene. Dette vil bli beskrevet nærmere i den planlagte konsekvensutredningen.
- Avklaringer og frys av fangstanleggenes grensesnitt mot raffineri og transport og lagring.

3 HMS

3.1 Aminer og nedbrytningsprodukter

Aminblandinger har i lengre tid vært benyttet til fjerning av H_2S og CO_2 fra gasstrømmer. Disse systemene er lukket i forhold til utslipp til atmosfæren. Post-combustion CO_2 -fangst tilfører et nytt element fordi systemet er åpent til atmosfæren og dermed gir utslipp av aminer og nedbrytningsforbindelser til luft. Et annet aspekt ved CO_2 -fangstanlegg av typen post-combustion er at røykgassen eller eksosgassen inneholder NO_x og oksygen, som også bidrar til dannelselse av ulike reaksjons- og nedbrytningsforbindelser. Hvilke produkter som dannes, er ikke kjent. Utslipp av amin til luft fra prosessen forekommer i svært lave konsentrasjoner, under 5 ppmv, men siden det samlede volumet fra fullskala fangstanlegg er høyt, gir dette et ikke ubetydelig utslipp av aminer til luft. Konsentrasjonen av aminer bestemmes av teknisk utforming av blant annet vannvask før utslippspunkt. Utslipptet vil imidlertid ikke kunne elimineres fullstendig.

Det er i dag svært begrenset tilgjengelig kunnskap om mulige effekter av og konsekvenser for helse og miljø fra utslipp til luft av absorbentkjemikalier (aminer og deres reaksjons- og nedbrytningsprodukter) fra et aminbasert fangstanlegg. Inntil nylig har leverandørene hovedsakelig hatt fokus på forbedring og optimalisering av fangstprosessen. Det er i mindre grad undersøkt sammensetningen av det som slippes ut, og hva som skjer med forbindelsene i naturen.

Absorbenten er en vandig løsning av ett eller flere aminer. Sammensetningene av mange av disse aminblandingene er patenterte, og det er vanskelig å få innsyn i den kjemiske sammensetningen. Unntaket er de leverandørene som bruker MEA (monoetanolamin) uten tilsatzstoffer som CO_2 -absorberende kjemikalie.

3.1.1 Aminer

Aminer er en bred gruppe kjemikalier som inneholder minst én amingruppe ($-\text{NH}_2$). Aminer er korrosive og lukter når konsentrasjonen overskrider en gitt grense. I høye konsentrasjoner vil aminer variere fra å være lett toksiske til å være svært toksiske. Aminers nitrogeninnhold betyr at de kan bidra til forsurening og overgjødning i regionen.

Fra lukkede aminsystemer kan restmengder av aminer ende opp i vannstrømmer til sjø. Ulike studier har undersøkt forløpet (hva og hvor det blir av stoffene i naturen) og den akvatiske toksikologien til aminer [8]. Vurderingene var her begrenset til enkelte fysikalske og toksikologiske egenskaper samt potensialet for nedbrytning i atmosfære, jord, overflatevann og grunnvann. Davis og Carpenter (1997, referert i [8]) konkluderte med at aminene viste lav akvatisk toksisitet, da de brytes ned i en rekke ulike miljøer og ikke viser tegn til bioakkumulasjon. SINTEF (referert i [8]) har målt økotoksikologiske data for 24 aminer etter standardtester for klassifisering av kjemikalier utviklet for offshoreindustrien til bruk i marine miljøer. Her kommer de vanligste aminene ut som "røde" (høy miljørisiko), hovedsakelig på grunn av lav biodegradering. Unntaket er MEA, som er "gult" (moderat miljørisiko). Se Aktivitetsforskriften § 56 for fargekategorisering av kjemikalier.

I luft brytes aminer ned ved at de reagerer med ulike stoffer, blant annet O_2 , NO_x og frie hydroksylradikaler ($-\text{OH}$). O_2 og NO_x finnes både i eksos- og røykgassene i fangstprosessen og i atmosfæren. Frie hydroksylradikaler finnes i atmosfæren. En grunnleggende utfordring for

teknologien er å finne aminløsninger med liten nedbrytning i prosessen (økt effektivitet/høy CO₂-fjerningsgrad, redusert kostnad og avfallsdannelse), som samtidig er nedbrytbare etter utslipp til miljøet.

Aminer har en fiskelignende lukt som er detekterbar i lave konsentrasjoner. Eksempelvis er luktgrensen for MEA 0,73-3,2 mg/m³, og for et annet amin, DIPA, er den 0,76-2,2 mg/m³. De høyeste konsentrasjonene av amin på bakkenivå forventes å bli funnet inne på industritomten. Figur 3.1 i kapittel 3.2.1 Utslipp til luft viser forventet spredning av aminet MEA. Ved normal drift forventes konsentrasjonene på bakkenivå å ligge under luktgrensene. Modellering av utslipp av MEA (se også 3.2.1 Utslipp til luft) har vist at maksimumskonsentrasjoner ved bakkenivå kan ligge i området 0,004-0,016 mg/m³. Det vil likevel kunne forekomme enkelttilfeller hvor det kan lukte amin. Dette vil først og fremst være lokalt i forbindelse med etterfylling av aminlagertanker og uplanlagte hendelser som feil ved vasketrinnet i absorberen eller søl av amin.

3.1.2 Nedbrytningsprodukter av aminer

Den største usikkerheten ved aminbasert CO₂-fangst er knyttet til reaksjons- og nedbrytningsprodukter av aminer. Aminer har en rekke teoretisk mulige reaksjons- og nedbrytningsveier. Hvilke forbindelser som dannes og slippes ut til luft, vil være avhengig av hvilken type amin som benyttes, sammensetningen av røykgassen som fanges, og prosessbetingelsene i fangstprosessen. Ammoniakk er et av nedbrytningsproduktene som er kjent. Spredningen og effekten av utslipp av ammoniakk er nærmere beskrevet i 3.2.1 Utslipp til luft.

I fangstprosessen og atmosfæren blir aminene eksponert for komponenter som muliggjør dannelsen av stoffgruppene nitrosaminer, nitraminer, amider og aldehyder. Disse stoffgruppene inneholder komponenter som har egenskaper som gjør at de i varierende grad kan virke kreftfremkallende.

Følgende er pr. i dag ikke kjent:

- Hvilke nitrosaminer, nitraminer og aldehyder som dannes. Det er blant annet mulighet for dannelsen av dimetylnitrosamin (DNMA - kjent fra røyking av tobakk).
- I hvilke mengder de ulike forbindelsene vil forekomme. Universitetet i Oslo* har laget en sammenstilling av teoretisk mulige reaksjonsveier og reaksjonsrater i atmosfæren. Hvilke mengder som faktisk vil dannes, er uavklart. Et forsøk på å verifisere de teoretiske betraktningene (identifikasjon og kvantifisering av reaksjonsprodukter i atmosfæren) er under planlegging og vil utføres vår/sommer 2009.
- Hvilke human- og økotoksikologiske egenskaper forbindelsene har.
- Levetiden i naturen til forbindelsene som dannes.
- Hvilke konsentrasjoner de skadelige forbindelsene forekommer i ved bakkenivå hvor mennesker kan bli eksponert, og hvorvidt konsentrasjonene vil være under eller over grenseverdier for helse- og miljøskader.

*Denne rapporten er en del av NILUs rapport "Amines, Emissions to Air Phase 1: A screening Project for Environmental effects". I 2008 har NILU i samarbeid med NINA, NIVA, Folkehelsen og Universitetet i Oslo gjennomført en kartlegging av potensielle effekter og prosesser for å evaluere effekter og identifisere kunnskapsbehov. Kartleggingen er begrenset til mulige effekter av utslipp til luft av aminer og degraderingsprodukter, og den har ikke sett på teknologien. Arbeidet ble betalt av Gassnova, Shell Technology Norge AS og SH.

Nitrosaminer er toksiske kjemiske forbindelser som finnes i naturen i svært lave konsentrasjoner. N-nitrosostoffer er en kjemisk beslektet gruppe nitrogenholdige forbindelser som i dyreforsøk har vist kreftfremkallende egenskaper. Risikoen for mennesker er i dag ikke fullstendig klarlagt. Det er de flyktige og mest reaktive nitrosaminene som antas å kunne ha størst kreftfremkallende potensial, men det er også disse som har kortest levetid. Mennesker kan eksponeres for nitrosaminer via flere ulike eksponeringsveier. Nitrosaminer kan forekomme i kosmetikkprodukter, legemidler, matvarer som inneholder nitritt, røykte matvarer og tobakksrøyk. Nitrosaminer kan også dannes i kroppen ved omdannelse av nitrat og nitritt. Innholdet av nitrosaminer i matvarer har blitt betraktelig redusert etter at de kreftfremkallende egenskapene ble oppdaget. I Sverige antas det daglige inntaket av nitrosaminer fra mat og drikke å ligge på 0,3 mg. For videre informasjon om nitrosaminer, se Livsmedelsverket i Sverige sine nettsider: <http://www.slv.se>

Det er mindre kunnskap om nitraminer. Denne stoffgruppen brukes blant annet i eksplosiver. Eksponering for nitraminer er derfor mest kjent fra produksjon av eksplosiver og for militært personell som er i kontakt med eksplosiver. Nitraminer kan også ha en toksisk effekt. Studier som er utført for å avklare mulige kreftfremkallende egenskaper, har vist at noen av nitraminene er kreftfremkallende og mutagene for gnagere. Nitraminer vurderes å være langt mindre potente enn de korresponderende nitrosaminene (Låg, M. et al., 2008 [9]).

Aldehyder er en stoffgruppe som finnes i stor utbredelse, men vanligvis i lave konsentrasjoner. De har både naturlige og menneskeskapt kilder. Stoffgruppen er toksisk, særlig for vannlevende organismer. Det forventes at aldehydene formaldehyd og acetaldehyd vil være blant nedbrytningsproduktene som dannes i den aminbaserte fangstprosessen. Acetaldehyd er et mellomprodukt i respirasjon hos høyere planter og forekommer naturlig i mange matvarer. Det er også et mellomprodukt ved nedbrytning av alkohol i leveren. Formaldehyd dannes i metabolske prosesser i de fleste levende organismer. Både acetaldehyd og formaldehyd antas å kunne være kreftfremkallende ved eksponering for høyere konsentrasjoner av stoffene. Arbeidstilsynet har satt administrative normer for tillatte konsentrasjoner i arbeidsatmosfæren til 0,6 mg/m³ for formaldehyd (med takverdi på 1,2 mg/m³) og 45 mg/m³ for acetaldehyd. I de administrative normene er acetaldehyd anmerket med K, som angir at stoffet skal betraktes som kreftfremkallende. Formaldehyd er anmerket med AK, som angir at det skal betraktes som allergifremkallende og kreftfremkallende. For de fleste andre aldehydene er det svært lite eller ingen data tilgjengelig om kreftfremkallende egenskaper.

Amider kan dannes når aminer reagerer med organiske syrer. Det rapporteres at amidene acetamid og formamid kan framkalle toksisitet og kreft hos dyr. Arbeidstilsynet har satt administrative normer for tillatte konsentrasjoner i arbeidsatmosfæren til 25 mg/m³ for acetamid og 18 mg/m³ for formamid. I de administrative normene er acetamid anmerket med K, som angir at stoffet skal betraktes som kreftfremkallende. Formamid er anmerket med H, som angir at det tas opp gjennom huden.

I Norge finnes det i dag ikke retningslinjer eller administrative normer for nitrosaminer eller nitraminer.

Usikkerhetene knyttet til mangelen på kunnskap om reaksjons- og nedbrytningsprodukter er den største HMS-risikoen forbundet med fullskalafangst.

SH har igangsatt og deltar i en rekke forskningsprosjekter for å undersøke reaksjonsmekanismer og effekter av aminutslipp og aminers nedbrytningsprodukter. Prosjektene er nasjonale eller internasjonale (EU) og vil ved gjennomførelse gi mye ny kunnskap om aminer. De har også som

formål å finne fram til amin typer som degraderes lite i prosessanlegget, samtidig som de brytes raskt ned i naturen.

Aktiviteter av helse- og miljørelatert art i disse prosjektene er:

- videreutvikling av modellverktøy for vurdering av risiko for forsurnings- og overgjødningseffekter,
- teoretiske og eksperimentelle studier av fotokjemisk nedbrytning av aminer i atmosfæren,
- utvikling av prøvetakings-, måle- og kvantifiseringsmetoder for identifikasjon av stoffer (aminer og nedbrytningsprodukter) som slippes ut til luft,
- undersøkelse av bionedbrytbarhet og økotoksitet på nye absorpsjonsmidler,
- fastsetting av terskelverdier for aminer og kjente nedbrytningsprodukter,
- effekter av aminer og kjente nedbrytningsprodukter på vegetasjon og akvatiske organismer.

Det skal arbeides med disse aktivitetene i årene framover og i videre prosjektfaser. Arbeidet vil inngå i teknologikvalifisering og er foreslått utført internt i SH samt hos aminlisensleverandører, utstyrsleverandører og ulike forskningssentra. Prosjektet som NILU har ledet, vil bli videreført, og arbeidet fortsetter i 2009, finansiert av Gassnova og SH.

SH har også igangsatt interne forskningsaktiviteter. Ved SHs forskningssenter i Porsgrunn er det bygget en testrigg hvor simulert eksosgass ledes gjennom en absorpsjonskolonne. Her skal følgende undersøkes:

- Påvirkning av prosessparametere (O_2 , NO_x , temperatur og pH) på nedbrytning av aminer i absorpsjonskolonnen.
- Prøvetaking og analyse av rensset gass for identifikasjon av reaksjons- og nedbrytningsprodukter.

Annet forskningsarbeid omfatter:

- prosessutvikling og optimalisering for kontroll av biprodukt dannelse og reduksjon av amin til luft,
- fastsetting av terskelverdier for helse- og miljøeffekter av identifiserte reaksjons- og nedbrytningsprodukter,
- litteraturstudie for innhenting av økotoksitets- og toksitetsdata for nitrosaminer og nitraminer, som nylig er igangsatt,
- risikovurderinger (eksponerings- og spredningsberegninger),
- studier av avfall (deriblant aminer) for å karakterisere avfallet kjemisk og teste ulike avfallsbehandlingsmetoder (forbrenning, termisk dekomponering og kompostering).

Listen over utredninger og aktiviteter som må gjennomføres for å forstå helse- og miljørisikobildet knyttet et aminbasert fangstanlegg, er omfattende. Noen av aktivitetene inneholder elementer av grunnforskning, og det er behov for bidrag fra ulike fagmiljøer. Tidsløpet er usikkert, men det forventes minimum to år før risikobildet er klarlagt.

3.2 Ytre miljø

Norge har gjennom signering av Kyoto-protokollen forpliktet seg til å redusere utslipp av 6 drivhusgasser, deriblant CO₂. Bygging av fullskala fangstanlegg på Mongstad vil være et viktig skritt for å oppfylle de nasjonale forpliktelsene i henhold til Kyoto-protokollen. Fangst fra de to anbefalte kildene vil gi en netto reduksjon på 3 - 4 % av de norske CO₂ utslippene, og vil bidra med ca. 12 % reduksjon av CO₂-utslipp i forhold til løftene i klimaforliket om en reduksjon på 15-17 millioner tonn innen 2020.

Fangstprosessen vil bidra med utslipp til luft av absorbentkjemikaliet og dets reaksjons- og nedbrytningsprodukter, som er av regional karakter. I tillegg vil anlegget gi utslipp av energi og nitrogenforbindelser til Fensfjorden.

Det er gjennomført overordnede studier som har sett på spredningen av stoffer som slippes til luft, og effekten av utslipp av kjølevann til Fensfjorden. Hovedkonklusjonene fra disse studiene er presentert i underkapitlene som følger.

3.2.1 Utslipp til luft

Om lag 10-15 % av CO₂-innholdet i eksos- og røykgassen som ledes inn i fangstanleggene, vil slippes ut gjennom toppen av absorpsjonstårnene. Dette utslippet vil hovedsakelig bestå av stoffer som kommer fra eksos- og røykgasskildene (CO₂, NO_x, SO_x), vanndamp samt lave konsentrasjoner av absorbenten (se også 3.1 Aminer og nedbrytningsprodukter). Vanndampen som slippes ut, vil under gitte værforhold (særlig ved kaldt vær) kunne gi en synlig dampfane.

Fangstanleggene vil redusere utslippene av svoveloksider (SO_x) og nitrogendioksid (NO₂). Disse stoffene fjernes fra røykgassen som en del av forbehandlingen av røykgassen fra krakkeranlegget (se 2.6 Funksjonsbeskrivelse av aminanlegg).

Et fangstanlegg vil ha et betydelig energibehov i form av damp og elektrisitet for å drive prosessen.

Aminholdig avfall (se 3.2.3 Håndtering av avfall) vil bli destruert i en forbrenningsovn. Fra forbrenningsovnen vil det slippes ut CO₂ og NO_x.

Det er gjennomført en studie som overordnet har modellert avsetningsområdet for amin, ammoniakk, acetaldehyd, nitrogendioksid og svoveloksidstoffer i utslippene fra absorpsjonstårnene. Studien har modellert utslippsbildet gjennom simulering av CO₂-fangstanleggene. Det er også tatt hensyn til eksisterende bakgrunnsnivåer og framtidige utslipp fra Mongstad i studien.

Utslippene har blitt vurdert mot SFTs luftkvalitetskriterier for NO₂ og SO₂. For amin og acetaldehyd har terskelverdier for administrative arbeidsmiljønormer blitt konvertert til kort- og langtidskriterier ved bruk av en tilnærming som er gitt av Storbritannia (Technical Guidance Note E1). Studien har ikke vurdert helse- og miljøeffekter av utslipp av aminer og ukjente nedbrytningsforbindelser.

Modelleringen viser at forbindelsene som slippes ut fra fangstanleggene, i all hovedsak vil falle ned i industrianlegget på Mongstad, omlag 400-800 meter fra utslippspunktet. Her er arbeidstilsynets normer regulerende. Kun svært lave konsentrasjoner forventes å spre seg til omkringliggende nærområder i en radius på i underkant av 5 km fra utslippspunktet, hvor SFTs luftkvalitetskriterier også vil gjelde. Modelleringen viser ingen overskridelse av kriteriene listet i tabell 3.1 . Figuren

Tabell 3.1 Luftkvalitetskriterier.

Forbindelse	Kort tid (1-times middelværdi) µg/m ³	Lang tid (årlig middelværdi) µg/m ³
NO _x *	200	40 (30 økosystem)
SO ₂ *	350	20 (320 økosystem)
NH ₃	566	98
MEA	750**	25**
Acetaldehyd	6 750**	450**

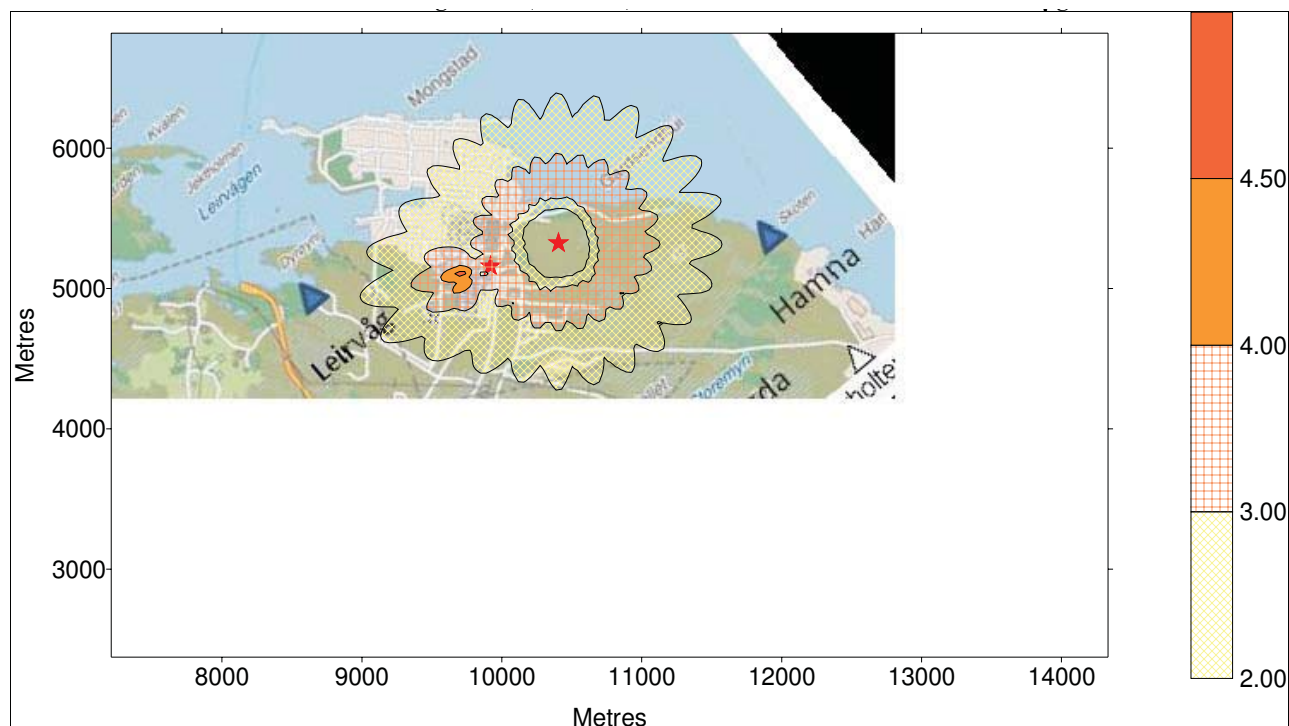
* Kriteriet for NO₂ er basert på 99,8 % til konsentrasjonen, for SO₂ er kriteriet basert på 99,7 % til konsentrasjonen.

** Kriteriene for MEA og acetaldehyd er arbeidsmiljønormer (MEA korttids-eksponeringsgrense) 15 220 µg/m³ 10 min (6 ppm), 7 610 µg/m³ 8 timer. For acetaldehyd er kortidseksponeringsgrensen 270 000 µg/m³ 10 min og 45 750 µg/m³ 8 timer. Disse er konvertert til kort- og langtidskriterier basert på en tilnærming gitt av UK Environment Agency Guidelines (Technical Guidance Note E1). Årlig middelværdi er beregnet som 1/100 av 8-timers arbeidsmiljøgrensen og 1-times middelværdien er 1/10 av kortidseksponeringsgrensen (10 min).

nedenfor viser modellert spredning av MEA som et eksempel på et område som blir berørt av utslipp til luft.

Avsetting av nitrogen- og svovelforbindelser vil kunne bidra til forsurening av jordsmonn og ferskvann dersom avsettingen overskrider kritiske grenseverdier. Avsetting av nitrogenforbindelser kan også bidra til overgjødning. Bidraget av NO_x og NH₃ fra fangstanleggene vil være neglisjerbart i forhold til den eksisterende belastningen fra andre kilder i regionen.

Fangst fra krakkeranlegget vil medføre betydelig reduksjon i utslipp av SO₂. SO₂ fjernes som en del av klargjøringen av røykgassen fra krakkeranlegget for CO₂-fangst (2.9.2.1 Beskrivelse av urenheter i røykgassen fra krakkeranlegget). SO₂ som tas ut av gassen, felles ut i vann som natriumsulfater som sendes til sjø. Utslipp av natriumsulfater til sjø har ingen negative miljøkonsekvenser.



Figur 3.1 1-timesmiddell konsentrasjoner av MEA ved bakkenivå g/m³.

3.2.2 Utslipp til sjø

Fra fangstprosessen forventes det kontinuerlige utslipp av prosess- og kjølevann. Utslippene vil inneholde vann (både ferskvann og sjøvann) og stoffer fra røyk- og eksosgassene i tillegg til rester av kjemikalier fra fangstprosessen.

3.2.2.1 Fjerning av nitrogenholdige stoffer

Det eksisterende vannrenseanlegget har ikke kapasitet til å håndtere ytterligere mengder av nitrogenholdige komponenter. Det vil i neste prosjektfase måtte designes et biologisk vannrenseanlegg for fjerning av nitrogenholdige komponenter. Vannrenseanlegget skal kunne redusere innholdet av ammoniakk til under 10 mg/l og innholdet av amin til under 5 mg/l.

Når eksosgassen fra kraftvarmeverket kjøles ned fra rundt 200 °C til 20-40 °C, kondenseres det ut ferskvann som inneholder løst ammoniakk (beskrevet i kapittel 2.6 Funksjonsbeskrivelse av aminanlegg). Ammoniakk i eksosgassen stammer fra NO_x-reduksjonssystemet (Selective Catalytic Reduction - SCR), som er en del av kraftvarmeverket. Ammoniakk i eksosgassen blir løst i en vannstrøm i stedet for å bli sluppet ut til luft. Denne strømmen vil bli benyttet som matevann til deminsystemet (2.8.6 System for demineralisert vann). Ut fra deminsystemet vil det produseres en mindre strøm som inneholder større konsentrasjoner av ammoniakk. Denne vil bli sendt til vannrenseanlegget for denitrifisering før vannet slippes til sjø.

Det forventes at en ferskvannstrøm på ca. 4-5 m³/t vil kondenseres ut når CO₂-gassen blir komprimert. Vannstrømmen vil inneholde mindre mengder amin, aldehyder og nitrogenholdige nedbrytningsprodukter. Denne ferskvannsstrømmen vil bli behandlet i et renseanlegg før den slippes ut i Fensfjorden.

I tillegg vil aminholdig drensvann sendes til et vannrenseanlegg.

3.2.2.2 Strømmer som sendes ubehandlet til sjø

Kjølevannet vil inneholde energi i form av varme (se kapittel 2.8.5 System for sjøvannskjøling). Energimengden fra fangstanlegget vil være avhengig av fangstleverandør, valgte kilder og eventuelt fasing av fangsten. Energimengden er anslått til å ligge på om lag 1 000-2 000 GJ/t.

NIVA har gjennomført en studie [10] for å optimalisere design og plassering av kjølevannsutløpene. I tillegg har studien sett på mulige miljøkonsekvenser av utslippet av kjølevann fra fangstprosessen til Fensfjorden. I studien er det tatt hensyn til de eksisterende utslippene på Mongstad samt framtidige utslipp fra andre prosjekter. Kriteriene for plassering av kjølevannsutløpene er lite eller ingen gjennomslag av kjølevann til overflaten og maksimum 1 °C overtemperatur i vannet 100 meter fra utløpspunktet.

Studien konkluderer med at det er mulig å etablere en ny stor kjølevannsløsning på Mongstad hvor negative konsekvenser for miljøet kan unngås. Det vil kreve noen endringer av løsningen som er skissert i 2.8.5 System for sjøvannskjøling. De nødvendige endringene vil bli implementert i design av kjølevannsløsningen i videre prosjektfase. Det betyr at utslipp av kjølevann fra fangstanlegget ikke forventes å ha negative effekter på miljøet.

Utstyret som skal fjerne SO_x i røykgassen fra krakkeranlegget, vil gi en vannstrøm som inneholder natriumsulfitt, natriumbisulfitt og natriumsulfat. Disse stoffene står på OSPARs PLONOR-liste (Poses Little or No Risk - stoffer som har ingen eller svært liten miljøeffekt) og krever derfor ikke behandling før de slippes ut i sjøen.

I nedbørsperioder vil overskuddsvann samles opp i avløpssystemet (beskrevet i kapittel 2.8.3 System for avløps- og prosessvann). Vannet vil bli sendt til stormvannsutløp, vannrensesystemet eller til avhenting og transport til ekstern avfallshåndtering, basert på analyser av vannets renhet.

3.2.3 Håndtering av avfall

Det vil dannes aminholdig avfall fra renseprosessene bestående av bl.a. varmestabile salter og forringet absorpsjonskemikalie. Dette avfallet vil forekomme i form av fuktig slam. Hvor mye slam som dannes, vil avhenge av hvilken type amin som benyttes. Størrelsesordenen på denne typen avfall er vurdert til 500-1 500 tonn/år. Slammet og aminholdige filtre vil bli sendt til forbrenning.

Utover dette forventes det kun avfall fra forbruksartikler fra anlegget. Disse vil utgjøre en mindre endring i avfallsmengdene ved Mongstad som følge av utbyggingen. Erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter samt eksisterende systemer for avfallshåndtering vil bli utnyttet.

I tillegg til normale avfallsfraksjoner som papir/papp, matavfall, glass, trevirke, metall, plast, spesialavfall og restavfall som vil oppstå som følge av utbygging og drift, vil det i utgangspunktet bli generert relativt små mengder spesialavfall i driftsfasen.

Disse vil inngå i nåværende system for avfallshåndtering. Interne retningslinjer for avfallshåndtering gir følgende prioriteringsrekkefølge for håndtering av avfall:

- Hindre at avfall oppstår
- Redusere bruk av farlige stoffer
- Gjenbruk
- Materialgjenvinning
- Energigjenvinning
- Deponering

Vurderinger av avfallshåndtering vil bli gjort i henhold til etablerte retningslinjer og systemer for håndtering av avfall.

3.3 Arbeidsforhold

I arbeidet med helse- og arbeidsmiljøforhold følger SH ALARP-prinsippet (As Low As Reasonably Practicable) når det gjelder å unngå yrkesskader, belastninger eller sykdom, for å nå et overordnet mål om null skade på mennesker. Arbeidsmiljøloven og SHs styrende dokumenter for arbeidsmiljø er benyttet som grunnlag for kravsetting i designbasis (og prosjektgjennomføring).

I tidligfasedesign har det vært fokus på større faktorer/designelementer som er avgjørende for den prosesstekniske løsningen, og som vil påvirke kostnaden. Dette gjelder særlig:

- støy og vibrasjoner
- tilkomst
- kjemikalier - type og eksponeringsveier

Det er jobbet etter prinsippet om å eliminere og minimere risiko, og bruk av personlig verneutstyr som siste utvei.

Kontroll og oppfølging av faktorer som påvirker arbeidsforhold, vil ha økende fokus etter hvert som detaljeringsnivået i prosjekteringen øker.

Det er gjennomført en kvalitativ risikoanalyse av arbeidsmiljøet for å avdekke mulige arbeidsoppgaver og arbeidssituasjoner som kan utgjøre en risiko for helse og arbeidsmiljø. Denne analysen viste at de mest kritiske arbeidsoppgavene er knyttet til eksponering for støy, arbeid i høyden og kjemikalier. Arbeidsoppgaver som kan medføre eksponering for disse arbeidsmiljøfaktorene, er prøvetaking av gasser og væsker samt ulike vedlikeholdsoperasjoner. Se kapittel 3.5 Fareregister og forslag til risikoreduserende tiltak for resultater fra arbeidsmiljørisikoanalysen.

3.3.1 Støyvurderinger

Støy til omgivelsene

Bygging og drift av fangstanleggene vil gi noe økt støy fra området. Støybelastningen ved drift av fangstanleggene vil bli modellert ut fra beregning av de største støykildene og avstanden til nærmeste bebyggelse i prosjektets neste fase.

Mongstad-anlegget har en konsesjonsgrense for støy der ekvivalent støynivå ved drift ikke skal overstige 45 dBA målt ved nærmeste boligområde. I tillegg skal tilfeldige utslipp av damp, gass o.l. ikke forårsake høyere momentanverdier enn 55 dB(A).

Fangstanleggene skal bygges slik at konsesjonsgrensene for støy overholdes. Dette vil bli verifisert gjennom støymodelleringsstudier.

Støy på arbeidsplassen

Eksponering for lokal støy i anlegget kontrolleres gjennom å sette maksimum grenseverdier til leverandørene for utstyr. Dersom utstyr overskrider de gitte kravene, er typiske tiltak isolering og plassering av utstyr i lydisolerende hus. Utstyr som vanligvis er forbundet med et høyt støynivå, er store kompressorer, pumper og blåsere.

Det er gjennomført en studie som har sett på støybildet i fangstanlegget i forhold til arbeidsmiljøhensyn. Isolering, utstyrvalg og bygninger vil reflektere krav i Arbeidstilsynets administrative normer og SHs styrende dokumentasjon.

3.4 Teknisk sikkerhet

Fangstanleggene er i utgangspunktet anleggstyper med lavere risikopotensial enn raffineriets prosessanlegg. Det forventes derfor at fangstanleggene har liten effekt på storulykkespotensialet på Mongstad, både for egne ansatte og tredjepart. Dette må verifiseres i kvantitative risikoanalyser som utføres i senere prosjektfaser.

Det er utført to HAZID-studier (studier for fareidentifikasjon) for fangstanleggene og hjelpesystemene for å identifisere risikomomenter knyttet til de nye anleggene. Tabell 3.2 i 3.5 Fareregister og forslag til risikoreduserende tiltak viser hvilke hendelser som er vurdert å ha det høyeste risikopotensialet.

Hovedutfordringene for sikkerhet i prosjektet vil være knyttet til utslipp og lekkasjer av CO₂ i høye konsentrasjoner og eksponering av personell. CO₂ er under normale forhold (dvs. +15 °C og 1 atm.) klassifisert som en fargeløs, luktfri og ikke-giftig gass. Den er 1,5 ganger tyngre enn luft og sprer seg derfor langs bakken og samles opp i groper og lavtliggende områder. CO₂ er ikke brennbar.

Selv om CO₂ ikke er klassifisert som giftig, vil den fortrenge luft og begynne å påvirke pusting og konsentrasjonsevne ved ca. 1 % konsentrasjon i luft. Ved ca. 4 % konsentrasjon i luft vil CO₂ være helsefarlig, og tegn på forgiftning vil vise seg etter ca. 30 minutters eksponering. Ved eksponering for CO₂-konsentrasjoner på over 10 % vil en person miste bevisstheten i løpet av kort tid (mindre enn ett minutt), og dersom eksponeringen fortsetter, vil det være dødelig.

To av områdene på Mongstad vil håndtere store mengder CO₂ i gassform og CO₂ under trykk i væskeform. Dette beskrives nærmere i de neste kapitlene.

Et annet sikkerhetsaspekt er at området rundt krakkeranlegget er et høyrisikoområde, i tillegg til at det er plassbegrensninger. Ved å installere utstyr for fangst fra krakkeranlegget i området kan en risikere at fortetningen fører til høyere eksplosjonstrykk i området og merarbeid med forsterkninger av eksisterende utstyr. At området er trangt, betyr også at det vil være flere begrensninger i muligheten for å bygge det nye utstyret i ferdige moduler som kan transporteres på plass. Dette vil medføre mer folk i arbeid i området og lengre varighet på byggearbeidene enn om utstyret kan installeres i et åpnere område og på litt avstand fra eksisterende anlegg. For å få risikoen så lav som praktisk mulig bør det i det videre arbeidet vurderes om det er mulig å legge plasseringen lengre bort fra krakkeranlegget.

3.4.1 Spesielle forhold ved CO₂ under trykk

I området som er foreslått for CO₂-eksport, håndteres CO₂ ved høyt trykk i væskeform. Ved en trykkavlastning av CO₂ eller lekkasje i systemet vil CO₂ gå over i fast form og danne tørris i tillegg til gass. Dette vil være synlig som en tykk, hvit tåke med faste CO₂-partikler i puddeform og damp. Tørris er ekstremt kaldt, -78,5 °C, og kan medføre frostskafer ved personelleksponering. Tørris kan også tette igjen utstyr og ventiler, og det kan dannes statisk elektrisitet med tilhørende tenkilderisiko.

Det er foreløpig ikke tilgjengelig programvare på markedet som kan beregne konsekvensene av lekkasje fra CO₂-systemer med høyt trykk på sublimering av tørris og spredning av CO₂. Det pågår imidlertid utvikling av programvare, og prosjektet deltar i utviklingen. Programvaren skal etter planen være tilgjengelig før neste fase av prosjektet.

Under gitte forutsetninger kan det oppstå en trykkeksplasjon som kalles BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion). Dette kan være en svært kraftig eksplosjon som kan medføre at flygende utstørsfragmenter treffer og skader personell og ødelegger prosessutstyr i nærliggende områder. En BLEVE kan defineres som et eksplosivt utslipp av ekspanderende gass og kokende væske, som oppstår når en beholder som inneholder flytende gass under trykk, feiler katastrofalt. I dette tilfellet betyr det at beholderen åpnes fullstendig slik at alt innholdet slippes ut samtidig. Et viktig poeng å merke seg er at BLEVE er et resultat av at beholderen feiler. En BLEVE kan oppstå som et resultat av at CO₂-beholderen blir oppvarmet fra en brann i nærheten og påfølgende trykk og temperaturøkning til beholderen til slutt revner. Andre årsaker kan være korrosjon og materialsvekkelse, overfylling av beholder, feil på ventiler eller feil betjening av ventiler.

BLEVE-risikoen håndteres ved å iverksette tiltak som vil redusere sannsynligheten for og konsekvensene av en BLEVE. De viktigste tiltakene vil være å plassere CO₂-væsketanken slik at den ikke kan eksponeres for branner i naboområder, sikre høy kvalitet på materialer og kvalitet i produksjon av tanker samt sikre tankene mot overfylling. I tillegg er området for CO₂-eksport senket 2,5 m i forhold til de omkringliggende anleggene for å redusere konsekvensene av en eventuell BLEVE.

Trykkavlastning av CO₂-væskesystem er en utfordring fordi det vil dannes tørris. Prosjektet har vurdert flere ulike løsninger for CO₂-trykkavlastning, uten at det er konkludert endelig. For væske er det foreslått en kontrollert trykkavlastning ved å installere en ventileringskank som samler opp tørris. Ventileringskanken vil være oppvarmet for å sikre at tørrisen sublimerer til gass.

Teknisk løsning for trykkavlastning av eksportledning må sees i sammenheng med trykkavlastning av fangstanlegget i neste prosjektfase.

3.4.2 Utslipp av CO₂-gass

Det vil kunne forekomme utslipp av CO₂ i gassform i anlegget. Utslippene kan være utslipp av CO₂-gass via avlufting eller en ulykkeshendelse med lekkasje fra CO₂-systemet. Sannsynligheten for en lekkasje i CO₂-systemet og konsekvensene må kartlegges i en kvantitativ risikoanalyse i en senere prosjektfase. Hovedproblemet ved utslipp av CO₂-gass vil være at gassen som slippes ut, siger ned langs bakken og kan eksponere personell i området.

Det er sett på ulike konsepter for kontrollert avlufting av CO₂-gass. Kontrollert avlufting av CO₂ vil være aktuelt under igangkjøring og oppstart av fangstanlegget, eller dersom CO₂-kompressorer eller CO₂-eksportpumper er ute av drift på grunn av feil eller vedlikehold. CO₂ fra fangstanlegget vil i en slik situasjon bli sluppet ut gjennom en ny pipe.

Det ene konseptet er et langt rør til en fjerntliggende pipe, det andre vil være lokalt utslipp i området. Endelig løsning må besluttes i videre prosjektfaser.

Ved lokal avlufting av CO₂-gass er det anbefalt oppvarming i røret for å sikre bedre løft på CO₂-gassen og dermed bedre spredning og fortynning før den siger ned til bakken. Det utføres beregninger av CO₂-spredning for å verifisere at temperaturen på CO₂-gassen og høyden på avlufte er tilfredsstillende for å unngå farlig eksponering av personell, spesielt når det er vindstille.

I alle områder på anlegget hvor en kan få lekkasje av farlige konsentrasjoner av CO₂-gass, må det installeres CO₂-gassdetektorer og eventuelt O₂-detektorer. Deteksjonsfilosofi for CO₂, herunder antall og type detektorer, alarmgrenser og nødvendige tiltak som nedstenging og evakuering av områder, må detaljeres i en senere prosjektfase. Det samme gjelder behovet for bærbare detektorer og personlig verneutstyr for personell i områder med mye CO₂.

3.4.3 Brann og eksplosjon

Fangstanleggene plasseres inne på eksisterende anlegg og vil være omgitt av prosessutstyr. Anleggene kan derfor påvirkes av en ulykkeshendelse som en gasslekkasje, brann eller eksplosjon i anleggene. Dette vil spesielt gjelde utstyr som skal installeres i området rundt krakkeranlegget, som er definert som et høyrisikoområde.

Det foregår for tiden beregninger av eksplosjonstrykk i eksisterende anlegg. I det videre arbeidet må det gjøres eksplosjonssimuleringer som omfatter det nye fangstutstyret. Det må videre gjøres arbeid med å finne fornuftig design på bygninger og det nye utstyret med tanke på å beskytte bygninger og utstyr mot trykket fra eksplosjoner i eksisterende anlegg.

Risikoen for at de nye fangstanleggene blir eksponert for branner i de eksisterende områdene må kartlegges i den kvantitative risikoanalysen som skal utføres i en senere prosjektfase. Det er mulig at det kan komme krav til passiv brannbeskyttelse av utstyr og fundamenter for å hindre sammenbrudd av utstyret og eskalering av en eventuell ulykkeshendelse.

Når det gjelder brannrisikoen i fangstanleggene, er den vurdert å være lavere enn for raffineriets prosessanlegg. Anleggene skal i hovedsak håndtere ikke-brennbare væsker og gasser.

Anlegget vil få tilført hydrogen (H₂) til oksygenfjerning og brenngass til forbrenningsovn. Risikoreducerende tiltak vil bestå i redusere antall lekkasjekilder fra systemene ved å bruke mest mulig helsveiste rør. Det må også være tilkomst for brannslukningsutstyr.

Amin i lagertanker kan brenne hvis det f.eks. varmes opp av en pågående brann. Brannrisikoen vil sannsynligvis variere med typen amin som velges, og konsentrasjonen på amin/vann-blandingen. Det bør imidlertid være et oppsamlingskar under amintanken samt mulighet for vannspray eller alkoholresistent skum for å kunne slukke en eventuell brann.

På grunn av fangstanleggenes plassering i nærheten av eksisterende raffineri må alt mekanisk og elektrisk utstyr konstrueres som eksplosjonssikkert.

I det videre prosjekteringsarbeidet må det kartlegges i detalj hvilke tekniske sikkerhetssystemer og barrierer prosjektet må inkludere for fangstanleggene.

3.5 Fareregister og forslag til risikoreduserende tiltak

Prosjektet har opprettet et HMS-risikoregister hvor tiltakene fra følgende gjennomganger er inkludert:

- Identifisering av faremomenter (HAZID)
- Vurdering av arbeidsmiljøforhold (WERA)
- Vurdering av miljøutslipp (ERA)

HMS-risikoregisteret er et viktig element i det løpende arbeidet med å redusere prosjektets HMS-risiko. Tiltakene i dette registeret vil bli fulgt nøye opp i de neste prosjektfasene.

HAZID-resultater

I HAZID (Hazard Identification) ble de identifiserte risikoene vurdert etter hvor høy sannsynlighet det er for at hendelsen vil inntreffe, og hvor store konsekvenser hendelsen forventes å ha. Tabell 3.2 viser matrisene som ble benyttet i vurderingene.

Tabell 3.2 Matrise for klassifisering av risiko.

Risikonivå 5 og 6	5	10	15	20	25
Risikonivå 4	4	8	12	16	20
Risikonivå 3	3	6	9	12	15
Risikonivå 2	2	4	6	8	10
Risikonivå 1	1	2	3	4	5
	Ukjent, veldig sjelden eller sjelden (>1000 år)	Har forekommet flere ganger i industrien (1000 – 100 år)	Har forekommet i regionen / selskapet (100 – 20 år)	Har forekommet mer enn en gang i selskapet (20 – 4 år)	Har forekommet på anlegget eller vil skje ofte (<4 år)

I HAZID-gjennomgangene ble fem hendelser vurdert til risikonivå 9 eller høyere (røde), og hele 10 hendelser fikk 8. Hendelsene som ble vurdert til risikonivå 9 eller høyere, er presentert i tabell 3.3.

WERA-resultater

I en WERA identifiseres alle aktiviteter som skal utføres av personell på anlegget. Aktivitetene blir vurdert i forhold til hyppighet, varighet og hvilke arbeidsmiljøfaktorer personellet kan bli eksponert for når det utfører ulike aktiviteter.

Arbeidsmiljøfaktorene som aktivitetene ble vurdert mot, er:

- ergonomi - tilkomst
- kjemikalier
- støy

- vibrasjon
- belysning
- klima
- temperatur
- biologiske faktorer
- organisasjon

Tabell 3.3 Hendelser identifisert i HAZID med risikonivå 9 eller høyere.

Hendelse	Årsak	Mulig konsekvens	Eksisterende barriere	Sannsynlighet	Konsekvens	Risiko	Forslag til risikoreduserende tiltak
Utslipp eller lekkasje av høykonsentrert CO ₂	Mekanisk sammenbrudd i strømningsrør i CO ₂ -produktkjøleren	Kan forårsake frysing av sjøvann i nærheten av utslipps/lekkasjepunktet pga. høyt trykfall av CO ₂ . Dette kan forårsake brudd i CO ₂ -produktkjøleren	Eksisterende barriere	3	4	12	Undersøk konsekvensene av brudd i varmeveksleren og utslipp av CO ₂ under høyt trykk.
Utslipp eller lekkasje av høykonsentrert CO ₂	Sammenbrudd i CO ₂ -kompressorforsegling eller pakning	Mulig fare for kvelning for operatører i bygningen	O ₂ og CO ₂ -detektorer på innsiden og utsiden av bygningen med høytrykks CO ₂ -rør	2	5	10	Installer CO ₂ -alarmer i kompressorbygget
Aminlekkasje	Mulig brudd i lagringstank for aminabsorbent pga. at løsningen fryser	Operatører kan komme i kontakt med amin slik at det fører til skade	Start tank-resirkuleringsystem gjennom sugeovn (suction heater) i kaldt vær	2	5	10	Vurder installasjon av varme rørspiraler i lagertankene. Gjennomfør "winterization"-vurdering av konvektivt varmetap i disse tankene i senere fase
Klima – kaldt vær	Kollaps av CHP-eksosgasskanal pga. vekten av snø og is	Skade på omkringliggende utstyr, mulighet for hydrokarbonlekkasje	Design og spesifikasjoner for kanalen og støttestrukturer må ta hensyn til vekten	3	3	9	Design kanalen for ekstremvær
Aminlekkasje	Lekkasje fra pumpeforseglinger på amingjenvinningsenhetens pumpe	Operatører kan komme i kontakt med amin slik at det fører til skade	Opphøyde kanter blir bygget opp rundt pumpen. Pumpen vil ha et dekke over seg	3	3	9	

Eksposeringen for arbeidsmiljøfaktorene blir rangert etter risiko:

- Risikoen er lav og akseptabel - gode arbeidsforhold.
- Risikoen er akseptabel - arbeidsforholdene er ok, men kan bli bedre.
- Risikoen er uakseptabel - tiltak for å bedre arbeidsforholdene bør implementeres.

- Risikoen er høy og uakseptabel - tiltak for å bedre arbeidsforholdene må implementeres.
- Forholdene er ukjente, og alvorlighetsgraden er ukjent.

Tabell 3.4 viser aktivitetene der risikoen ble ansett som høy og uakseptabel. Noen aktiviteter på ulikt utstyr har blitt slått sammen, som for eksempel prøvetaking av henholdsvis gass og væsker.

ERA-resultater

ERAen ble gjennomført for å identifisere signifikante miljøaspekter. Gjennomgangen hadde hovedfokus på å beskrive strømmene som går ut av fangstanleggene. Tabell 3.5 presenterer de fire viktigste miljøaspektene fra gjennomgangene.

Som nevnt kan de fleste HMS-risikoen håndteres og kontrolleres ved å følge gjeldende regelverk, SHs retningslinjer og god industripraksis (når årsakene og konsekvensene er kjent).

Tabell 3.4. Aktiviteter som ble vurdert med risikonivå fire i WERA. Aktiviteter som ble vurdert med risikonivå fire i WERA

Aktivitet	Arbeidsmiljøfaktor	Risikonivå	Foreslått tiltak
Prøvetaking av gass	Ergonomi	3-4 – avhengig av kilde	Legg prøvetakingsrør ned til bakkenivå Kontroller ved bruk av 3D-modellgjennomgang. Installer transporthjelpemidler for tunge prøvetakingsbomber
Prøvetaking av gass	Eksposering for kjemikalier	3-4- avhengig av kilde 5 fra aminforbrenningsovn	Installer lukkede prøvetakingsstasjoner Gass spylt gjennom stasjonen skal kunne sende tilbake til kilden eller til luftehull
Prøvetaking av gass	Temperatur	3-4	Isolerte prøvetakingslinjer Prøvekjøler
Prøvetaking av gass	Støy	3-4	Personlig verneutstyr
Prøvetaking av væsker	Ergonomi	3	Legg prøvetakingsrør ned til bakkenivå Kontroller ved bruk av 3D-modellgjennomgang
Prøvetaking av væsker	Eksposering for kjemikalier	3-4	Installer lukkede prøvetakingsstasjoner og gjennomspylingstasjoner Korrekt personlig verneutstyr Sikre riktig merking av prøvetakingspunkter og lett tilgjengelige datablader
Prøvetaking av væsker	Temperatur	3-4	Isolerte prøvetakingslinjer Prøvekjøler
Vedlikehold– bytte av filter	Ergonomi	3-4	Installer enskinnebane, løfteutstyr og kontroller ved bruk av 3D-modellgjennomgang
Vedlikehold– bytte av filter	Eksposering for kjemikalier	3-4	Installer lavt dreneringspunkt, isoleringsventil rundt dreneringspunktet, drenering rundt filteret Personlig verneutstyr
Vedlikehold – rengjøring av RCC-røkgasskanal	Ergonomi	4	Gode arbeidsprosedyrer, sikker jobbanalyse Personlig verneutstyr Intern stige Installer kikkehull i kanalen
Vedlikehold – rengjøring av RCC-røkgasskanal	Eksposering for kjemikalier	4	Gode arbeidsprosedyrer, sikker jobbanalyse Personlig verneutstyr
Vedlikehold – rengjøring av RCC-røkgasskanal	Støy	4	Gode arbeidsprosedyrer, sikker jobbanalyse Personlig verneutstyr
Vedlikehold av systemer som inneholder amin	Eksposering for kjemikalier	4	Gode arbeidsprosedyrer, sikker jobbanalyse Personlig verneutstyr
Vedlikehold av systemer som inneholder CO ₂ under høyt trykk	Temperatur	4	Gode arbeidsprosedyrer, sikker jobbanalyse Personlig verneutstyr Isolating
Installasjon og inspeksjon av kolonneinnmat	Ergonomi	4	Gode arbeidsprosedyrer, sikker jobbanalyse Personlig verneutstyr – spesialutstyr f.eks. O ₂ -tanker Interne stiger Sikre tilstrekkelig mannhull/rømningsveier
Operasjon av pigstasjoner	Eksposering for kjemikalier	4	Gode arbeidsprosedyrer, sikker jobbanalyse Personlig verneutstyr Isolering
Fjerning av aske fra forbrenningsovn	Eksposering for kjemikalier	5	Innhold av tungmetaller må bestemmes Vurder automatiserte systemer for oppsamling av aske Personlig verneutstyr
Fjerning av aske fra forbrenningsovn	Temperatur	4	Vurder automatiserte systemer for oppsamling av aske

Tabell 3.5 Miljøaspektene med høyest signifikans.

	Kilde	Aspekt	Tiltak
Utslipp til luft	Aminer i avgassen fra absorpsjonstårnet	Stor usikkerhet knyttet til mengde og type reaksjons- og nedbrytningsprodukter av amin	Se kapittel om aminer
Utslipp til sjø	Ammoniakk i vannet fra CHP-eksosgasskjøleren	Resipienten, Fensfjorden, mottar allerede en god del nitrogenholdige komponenter. Mongstad bruker i dag nesten hele "kvoten" de har for utslipp av nitrogenholdige komponenter til sjø	Vannstrømmen vil bli benyttet som matevann i demnanlegget hvor volumet reduseres og ammoniakken oppkonsentreres. Strømmen vil deretter bli sendt til det nye vannrenseanlegget
	Energimengde i kjølevann	Resipienten, Fensfjorden, mottar allerede en god del energi fra eksisterende kjølevannsutslipp. Endringer i temperatur i vannet kan forstyrre økosystemet og nisjene i Fensfjorden	Utslippspunktene for kjølevannet vil bli plassert slik at det ikke vil bli målbare negative konsekvenser av utslippet. Dette bli verifisert gjennom modellering
	Vannstrømmer som inneholder amin: dreisvann etter uhellshendelser, vann som kondenseres ut fra kompresjon av CO ₂ -produktgassen	Aminer er over gitte konsentrasjoner toksiske for vannlevende organismer. Aminer virker som en nutrient og kan derfor være med å bidra til lokal overgjødning	Vannstrømmer som inneholder amin, vil bli sendt til det nye vannrenseanlegget

4 Kostnader

Kostnadsanslaget dekker prosjektutviklingskostnader fram til beslutning om investering, investeringskostnader for utførelsesfasen fra og med beslutning om investering og driftskostnader. Fasene er beskrevet i kapittel 2 CO₂-fangstanlegg og hjelpesystemer. Prosjektutviklingskostnader fram til beslutning om investering inkluderer hovedsakelig eksterne og interne studier, forprosjektering, personellkostnader og teknologikvalifisering. Omfang av og varighet for teknologikvalifisering vil i vesentlig grad være avhengig av konseptvalg, herunder kildevalg og gjennomføringsplan.

Driftskostnadene er blant annet avhengig av hvilket konsept og hvilken leverandør som velges, men den vesentligste delen av driftskostnadene er energikostnader (elektrisitet og damp). Energimarkedet har derfor stor innvirkning på nivået for driftskostnadene, og et turbulent finansmarked gjør det vanskelig å gi et godt bilde av framtidens energipriser og leverandørmarked. Kostnadsutviklingen har de siste årene vært stigende i et presset leverandørmarked. Hvilken påvirkning den senere tids endringer i finansmarkedet har på dette, er usikkert på litt lengre sikt.

4.1 Investeringskostnader

4.1.1 Estimeringsmetode og forutsetninger

Estimeringsmetoden er en kombinasjon av faktorestimering, som benyttes i tidligfaseestimer, og analytisk estimering, som benyttes i forbindelse med prosjekteringsstudier.

I et analytisk estimat vil alle disipliner gi en detaljert beskrivelse av hva som skal inngå i prosjektet. Basert på denne informasjonen kan man utvikle kostnads- og timebehov for bygging av de identifiserte elementene. For denne fasen, med begrenset detaljprosjektering, er det vanlig med mengdebeskrivelser på et overordnet nivå.

De disiplinene som typisk vil ha kommet lengst i prosjekteringen, vil være strukturestål, rør og anleggsarbeid (tomt). For disipliner som elektrisk og instrument er modenheten lavere. Materialavtak (Material Take Off - MTO) vil normalt foreligge for struktur, rør og anleggsarbeider. Disse materialavtakslistene vil bli benyttet for å utarbeide kostnader, mens øvrige kostnadselementer vil være faktorbaserte.

SHs estimeringsmodeller er basert på tidligere erfaringer, primært prosjekter innen olje og gass. SH har begrenset erfaring med estimering av fullskala fangstanlegg.

For estimatet for fangstanleggene er det lagt til grunn fangst fra krakkeranlegget og kraftvarmeverket med bruk av aminteknologi i to separate fangstanlegg (CO₂-pumping og hjelpesystemer er felles). Ved andre teknologi- og konseptvalg vil investeringer og driftskostnader endres. Alternativ 2 kan gi forbedring av aminteknologi med tilhørende kostnadsreduksjon.

Estimatet dekker alle kostnader fra og med konseptfasen (DG1-DG2) til oppstart av anlegget (DG4). Det er ikke inkludert kostnader til etablering av driftsorganisasjon og klargjøring for drift.

4.1.2 Usikkerhet og sensitivitetsvurderinger

Det er blitt gjennomført en overordnet kost/risiko-analyse (CRA) i prosjektet. I en kost/risiko-analyse blir usikkerheten omkring de ulike kostnadselementene som inngår i investeringsestimatet, vurdert. Basert på CRA ble det etablert uforutsettnivå (contingency), usikkerhet i kostnadsestimatet og prosjektreserve. For prosjekter i denne fasen er usikkerhetsnivået normalt i intervallet -30 %/+40 %, gitt et 80 % konfidensintervall (sannsynlighet for å falle innenfor det angitte intervallet). Risikoen i dette prosjektet er imidlertid vurdert som enda større ettersom det her er utstrakt bruk av ny teknologi, en type prosjekt som verken SH eller industrien har relevant erfaring med, og fordi prosjektet innebærer betydelige byggeaktiviteter innenfor et eksisterende og komplekst industrianlegg i drift.

Uforutsettnivået i prosjektet ble beregnet til ca. 30 %. Referansesammenlikninger som er gjennomført av selskapet IPA, viser at denne typen prosjekter normalt har et uforutsettnivå på ca. 30-40 %. Dette skyldes nye anvendelsesområder, stor skala, stram tidsplan og uavklarte rammebetingelser. Konsekvensene av dette kan være en markant økning i forventet kostnad og økning i prosjektreserven. IPA er et analysefirma som sammenligner en mengde industriprosjekter. Etter ferdigstillelse sammenlikner de prosjektdata for det gitte prosjektet med prosjektdata fra et utvalg gjennomførte prosjekter.

4.1.3 Investeringsestimat

SHs estimeringsmetoder er benyttet for å etablere et kostnadsanslag for fangst av CO₂ fra kraftvarmeverket og krakkeranlegget. Prosjektet krever teknologikvalifisering og parallelle teknologistudier hos flere potensielle leverandører av fangstteknologi.

Forventede investeringer for begge fangstanleggene med nødvendige hjelpesystemer er anslått til å være i størrelsesordenen 25 milliarder norske kroner (løpende kroner), med den usikkerhet som er beskrevet i kapittel 4.1.2 Usikkerhet og sensitivitetsvurderinger. Risikoen i dette prosjektet er vurdert som enda større grunnet utstrakt bruk av ny teknologi, og fordi dette er en type prosjekt som industrien ikke har relevant erfaring med. Prosjektet innebærer betydelige byggeaktiviteter innenfor et eksisterende og komplekst industrianlegg som er i drift, noe som stiller spesielle krav til design og sikker gjennomføring. Usikkerheten omkring kostnadsvurderingene er også stor fordi gjennomføringsplan, anskaffelsesstrategi osv. ikke er besluttet og endelig investeringsbeslutning ligger minimum 2-3 år fram i tid.

Av disse investeringene kan 5-10 % påløpe i perioden før investeringsbeslutning. Kostnadene fordeler seg med ca. 50 % på fangstanlegget for kraftvarmeverket, 20 % på fangstanlegget for krakkeranlegget og 30 % på felles hjelpesystemer for begge fangstanleggene. Kostnadsestimatet omhandler i all hovedtrekk den delen av støtte- og hjelpesystemene som er knyttet til fangstanleggene. I hvilken grad en velger å installere overkapasitet og hvordan kostnaden for disse støtte- og hjelpesystemene fordeles avklares i neste fase av prosjektet.

4.2 Driftskostnader

Driftskostnadene for fangstanleggene vil bestå av både variable og faste kostnader. Variable kostnader er kostnader forbundet med leveranse av strøm, damp, kjemikalier osv, mens faste kostnader vil være lønn, planlagt vedlikehold osv.

Noen av driftskostnadene er beregnet som en faktor av de andre eller som en faktor av investeringskostnadene. Disse faktorene er basert på erfaring fra SH og normal industripraksis.

Følgende hovedparametere vil utgjøre driftskostnadene:

- Strøm
- Lavtrykks- og høytrykksdamp
- Kjemikalier
- Tomteleie
- Skatter og avgifter
- Avfallshåndtering
- Personell
- Vedlikehold
- Servicefunksjoner
- Usikkerhet (allowance)

De årlige driftskostnader for de to fangstanleggene er antatt å være i størrelsesordenen 1,0 milliard til 1,7 milliarder norske kroner pr. år (angitt for 2020 ved begge anlegg i drift). Ettersom årlige driftskostnader i stor grad er variable kostnader knyttet til energibehov, både elektrisitet og damp, vil framtidige energipriser være avgjørende for det årlige driftskostnadsnivået. Kostnadene fordeler seg ca. 60/40 for henholdsvis kraftvarmeverket og krakkeranlegget. Ca. 50-70 % av driftskostnadene er relatert til damp og elektrisitet for aminfangstanlegg.

Basert på investeringsestimatet og driftskostnadene er det anslått at de samlede fangstkostnadene pr. fanget tonn CO₂ vil være i størrelsesordenen 1 300-1 800 norske kroner (2008-verdi ved 7 % avkastningskrav).

5 Nødvendige avtaler

Fangstanleggene har behov for en rekke støtte- og hjelpesystemer. Der det finnes ledig kapasitet i eksisterende systemer, blir denne nyttegjort hvis det er hensiktsmessig. Der hvor raffineriet ikke har ledig kapasitet, er nye anlegg prosjektert. Disse anleggene skal dekke fangstanleggenes behov. Dersom det er hensiktsmessig, kan en vurdere å designe systemene med en overkapasitet som kan benyttes av og kompenseres for fra raffineriet, for å oppnå storskalafordeler, jf. kapittel 2.8 Fangstanleggenes hjelpesystemer.

Det bør etableres et sett med avtaler mellom raffineriet (MRDA) og fangstanleggene for å regulere leveranser av energi, hjelpetjenester og røykgass. Leveranser av CO₂ fra fangstanleggene vil også måtte reguleres.

Hjelpesystemer

Fangstanleggene har behov for betydelige energimengder, først og fremst damp og elektrisitet. Det må etableres avtaler som sikrer stabil forsyning av energi og nødvendige hjelpetjenester til fangstanleggene.

Leveranser av røykgass

Overføringen av røykgass fra de enkelte kildene til fangstanleggene bør omfattes av egne avtaler, som omhandler vilkår for blant annet forventet innhold, urenheter, temperatur, trykk og måling av de kritiske forholdene ved overføringspunktene til fangstanleggene.

Leveranse av CO₂

Fangstanleggene leverer tørket og komprimert (flytende) CO₂ klargjort for transport og lagring. Leveranseavtalen vil inneholde vilkår for blant annet kvalitet, trykk og mengder.

Øvrige avtaler

I utbyggingsfasen er det behov for temporære tilknytningsavtaler for å sikre de fysiske tilknytningene for røykgass, CO₂ og leveranser av hjelpetjenester.

Steg 2-avtalen vil regulere forholdet mellom Staten og SH i de videre fasene av prosjektet som omfatter konsept-, definisjons-, gjennomføring- og driftsfasen for fangstanleggene. Denne avtalen vil blant annet måtte avklare rollefordeling, rammeverk og finansiering av anleggene, herunder nødvendige myndighetsavklaringer som er påkrevd nasjonalt og internasjonalt.

For driftsfasen kreves avtale om tomteleie og tilgang til fasiliteter og servicetjenester fra Mongstad (kontrollrom, laboratorietjenester osv.). Avtaler for vedlikehold, sikkerhet og beredskap samt en lisensavtale med den valgte leverandør av aminteknologien vil også være nødvendig.

6 Prosjektgjennomføring

6.1 Karakteristisk for prosjektet

Masterplanen beskriver en teknisk mulig løsning for fullskala CO₂-fangst. Hittil er det ikke bygget en stor og komplett CO₂-kjede noe sted i verden der kilden er eksosgass eller røykgass. Masterplanen utreder fullskala fangstprosjekter for mer enn 2 millioner tonn CO₂ pr. år, som også er unikt i verdenssammenheng. Fangst fra eksosgass/røykgass ved lavt trykk er annerledes og mer utfordrende enn fangst fra naturgass ved høyt trykk der en fanger CO₂ fra brønnstrømmen for reinjisering i reservoaret.

Anlegget krever noen av de største utstyrsenhetene og mekaniske komponentene som noen gang er bygget. Blant de største fangstanleggene som er bygget, er Fluors anlegg i Bellingham i USA, med en kapasitet på ca. 120 000 tonn CO₂ pr. år fra gassturbinene. Fangstanleggene som er studert i denne rapporten, vil kreve et areal på ca. 150 000 m², tilsvarende ca. 20 fotballbaner. Anleggene vil ha et elektrisitetsbehov på ca. 55 MW, tilsvarende forbruket til ca. 17 000 eneboliger.

Independent Project Analysis (IPA) karakteriserer prosjekter av denne størrelse, med en investeringsramme på mer enn 1 milliard USD og med denne kompleksitet, som megaprojekter. Megaprojekter karakteriseres generelt som meget krevende å planlegge og gjennomføre. SHs erfaring fra denne type prosjekter er blant annet at robust kvalitetssikring i prosjektets tidlige faser er helt avgjørende for vellykket gjennomføring.

Utbyggingen gjennomføres tett integrert med et raffineri og kraftvarmeverk i full drift. Dette er en kompliserende faktor med hensyn til sikkerhet og gjennomføring i byggefasen. Det må blant annet utføres tilkoplinger til eksisterende raffinerianlegg og kraftvarmeverkets skorsteiner. Dette er omfattende og krevende operasjoner som må gjennomføres med nedstengte anlegg. Stansavhengige tilkoplinger til eksisterende anlegg forutsettes utført i planlagte revisjonsstanser. Slike revisjonsstanser for raffineriet gjennomføres typisk hvert fjerde år. Dette er tatt hensyn til i planen.

Det er behov for betydelig utstyr som har lang leveringstid, inntil 30 måneder. Noe av dette må installeres i en revisjonsstans. Det kan være påkrevd å inngå forpliktelser for disse i forkant av prosjektets investeringsbeslutning for å sikre effektiv gjennomføring.

Ny teknologi krever omfattende kvalitetssikring, herunder verifikasjon av leverandører og deres produkter. Ny teknologi innebærer i utgangspunktet høy risiko som må reduseres til et akseptabelt nivå før gjennomføring. Det er derfor nødvendig å gjennomføre et omfattende teknologikvalifiseringsprogram for å redusere risiko til et akseptabelt nivå i forkant av investeringsbeslutning. Dette er beskrevet i kapittel 2.4 Teknologikvalifiseringsprogram.

Basert på studier utført i forbindelse med Masterplanen og tidligere SH-prosjekter anses aminteknologi som kjent, men med enkelte risikoer. Den største potensielle risikoen er ansett å være negative helse- og miljøeffekter av utslipp til luft (aminer kan danne reaksjons- og nedbrytningsprodukter som har kreftfremkallende egenskaper). Nødvendige aktiviteter er beskrevet i kapittel 3.1.2 Nedbrytningsprodukter av aminer. En avklaring av nivåer og effekter av utslipp er et krav før endelig investeringsbeslutning av prosjektet. Uventede eller negative resultater kan medføre endring i gjennomføringstid og kostnader. Denne risikoen er naturligvis størst for alternativ 1, ettersom det her er relativt kort tid fram til investeringsbeslutning.

6.2 Gjennomføringsplan

Med utgangspunkt i Gjennomføringsavtalen og arbeid utført i forbindelse med Masterplanen er det definert to hovedalternativer for fullskala CO₂-fangst på Mongstad. Begge hovedalternativene beskriver fangst fra begge kilder og innebærer en total fangst av ca. 2 millioner tonn CO₂ pr. år. Masterplanen danner grunnlaget for Steg 2-avtalen som skal inngås mellom norske myndigheter og SH. SH har derfor ikke tatt stilling til valg av hovedalternativ, men har beskrevet tidsplan, gjennomføring, muligheter og usikkerhet knyttet til de to hovedalternativene.

Alternativ 1:

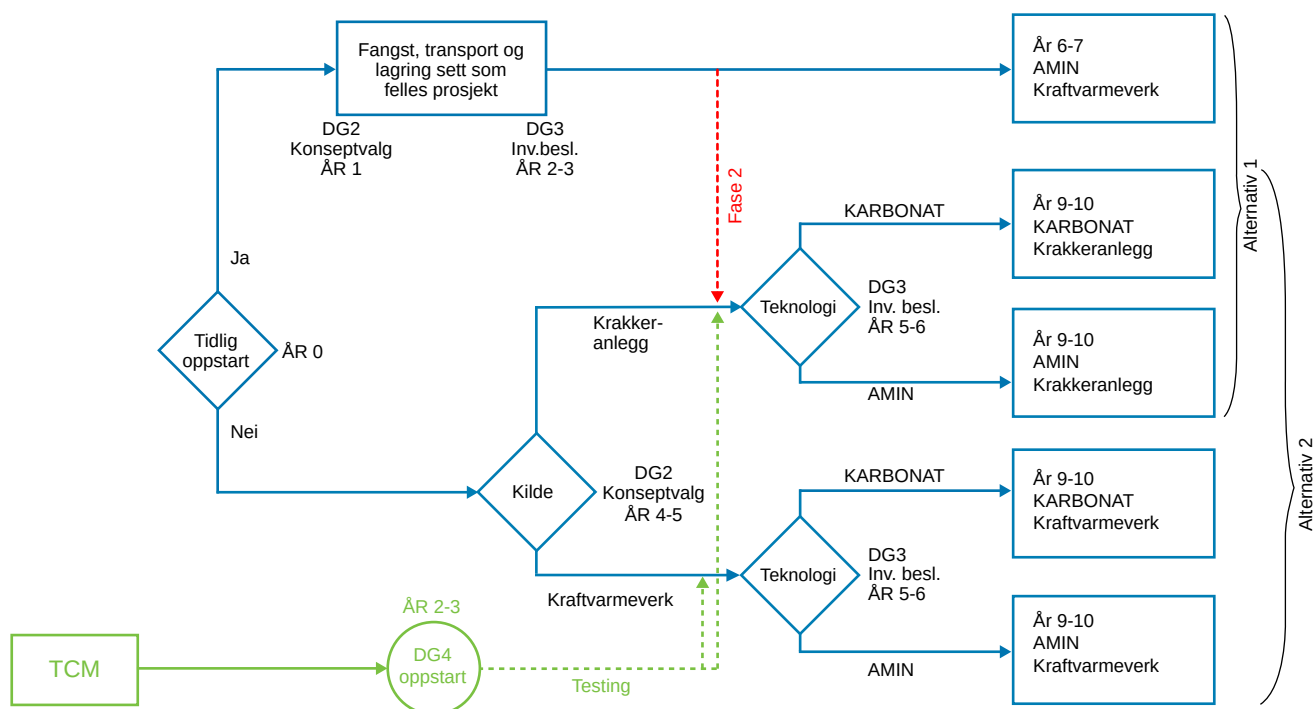
CO₂-fangst fra kraftvarmeverket basert på dagens tilgjengelige aminteknologi, normal industripraksis for sikker og rasjonell gjennomføring av prosjektet og akseptabel helse- og miljørisiko med mål om raskest mulig oppstart. CO₂-fangst fra krakkeranlegget som en fase 2 basert på stegvis teknologiutvikling.

Alternativ 2:

Samtidig utvikling av CO₂-fangst fra både kraftvarmeverket og krakkeranlegget, basert på en stegvis teknologiutvikling.

For begge alternativene legges det til grunn to uavhengige fangstanlegg for de to kildene for fangst, dvs. kraftvarmeverket og krakkeranlegget. Det legges videre til grunn felles hjelpesystemer og felles eksportsystem for CO₂.

Figur 6.1 gir en oversikt over hovedalternativene med hensyn til kilde for fangst, teknologi og tidspunkt for oppstart. Gjennomføringsalternativene er ytterligere beskrevet i kommende kapitler.



Figur 6.1 Veivalg.

"Capital Value"-prosessen (CVP) er SHs beslutningsprosess for investeringsprosjekter. CVP er en beslutningsprosess utformet for å oppnå forutsigbare og konkurransedyktige investeringer. Dette gjøres ved å integrere alle funksjoner i en samordnet kvalitets- og beslutningsprosess der et investeringsprosjekt utvikles fra en forretningsmulighet til en mest mulig lønnsom operasjon for den samlede verdikjeden i samsvar med SHs konsernkrav. Systematikken omkring beslutningspunktene er at de ulike prosjektene skal bli sammenlignet og vurdert på mest mulig likt grunnlag. Videre søkes kvalitetssikring av prosjektets arbeid, utfordringer og risikoer samt at ressurser og planer for neste prosjektfase beskrives. Figur 6.2 illustrerer CVP-prosessen.

Følgende beslutningspunkter er definert for et prosjekts ulike modenhetsstadier:

- DG0: Godkjenning for å igangsette evaluerings-/gjennomførbarhetsstudier
- DG1: Godkjenning for å starte konseptutvikling
- DG2: Foreløpig beslutning om gjennomføring (konsept)
- DG3: Beslutning om gjennomføring
- DG4: Driftsoppstart

Følgende utdrag er sentrale elementer i de ulike fasene i CVP-prosessen:

Gjennomførbarhetsfasen

- Aktuelle tekniske og kommersielle løsninger studeres.
- Teknologikvalifiseringsprogram utarbeides.
- Det gjennomføres studier som viser at minst ett konsept er lønnsomt og gjennomførbart.
- Det tas en beslutning (DG1) basert på
 - kostnadsestimat med nøyaktighet -30 %/+40 %
 - risikovurderinger og HMS-strategi
 - tidsplan og budsjett for videre framdrift

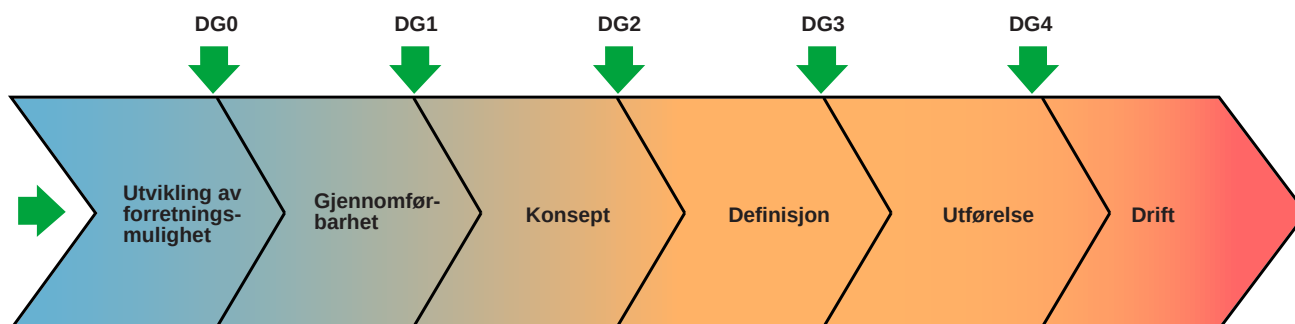
Konseptfasen

- Teknologikvalifisering gjennomføres/dokumenteres.
- Aktuelle konsepter vurderes og skal føre fram til et konseptvalg.
- Ved konseptvalget skal det dokumenteres at en har valgt riktig teknisk og kommersielt konsept.
- Konsekvensutredning/myndighetssøknader utarbeides.
- Det tas en beslutning (DG2) basert på
 - kostnadsestimat med nøyaktighet -20 %/+30 %
 - risikovurderinger og HMS-planer
 - tidsplan og budsjett for videre framdrift
- Myndighetssøknader utarbeides.

Definisjonsfasen

- Forprosjektering, FEED (Front End Engineering and Design).
- Plan for anlegg og drift sendes inn.
- Tekniske løsninger modnes til et definert nivå.
- Kommersielle avtaler forhandles og signeres.
- Det tas en investeringsbeslutning (DG3) basert på

- kostnadsestimat med nøyaktighet -15 %/+20 %
- gjennomføringsrisiko, kommersiell risiko, anskaffelsesstrategi og HMS
- kontrollestimat og endelig tidsplan



Figur 6.2 "Capital Value" - prosessen.

Konsept- og definisjonsfasene for prosjekter av tilsvarende størrelse og kompleksitet har vanligvis en varighet på mellom 12 og 16 måneder hver, inkludert studier, kvalitetssikring og nødvendige beslutninger. Gjennomførbarhetsfasen er avsluttet som en del av Masterplanen.

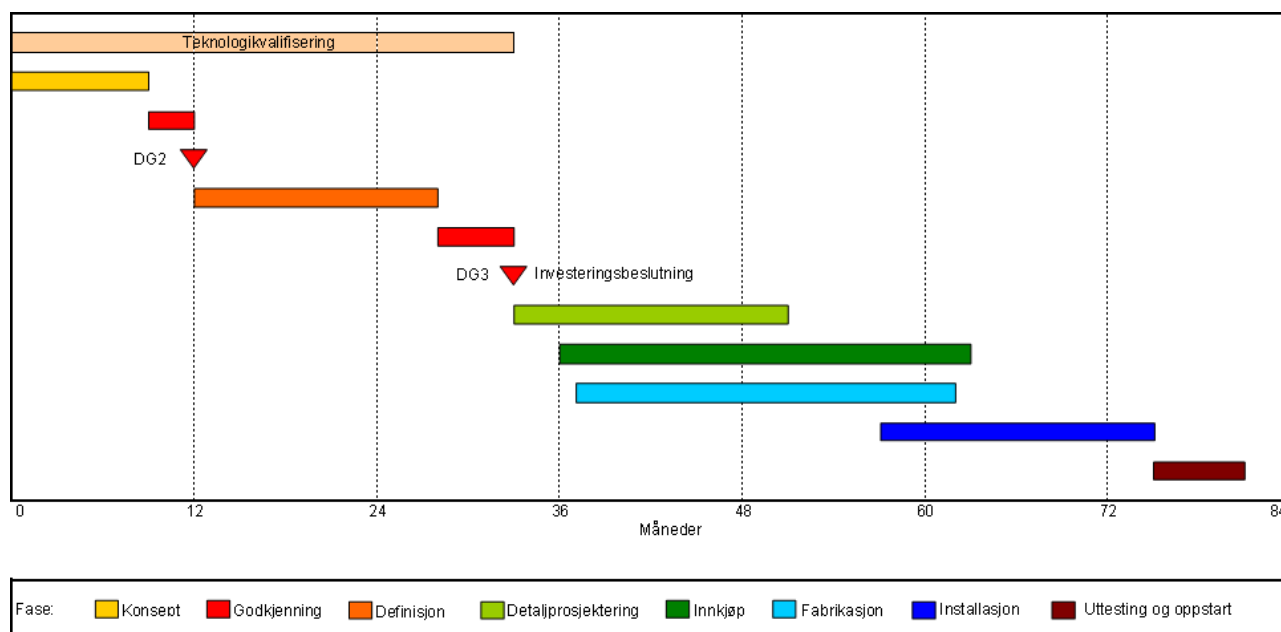
Prosjektutviklingsfasens varighet bestemmes i dette tilfellet av prosjektets kompleksitet (blant annet integrasjon med eksisterende virksomhet), anvendelse av ny teknologi, kunnskap om aminers helse- og miljøeffekt og anleggets størrelse. Varighet på prosjektutviklingsfasen fram til investeringsbeslutningen er vurdert til 2-3 år for aminbasert løsning for kraftvarmeverket fra dagens prosjektutviklingsståsted, gitt en avklaring knyttet til helse- og miljørisikoen knyttet til bruk av aminer. Revisjonsstanstidspunkt vil være styrende for en rekke aktiviteter, og det er kritisk å planlegge arealdisponering og infrastruktur før investeringsbeslutning.

Utførelsesfasen

- Detaljprosjektering
- Innkjøp
- Tomteopparbeidelse
- Bygging
- Uttesting og idriftsettelse

For begge hovedalternativer er det forventet en gjennomføringstid på om lag 4 år fra investeringsbeslutning til fangstanleggene kan settes i drift. Gjennomføringstiden tar hensyn til normal industripraksis for sikker og rasjonell gjennomføring av slike prosjekter og er basert på leverandørstudier og erfaringsdata fra andre sammenlignbare prosjekter.

Figur 6.3 viser en mulig gjennomføringsplan for fangst fra kraftvarmeverket basert på alternativ 1. Alternativ 2 forventes å ha tilsvarende varigheter for de aktuelle fasene.



Figur 6.3 Gjennomføringsplan.

6.2.1 Gjennomføringsplan - Alternativ 1

Alternativ 1 søker å oppnå tidligst mulig oppstart av fullskalafangst fra kraftvarmeverket, med hensyn til normal industripraksis og sikker og rasjonell gjennomføring av prosjektet. Gjennomføringsplanen tar utgangspunkt i dagens tilgjengelige aminteknologi for fangst fra kraftvarmeverket.

Teknologiforbedring fra kommende testfasiliteter som TCM vil ha begrenset anvendelse for fangst fra kraftvarmeverket i dette tilfellet.

Anlegg for fangst fra krakkeranlegget bør komme senere da resultater fra testfasiliteter som TCM kan nyttiggjøres i større omfang. Det legges til grunn at hjelpesystemer for anlegg for fangst fra både kraftvarmeverk og krakkeranlegg prosjekteres og bygges i første fase, da dette er mest kostnadseffektivt.

Det vil være et krav at helse- og miljørisikoen reduseres til et akseptabelt nivå i forkant av investeringsbeslutning. Dette kan være utfordrende da kunnskapsnivået om helse- og miljørisikoen ikke er tilstrekkelig og vil kreve omfattende teknologikvalifiseringsarbeid. Det er usikkerhet knyttet til hvor lang tid denne teknologikvalifiseringen tar, og dette kan være kritisk for prosjektets framdrift. I tillegg til helse- og miljørisikoen skal teknologikvalifiseringsprogrammet redusere risikoen forbundet med oppskalering og mulig ny leverandørspesifikk teknologi. Oppskaleringsrisikoen har blitt redusert gjennom andre prosjekter i de siste årene (Snøhvit, Halten CO2, Kårstø CO2, pilotenheter som Esbjerg osv.).

Alternativ 1 forutsetter parallelle konseptstudier med flere aminlisenser for å få større kunnskap om de ulike lisensenes egenart og potensielle helse- og miljørisikoer. Hensikten med flere studier er å oppnå konkurranse for å sikre at den totalt sett beste løsningen blir valgt.

Alternativet har tidligst investeringsbeslutning i 2011, og ferdigstilling av anlegget for fangst av CO2 fra kraftvarmeverket vurderes å være om lag 4 år senere.

En beslutning om teknologivalg for fangst fra krakkeranlegget bør avventes til teknologikvalifiseringsprogrammet, herunder testfasiliteter som TCM, har redusert den tekniske risikoen. Dette fordi den teknologiske risikoen for fangst fra krakkeranlegget er vurdert som større enn for fangst fra kraftvarmeverket. Minimum 1,5 års vellykket drift fra TCM vurderes som nødvendig for at kunnskapen kan tilføres konseptfasen for fullskalaprojektet, og teknologivalg for fullskalafangst gjøres deretter. Erfaringen fra testfasiliteter forventes å gi teknologiforbedring av aminløsninger samt teknologikvalifisering av karbonatløsninger. Dette gir tidligst investeringsbeslutning for krakkeranlegget i 2014, og ferdigstilling av fullskalafangst fra krakkeranlegget vurderes å være om lag 4 år senere.

CO₂-fangst fra krakkeranlegget foreslås gjennomført som beskrevet i kapittel 6.2.2

Gjennomføringsplan - Alternativ 2, og er vurdert uavhengig av gjennomføringstidspunktet for fangst fra kraftvarmeverket.

Forutsetningene som ligger til grunn for gjennomføringsalternativ 1, er beskrevet under. Fravær eller endring av disse medfører endringer i gjennomføringsplanen.

Generelt

- Det bygges to uavhengige anlegg for fangst fra henholdsvis kraftvarmeverket og krakkeranlegget.
- Fangst fra kraftvarmeverket beslutes med begrenset erfaring fra TCM, basert på dagens aminbaserte fangstteknologi og med mål om raskest mulig oppstart med hensyn til normal industripraksis for sikker og rasjonell gjennomføring av prosjektet.
- Stegvis teknologiutvikling der konseptvalg for krakkeranlegget tas basert på erfaringer fra TCM og med oppstart i en senere fase.
- Løsninger for transport og lagring av CO₂ fra anleggene er forutsatt etablert og operativt ved oppstart av fangstanleggene.
- Prosjektutvikling og gjennomføring skjer i henhold til SHs prosjektmodell og styrende dokumentasjon.
- Myndighetsbehandling følger prosjektets tidsplan gjennom forberedende aktiviteter mot investeringsbeslutning.
- Tradisjonelt prosjektløp i forhold til teknologirettigheter.

Innkjøp

- Prosjektet videreføres med forberedende aktiviteter første halvår 2009 (parallelt med Steg 2-forhandlingene) for å kunne tildele studiekontrakter for konseptfasen første halvår 2009.
- Kontraktsstruktur i henhold til kapittel 6.4 Overordnet anskaffelsesstrategi.
- Konkurransemessig anskaffelsesprosess av aminløsning.
- Forhandlinger for inngåelse av kontrakter for Engineering, Procurement, Construction and Installation (EPCI) utføres parallelt med forprosjektering.
- Det bør rekvireres produksjonskapasitet hos aktuelle leverandører (for eksempel kolonneinnmat) i forkant av investeringsbeslutning for å sikre tilgang i et begrenset marked.
- Utstyr med lang leveringstid identifiseres, og forpliktelser kan måtte inngås i forkant av investeringsbeslutning.

HMS

- Det utføres teknologikvalifisering i 2009-2011 med fokus på aminer og aminprodukter og effekten av disse, slik at helse- og miljørisiko vurderes som akseptabel ved investeringsbeslutning.

Prosjektgjennomføring

- Konseptbeslutning, herunder teknologivalg for fangst fra kraftvarmeverket, tas første halvår 2010.
- Investeringsbeslutning for fangst fra kraftvarmeverket tas i løpet av 2011.
- Flytting av strukturen for trykkavlastning av rørledningen for Troll-gass fra tomt for fangstanleggene utføres i forkant av planlagt opparbeidelse av tomt. Tilkopling til eksisterende rørføring for trykkavlaster må utføres i egnet revisjonsstans.
- Det utføres tre parallelle konseptstudier for fangst fra kraftvarmeverket.
- Det utføres maksimum to parallelle forprosjekteringsstudier for fangst fra kraftvarmeverket.
- Maksimum tre måneders varighet for behandling og godkjenning av konseptbeslutning.
- Maksimum seks måneders varighet for behandling og godkjenning av investeringsbeslutning.
- Det etableres finansielle rammer for å kunne inngå kontrakt for prosjektering av stansavhengige tilkoplinger og bestilling av utstyr for disse i forkant av investeringsbeslutning.
- Det etableres finansielle rammer for å bestille utstyr med lang leveringstid i forkant av investeringsbeslutning.

6.2.2 Gjennomføringsplan - Alternativ 2

Alternativ 2 er etablert med utgangspunkt i å dra nytte av erfaring fra teknologikvalifiseringsprogrammet, herunder testfasiliteter som TCM, i planleggingsfasen av fullskalaanleggene for CO₂-fangst. Det antas at en har nødvendig erfaring etter minimum 1,5 års vellykket drift av TCM, og at teknologivalg for fullskalafangst gjøres først etter at kunnskapen er tilført konseptfasen for fullskalafangst. Det kan utføres parallelle konseptstudier for både amin- og karbonatteknologi. Prosjektløpet fra konseptstudier til beslutningstidspunkt og videre prosjektgjennomføring forutsettes å være av tilsvarende varighet som beskrevet under alternativ 1.

Alternativet muliggjør teknologiforbedring av aminløsninger og teknologikvalifisering av karbonatløsninger for CO₂-fangst. Gjennomføringsalternativet har tidligst investeringsbeslutning i 2014, og ferdigstillelse av anleggene vurderes å være om lag 4 år senere.

Alternativet inkluderer samtidig oppstart av fangst fra både kraftvarmeverket og krakkeranlegget. Det er lagt til grunn parallelle løp av tilsvarende varighet for anlegget for fangst fra kraftvarmeverket og anlegget for fangst fra krakkeranlegget.

Forutsetningene som er nødvendige for gjennomføringsalternativ 2, er listet under. Endringer eller fravær av disse medfører endringer i gjennomføringsplanen.

Generelt

- Det bygges to uavhengige anlegg for fangst av CO₂ for kraftvarmeverk og krakkeranlegg.
- Stegvis teknologiutvikling basert på TCM kan benyttes for begge anlegg. TCM-anleggene for CO₂-fangst forutsettes ferdigstilt 2. kvartal 2011. Dette gjelder både amin- og karbonatanlegg.

- Erfaringer fra TCM tilføres fullskala konseptstudier etter minimum 1,5 års vellykket drift av TCM.
- Løsninger for transport og lagring av CO2 etableres og er operative ved oppstart av fangstanleggene.
- Tradisjonelt prosjektløp i forhold til teknologirettigheter.

Innkjøp

- Kontraktsstruktur i henhold til kapittel 6.4 Overordnet anskaffelsesstrategi.
- Konkurransemessig anskaffelsesprosess for fangstanleggene.
- Utstyr med lang leveringstid identifiseres, og forpliktelser kan måtte inngås i forkant av investeringsbeslutningen.

HMS

- Det utføres teknologikvalifisering med fokus på aminer og aminprodukter, og utfallet av disse må være slik at helse- og miljørisiko vurderes som akseptabel ved investeringsbeslutning.

Prosjektgjennomføring

- Konseptbeslutning, herunder teknologivalg, tas første halvår 2013.
- Investeringsbeslutning tas andre halvår 2014.
- Varighet på gjennomføringsfasen fra investeringsbeslutning til oppstart anslås til om lag 4 år.
- Det etableres finansielle rammer for å kunne inngå kontrakt for prosjektering av stansavhengige tilkoplinger, og bestilling av utstyr for disse i forkant av investeringsbeslutning.
- Det etableres finansielle rammer for å bestille utstyr med lang leveringstid i forkant av investeringsbeslutning.

6.3 Beslutningsplan

Beslutningsplanen beskrives med utgangspunkt i alternativ 1 for kraftvarmeverket. Ved alternativ 2 og for fangst fra krakkeranlegget i alternativ 1 vil det måtte etableres beslutningsplaner i kommende prosjektfaser basert på blant annet testfasiliteter som TCM.

Gjennomføringen er basert på kvalitets- og beslutningsprosesser i henhold til SHs prosjektmodell. Det forutsettes at beslutnings- og godkjenningsprosesser som er påkrevd utover det som inngår i SHs prosjektmodell, ivaretas i tråd med beskrevet framdriftsplan.

Følgende beslutninger er identifisert som kritiske for å sikre prosjektets framdrift:

Tabell 6.1 Beslutningsplan.

Beslutning
Overordnet kontraktsstrategi
Inngåelse av Steg 2-avtalen
Inngåelse av kontrakter for konseptstudier – grensesnitt, bygg- og anleggsarbeider, hjelpesystemer og tilkoblinger
Inngåelse av kontrakter for konseptstudier – CO ₂ -fangst fra kraftvarmeverket, aminteknologi
Inngåelse av kontrakt for forprosjektering (FEED) – bygg- og anleggsarbeider, hjelpesystemer og tilkoblinger
Konseptbeslutning (DG2)
Inngåelse av kontrakter for forprosjektering (FEED) – CO ₂ -fangst fra kraftvarmeverket, aminteknologi
Inngåelse av kontrakter for utstyr med lang leveringstid, for stansavhengige tilkoblinger
Godkjent teknologikvalifisering – Amin
Tillatelse til oppstart og drift – Ptil
Godkjenning av arealanvendelse og tilgrensede forhold – Lindås kommune
Konsekvensutredning – SFT
Investeringsbeslutning (DG3)
Utslippstillatelse – SFT

6.4 Overordnet anskaffelsesstrategi

Den overordnede anskaffelsesstrategien er utarbeidet i henhold til SHs regelverk og prosedyrer som er i samsvar med lov om offentlige anskaffelser og forsyningsforskriften. Strategien har til hensikt å sikre at prosjektets målsettinger blir oppnådd på en kostnadseffektiv måte.

Den overordnede anskaffelsesstrategien skal i tillegg til kostnadsaspektet særlig vektlegge følgende:

- Sikre forsvarlig HMS-ledelse fra leverandørene.
- Tilstrebe konkurranse i alle leverandørmarkeder.
- Velge leverandører som har evne til å levere avtalt kvalitet til avtalt tid.
- Sikre at risiko knyttet til anskaffelse blir identifisert tidlig, og at korrigerende tiltak blir iverksatt.
- Sikre etterlevelse av lover, reguleringer og SHs betingelser.
- Sikre erfaringsoverføring fra tidligere og pågående prosjekter.

Gitt prosjektets kompleksitet og størrelse er det av vesentlig betydning at overordnet strategi er godt forankret. Det er i så måte vesentlig at rammebetingelsene for anskaffelsene er avklart før inngåelse av leverandørforpliktelser. Dersom anskaffelser vil måtte underlegges annet regelverk og prosedyrer, vil dette kunne få konsekvenser for tidsplanene.

6.4.1 Prekvalifisering

Det er lagt til grunn at relevante kvalifikasjonssystemer blir benyttet i anskaffelsene. Dermed forenkles kravene til forhåndskunngjøring av oppdrag, samtidig som systemene gir en god oversikt over det aktuelle leverandørmarked og bidrar til akseptabel HMS-standard og god kvalitet på leveransene.

SHs etablerte rammeavtaler bør brukes der det er hensiktsmessig. Rammeavtalene er inngått basert på konkurranse mellom aktuelle leverandører.

6.4.2 Kontraktsområder

Prosjektets ulike faser vil medføre forskjellige behov for anskaffelser.

Tilknytningspunkter og modifikasjon av hjelpesystemer er avhengig av tilpasning til planlagte revisjonsstanser på Mongstad og forventes å kreve forpliktelser i forkant av investeringsbeslutning. Dette er forventet å ligge på kritisk linje for ferdigstillingen av prosjektet.

Konseptfasen

Konseptfasen vil typisk inneholde flere studiekontrakter. Dette vil blant annet dekke følgende områder:

- Prekvalifisering av leverandører.
- Studier av tomt med tilføring av alle nødvendige hjelpesystemer.
- Studier av fangst fra kraftvarmeverk med aminteknologi.
- Aktiviteter og studier i forbindelse med HMS-kvalifisering av aminteknologi.
- Generelle HMS-utredninger i forbindelse med utbygging.

Definisjonsfasen

Definisjonsfasen vil være en videreføring av konseptbeslutning og omfatter blant annet følgende studieområder:

- Studier av tomt med tilføring av alle nødvendige hjelpesystemer.
- Studier av fangst fra kraftvarmeverk med aminteknologi.
- Aktiviteter og studier i forbindelse med HMS-kvalifisering av aminteknologi.
- Generelle HMS-utredninger i forbindelse med utbygging.
- Nødvendige anskaffelser og forpliktelser før tidspunkt for investeringsbeslutning for å nå revisjonsstanser.

Kontraktsomfanget innen tomteopparbeidelse (civil engineering) bør være overordnet og omfatte all grensesnittshåndtering. Dette vil være en kritisk aktivitet for å sikre en god designbasis for anlegget.

Utførelsesfasen

Utførelsesfasen starter ved investeringsbeslutning og dekker alle nødvendige investeringer fram til oppstart. Dette vil blant annet dekke innkjøp innen følgende områder:

- Detaljprosjektering
- Tomteopparbeidelse
- Bygging
- Uttesting og idriftsettelse

Aktuelle fangstleverandører vil inngå i en mer detaljert prekvalifisering som vil avdekke spesifikke detaljerte kapasitets-, kompetanse- og kvalitetsmessige forhold, som vil avgjøre endelig strategi og tidsplan.

6.4.3 Markedsvurdering

Markedsundersøkelser gjennomført av SH har vist et gjennomgående stramt leverandørmarked på de fleste områder. Markedssituasjonen vil kunne medføre lang leveringstid på utstyr for dette prosjektet, der et betydelig antall leveranser har en leveringstid på ca. 24-30 måneder. Den siste tids endringer på etterspørselsiden kan på sikt medføre en bedring av situasjonen.

Tilsvarende utvikling kan også forventes for prosjektering og fabrikasjon.

7 Risiko

Risikohåndtering er en kontinuerlig prosess for å identifisere, analysere og følge opp risikoer som kan ha negativ eller positiv effekt på prosjektet. Risikomodellen til SH omhandler følgende områder:

- Land og politiske forhold
- HMS
- Marked
- Personell og organisasjon
- Prosjektgjennomføring
- Strategi og finansielle forhold
- Teknologi

Identifiserte risikoelementer blir vurdert ut fra sannsynlighet og konsekvens av utfallet. Elementene blir registrert i et risikoregister, der en identifiserer tiltak for å redusere risiko eller utnytte muligheter i prosjektet. Tiltakslisten følges opp kontinuerlig, og registeret blir oppdatert etter hvert som risikobildet endrer seg.

Det er ikke tatt stilling til risikoer knyttet til nødvendige statlige avklaringer forbundet med finansiering av prosjektaktivitetene og anleggene, herunder eventuell nødvendig avklaring fra ESA.

Transport og lagring er ikke en del av Masterplanen, og risikoer for denne delen av kjeden er derfor ikke omtalt her. Det vil imidlertid være avgjørende med tett integrering av transport- og lagringsaktivitetene og aktivitetene knyttet til etablering av fangstanleggene i det videre prosjektløpet for å sikre samtidig oppstart.

Basert på IPAs beskrivelse av megaprojekter, er dette prosjekter som typisk innebærer investeringer større enn 1 milliard USD, risiko for endrede rammebetingelser underveis i prosjektet og betydelig kompleksitet eller størrelse. Dette prosjektet innehar alle elementene. I tillegg er det betydelig grad av ny teknologi involvert, som i sum bidrar til at risikoen er høy hva angår kostnader, oppstart og driftsproblemer. Det er derfor viktig å gjennomføre grundig prosjektutvikling før investeringsbeslutning for å få oversikt over risikoene og igangsette tiltak for å redusere disse.

Nedenstående punkter identifiserer prosjektmessige risikoer med høyest sannsynlighet og konsekvens for fangstdelen av prosjektet, inkludert kompenserende tiltak på dette stadiet.

1. Negative HMS-effekter av fullskala aminanlegg

Risiko reduseres ved gjennomføring av et teknologikvalifiseringsprogram. Det vil bli satt krav til leverandørene i forhold til utslipp til luft og sjø. Parallelle konseptstudier vil gi mer informasjon angående HMS-risiko hos de ulike leverandører og behov for teknologikvalifisering av aktuell løsning. Risikoen må reduseres til et akseptabelt nivå før investeringsbeslutning.

2. Sikkerhet og god gjennomføring av byggefasen inne på eksisterende industriområde

Store deler av byggingen av fangstanleggene vil foregå med raffineriet og kraftvarmeverket i ordinær drift. Det er påkrevd omfattende modifikasjoner både på raffineriet og kraftvarmeverket som følge av etablering av fangstanleggene. Utfordringen ligger i å definere omfanget av modifikasjonene og effekten dette har på kostnader og tidsplan. Risiko reduseres ved tett oppfølging av aktivitetene. Bygging av anlegg i moduler utenfor Mongstad kan være et virkemiddel for å redusere aktivitetsnivået på anlegget.

3. Koordinering av aktivitetene på Mongstad

Det er viktig med god koordinering mellom alle prosjektene og den daglig driften på Mongstad. Det må gjennomføres en egen risikoanalyse på tvers av prosjektene.

4. Forsinket oppstart for planalternativ 1

Forankring og felles forståelse av framdriftsplanen og relaterte beslutningsprosesser hos alle involverte parter er viktig. Valg av gjennomføringsstrategi, tett oppfølging mot leverandører, god dialog med myndigheter og klarlagte rammevilkår er avgjørende for å redusere risikoen for forsinkelser.

5. Høy teknisk risiko pga. urenheter i røykgassen fra krakkeranlegget og liten tilgjengelig plass

Risiko reduseres ved uttesting av forbehandling av røykgass gjennom testing og teknologikvalifisering og ved detaljprosjektering innenfor tilgjengelig område.

6. For sen levering av utstyr med lang produksjonstid for å nå revisjonsstans og planlagt oppstart av anleggene

Risikoen reduseres gjennom å gjøre markedsundersøkelser for å identifisere potensielle problemområder, herunder tidlig prosjektering av identifisert kritisk utstyr og mulig bestilling av dette før investeringsbeslutning.

7. Risiko for at fangstanlegget påvirker drift av kraftvarmeverket og raffineriet i negativ retning

Risiko reduseres ved teknisk kvalitet og utstyrvalg. Det vil bli etablert brukergrupper i videre prosjektfaser for å sikre god driftsmessig design. Det er også viktig at fangstanleggene er konfigurert slik at en ved eventuelle utfall påvirker resten av anleggene minst mulig. Erfaringsmessig tar oppstart og innkjøring av nye anlegg av dette omfanget lang tid. For å være best mulig rustet for dette må det etableres kompetanse innen drift av de spesifikke fangstanleggene i både driftsorganisasjonen og i det tekniske støtteapparatet.

7.1 Teknologirisiko

Teknologirisiko vil være knyttet til kilde- og teknologivalg.

Fangst fra krakkeranlegget skiller seg vesentlig fra fangst fra kraftvarmeverket. Som tidligere beskrevet, er røykgassen fra krakkeranlegget forurenset med medrevet sjøvann, katalysatorpartikler, NO_x og svoveldioksid. Videre vil fangst fra krakkeranlegget kunne påvirke raffineriets produksjon i negativ retning i større grad enn fangst fra kraftvarmeverket.

SH anser derfor teknologirisikoen for å være høy med tanke på fullskalafangst fra denne kilden uten testing og kvalifisering i en innledende prosjektfase. Testfasiliteter som TCM og andre teknologikvalifiseringsaktiviteter vil kunne avklare og redusere denne risikoen til et akseptabelt nivå.

Valg av teknologi for kraftvarmeverket vil være en annen vesentlig risiko. SH anser bare aminbaserte fangstløsninger som anvendbare for større fangstanlegg med oppstart innenfor de nærmeste årene. Graden av usikkerhet og innovasjon vil i stor grad være avhengig av de ulike aminlisenshavernes løsninger, og disse arbeider kontinuerlig med å forbedre effektiviteten og virkningsgraden til de ulike teknologiene og prosessløsningene.

Med utgangspunkt i aminbasert fangst fra kraftvarmeverket anses den anleggstekniske risikoen som håndterbar. Ytterligere avklaringer i forhold til miljøeffekter av slike anlegg må på plass før endelig investeringsbeslutning.

7.2 HMS-risiko

De beskrevne alternativene er i utgangspunktet fangstanlegg med lavere risikopotensial enn raffineriets prosessanlegg:

- De skal i hovedsak håndtere ikke-brennbare væsker og gasser.
- De opereres med moderate temperaturer og lave trykk i fangstprosessen.

Teknologien introduserer imidlertid nye og krevende risikoelementer:

- Potensielle helse- og miljøeffekter fra kjemikalietap til luft av aminer og nedbrytningsprodukter av aminer, se kapittel 3.1.2 Nedbrytningsprodukter av aminer.
- Håndtering av kjølt og komprimert CO₂ i store volumer, med lekkasje- og gassspredningsrisiko på bakkenivå, se kapittel 3.4 Teknisk sikkerhet.

Det totale risikobildet må analyseres videre i senere faser.

Usikkerhet og kunnskapshull knyttet til helseeffektene av tap av aminer og nedbrytningsproduktene fra disse representerer den viktigste HMS-risikoen i prosjektet. Selv om aminabsorpsjon er kjent teknologi, vil den anvendes i åpne systemer der restgassene slippes ut i atmosfæren. Samtidig skal det behandles meget store avgassmengder slik at omfanget av tap til luft oppskaleres.

Hovedusikkerheten er knyttet til ulike reaksjons- og nedbrytningsprodukter som kan dannes i kontakten mellom aminer og ulike forurensninger i røkgassen, se kapittel 3.1.2

Nedbrytningsprodukter av aminer. Risikoreduserende tiltak vil måtte iverksettes, blant annet tekniske krav for å minimere utslipp av amin og tiltak for å øke kunnskapen om helse- og miljørisiko. Det er nødvendig med omfattende testing av de aktuelle løsningene for å kvalifisere disse.

7.2.1 Helse- og arbeidsmiljø

Anleggene vil kreve store kjemikalievolumer, særlig amin og eventuelt også ammoniakkoppløsning, men disse vil håndteres i lukkede systemer og skal normalt ikke eksponere personell.

Røkgassrensing vil gi medrivning av kjemikalierester til friluft, og selv om dette minimeres gjennom tekniske valg, representerer både aminene og nedbrytningsprodukter en potensiell helserisiko både for eget personell og for omgivelsene. Økt kunnskap om sammensetning og spredningsmønstre er nødvendig for å kvantifisere denne risikoen. Støybidrag fra de største blåserne og kompressorene anses som den største arbeidsmiljøbelastningen i anlegget for øvrig, sammen med eksponeringsrisikoen for røkgass og konsentrert CO₂.

7.2.2 Ytre miljø

Fangstanleggene gir en nettoreduksjon av klimagasser på inntil 4 % av de norske utslippene. Den viktigste negative miljøeffekten er tap av aminer og deres nedbrytningsprodukter til luft.

Fangstanleggene og nødvendig røykgassforbehandling vil også endre det eksisterende utslippsbildet fra kraftvarmeverket og krakkeranlegget. De tekniske løsningene som er vurdert, vil medføre at ammoniakkutslipp og SO₂-utslipp endres fra skorsteinsutslipp til utslipp til sjø. Den samlede effektendringen i forhold til forsuring og overgjødning ventes å være marginal.

Økt varmefluks til sjø via kjølevannsystemene er særlig knyttet til fangst fra kraftvarmeverket. For å minimere negative effekter i form av algevekst o.l. vil utløp for sjøvannskjølevann måtte legges på betydelig større dyp enn dagens sjøvannsutløp. Miljøkonsekvensene av eventuelle ammoniakkutslipp til sjø må også vurderes.

7.2.3 Sikkerhet

Fangstanleggene forventes ikke å ha signifikant effekt på storulykkepotensialet på Mongstad, verken for egne ansatte eller for tredjepart. Dette må verifiseres i en kvantitativ risikoanalyse i en senere fase av prosjektet.

En rekke tiltak må iverksettes for å minimere risikoen for at driftsforstyrrelser/utfall i fangstanleggene skal gi forstyrrelser i produksjonsanleggene. Den viktigste sikkerhetsrisikoen er knyttet til komprimering av CO₂ til nedkjølt flytende form, både når det gjelder trykkonsekvenser av ledningsbrudd og personellsikkerhetsaspekter knyttet til CO₂-eksponering (luftfortrengning og frostskafer). Samordnede og helhetlige vurderinger av både komprimering, mellomlagring, transportløsning og trykkavlastningssystem er en avgjørende suksessfaktor.

Byggeperioden vil medføre en betydelig personellinnsats med tilhørende arbeidsulykkerisiko. Arealbegrensninger, særlig det som er knyttet til fangst av røykgass fra krakkeranlegget, gir utfordringer for koordinering med drift. Tunge, omfattende løfteoperasjoner synes å være den viktigste risikofaktoren under byggefasen.

7.2.4 Sikring og beredskap

Fangstanleggene vil være fysisk integrert i eksisterende anlegg. Sikring og beredskap må følge de samme prinsipper og standarder som for området for øvrig og koordineres av operatøren for området.

7.3 Gjennomføringsrisiko

Et høyt totalt aktivitetsnivå på Mongstad er krevende med mange parallelle aktiviteter både under bygging, oppstart og drift samt integrering med Mongstad-organisasjonen gjennom hele prosjektfasen. Aktivitetsnivået kan medføre ikke-optimale løsninger og mulige forsinkelser.

En forsinket ferdigstilling av Steg 2-avtalen vil kunne forsinke kontraktsinngåelser for konseptstudier med tilsvarende forsinkelser på senere beslutningstidspunkter. En forskyvning av tidspunktet for investeringsbeslutningen vil medføre en tilsvarende forskyvning for ferdigstilling av anlegget.

Forsinket leveranse av leverandørstudier vil kunne påvirke beslutningstidspunktene for konseptvalg eller investeringsbeslutning. En forskyvning av tidspunktet for investeringsbeslutningen vil medføre en tilsvarende forskyvning for ferdigstillelse av anlegget.

Varigheten på teknologikvalifiseringsprogrammet vil kunne påvirke gjennomføringsalternativet for fangst fra krakkeranlegget.

Muligheten for at det ikke er gjennomførbart å utføre revisjonsstansavhengige tilknytninger til eksisterende anlegg på Mongstad i planlagte revisjonsstanser, må vurderes for alle planalternativer.

Fangstanlegget kan være det første fullskalaanlegget som blir bygget i denne størrelsen. Det er risiko for forlenget byggetid som følge av f.eks. forlenget produksjonstid på utstyr.

Grunnet begrenset global produksjonskapasitet på enkelte komponenter er det risiko for begrenset tilgang dersom det vedtas bygging av andre fullskala fangstanlegg i samme periode.

8 Behov for myndighetsbehandling

Med myndighetsbehandling menes i dette kapittelet den behandling og godkjenning som involverer norske forvaltnings- og tilsynsmyndigheter. Dialogen med myndighetene som oppdragsgiver i henhold til Gjennomføringsavtalen holdes adskilt fra godkjenningsprosessene.

Lov- og regelverksgrunnlaget for myndighetsbehandling av fangst og lagring av CO₂ er ikke endelig avklart. Det er usikkerhet knyttet til den samlede koordineringen av konsekvensutredningen og søknadsbehandlingen, og regelverket knyttet til Petroleumsstilsynets (Ptils) regulering og for CCS i kvotesammenheng er under utforming. Beskrivelsen tar utgangspunkt i det eksisterende regelverket.

Et fangstanlegg er et omfattende tiltak både teknisk og økonomisk som krever godkjenninger fra tre myndighetsinstanser for å realiseres:

1. Med basis i Plan- og bygningsloven kreves det godkjenning for arealanvendelsen og tilgrensede forhold. Denne tillatelsen må gis av Lindås kommune som vertskommune. Arealene som skal anvendes er regulert for slike formål, og det forventes derfor ikke omfattende saksbehandling knyttet til disse forholdene. Plan- og bygningsloven vil også kreve byggesaksbehandling knyttet til ulike byggeaktiviteter, som oppføring av bygninger og større fyllings- og gravearbeider. Byggesaksbehandlingen forutsettes gjennomført via den myndighetskontakt som er etablert med Lindås kommune.
2. Tillatelse til bygging, oppstart og drift gis av Ptil på bakgrunn av "Midlertidig forskrift om sikkerhet og arbeidsmiljø for enkelte petroleumsanlegg på land og tilknyttede rørledningssystemer". Regelverksgrunnlaget for Ptil er for tiden under omarbeiding, og det ventes at de aktuelle bestemmelser blir en del av "Rammeforskriften" - Forskrift om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten og på enkelte landanlegg. Tiltaket vil kreve en søknad om tillatelse til utbygging av ny virksomhet og senere en samtykkesøknad for oppstart og drift. Det er naturlig å sende inn hovedsøknaden rundt beslutningstidspunktet. Det må påregnes 2-3 måneders behandlingstid for søknadene, basert på en tett og løpende dialog under plan- og prosjekteringsarbeidet.
3. Tiltaket krever utslippstillatelse fra SFT i henhold til Forurensningsloven. Søknad om utslippstillatelse må med relativt stor detaljeringsgrad beskrive de forventede utslippskomponentene og kildene til disse. Den kan derfor ikke sendes inn før de endelige designmessige løsningene er valgt. Tiltaket vil også påvirke eksisterende utslippsforhold i kraftvarmeverket og raffineriet, både i forhold til omfang og utslippskilde for ulike utslipp. Dersom SH blir gitt rollen som operatør for anlegget, vil det være naturlig at utslippssøknaden utformes som en endring av den eksisterende utslippstillatelsen for Mongstad-anleggene. Uavhengig av dette må det forventes en behandlingstid på minimum 6-9 måneder for en slik søknad. Selv om lov- og regelverk for dette ikke er på plass i dag, er det forventet at lagrings- og fangstanlegg for CO₂ også vil reguleres gjennom Kvoteloven og gjennom EUs Kvotedirektiv. Hjemlet i utslippstillatelsen og Kvoteloven vil det trolig gis en egen regulering av kvoteplikt for CO₂. Denne reguleringen dekker primært måletekniske og kommersielle forhold knyttet til CO₂-utslippene. Her vil det være nye utfordringer i forhold til utforming av reguleringer, trolig med et begrenset referansegrunnlag for myndighetene.

Tiltak av et slikt omfang skal konsekvensutredes i henhold til Forskrift om konsekvensutredninger. SFT vil være koordinerende myndighet for konsekvensutredningen. Denne utredningsprosessen vil foregå i forkant av søknaden om utslippstillatelse. Konsekvensutredningen skal belyse en rekke forhold knyttet til gjennomføring og drift av tiltaket. For at det skal være mulig å gi en god vurdering av utslippskonsekvensene, må tekniske valg og løsninger være relativt godt modnet. Arbeidet med konsekvensutredningen kan derfor trolig bli en tidskritisk aktivitet i forhold til den totale framdriften for tiltaket. Det kan bli nødvendig med konsekvensutredninger og søknadsprosesser i ulike trinn for å ha nødvendig informasjonskvalitet. Dette må avklares nærmere i dialog med myndighetene. Arbeidet med konsekvensutredning og høring forventes å ta ca. 6-9 måneder. SH har et krav om at konsekvensutredningen er godkjent før formell investeringsbeslutning tas, og behandlingen av denne vil kunne være tidskritisk. En parallell innsendelse av både KU-program og søknad om utslippstillatelse vil trolig være den arbeidsformen som samlet sett gir den mest effektive godkjenningsprosessen.

De formelle søknadsprosessene forutsetter en tett og god dialog med myndighetene gjennom plan- og prosjekteringsfasen. En egen myndighetsplan vil angi tentative tidspunkter for kontaktmøte med de ulike myndighetsinstansene. Disse dialogene er initiert og er en forutsetning for å oppnå en effektiv behandling av søknadene. Både konsekvensutredningen og søknaden om utslippstillatelse skal ut på offentlig høring, noe som er innarbeidet i tidsestimatene. Dette medfører også formelle muligheter for klager og klagebehandling som kan forlenge prosessene i forhold til tidsplanene.

I tillegg til det ovenstående er det behov for avklaring av rollefordeling, rammeverk og finansiering av prosjektet. Flere av disse aktivitetene vil kreve myndighetsavklaringer både nasjonalt og internasjonalt. Tidspunktet for avklaring av disse aktivitetene, herunder prosessen mot ESA (EFTA Surveillance Authority) for avklaring av nødvendig statsstøtte, vil være avgjørende for prosjektets framdrift.

9 Energioptimalisering

9.1 Formål med energioptimalisering

Den mest effektive måten å redusere CO₂-utslipp på er å redusere energibehovet og bruke den tilgjengelige energien mer effektivt. Det vil i mange tilfeller være mer kostnadseffektivt å redusere CO₂-utslipp gjennom energieffektivisering enn gjennom fangst, se også kildevalgskapittel 2.1.3 Resultater og anbefaling. SH har som en del av Masterplan-arbeidet identifisert potensielle energieffektiviseringstiltak i eksisterende raffineri.

Kraftvarmeverket er i seg selv et stort energieffektiviseringstiltak fordi det vil gi mer effektiv forsyning av varme til raffineriet. Fangstanleggene gjør det mulig å ytterligere utnytte mulighetene kraftvarmeverket gir, ettersom kraftvarmeverket er mottaker av gass og produsent av strøm og varme.

Fangstanleggene har i seg selv et stort energibehov. Det er derfor viktig å sikre at slike anlegg bygges og drives på en mest mulig energieffektiv måte. For å redusere energibruken i fangstanleggene inkludert hjelpesystemer må det derfor velges smarte designløsninger som gir et energieffektivt anlegg. Dette gjelder for eksempel dampproduksjon og kraftbehov til kjølevannspumper, blåsere og sirkulasjonspumper.

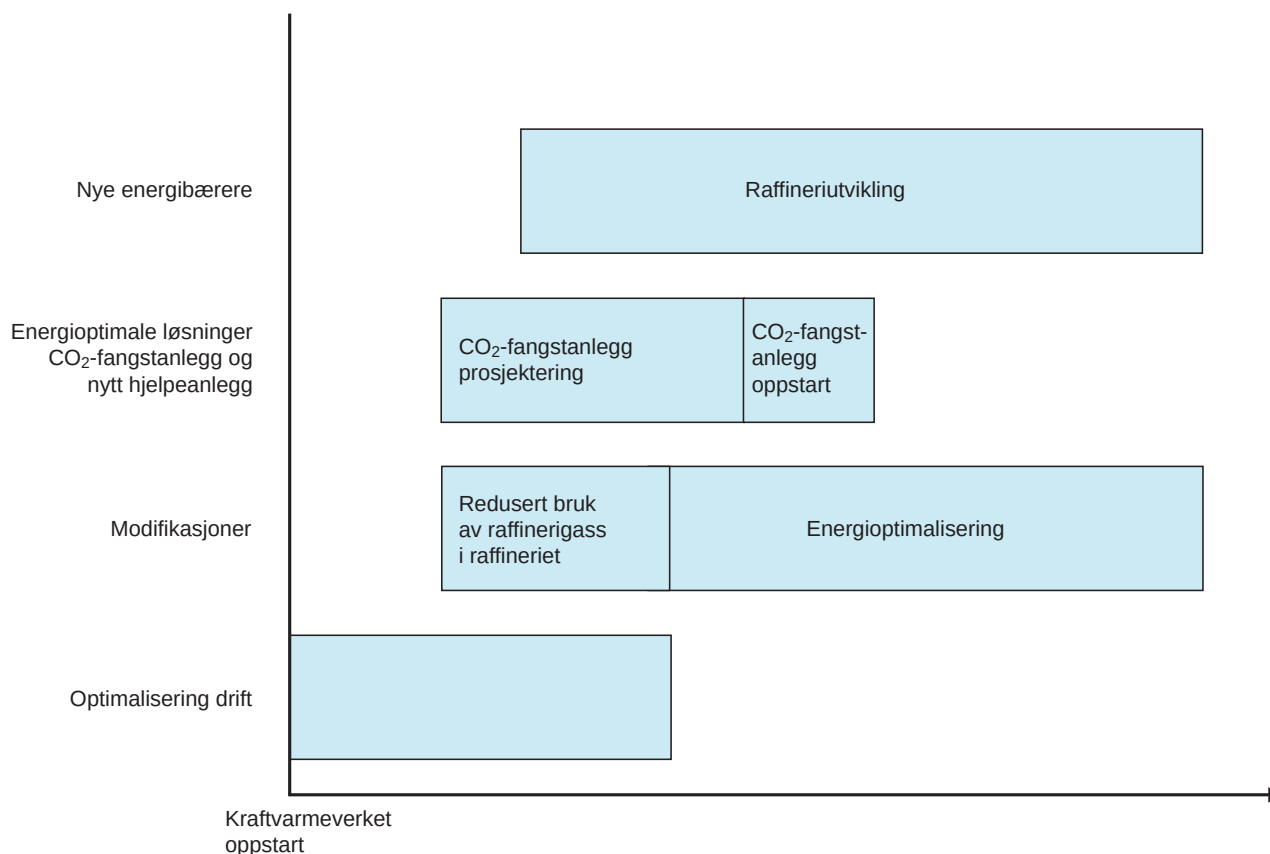
9.2 Muligheter knyttet til kraftvarmeverket

Kraftvarmeverket muliggjør en mer fleksibel og effektiv energiforsyning til raffineriet. Raffineriet har i dag perioder med overskudd av gass, noe som medfører fakling, ikke-optimal drift av ovner og kjeler eller endret gjennomstrømning i prosessanlegg. Flere av dampkjelene og prosessovnene har vært i drift siden oppstarten av raffineriet og møter ikke dagens standarder for energieffektivitet og sikker drift. Kraftvarmeverket medfører nedstengning av gamle kjeler og ovner, og det vil bli frigjort raffinerigass til kraftvarmeverket der det produseres strøm, varme til råoljeoppvarming og damp til raffineriet. I tillegg til opprustningen av raffineriets energisystemer vil kraftvarmeverket gi nye muligheter for å utnytte potensialet som finnes for energioptimalisering.

Flere studier er gjennomført for å identifisere muligheter for å redusere raffineriets energibruk. Disse studiene har som regel konkludert med at tiltak bare ville forskyve raffineriets gassbalanse og skape mer overskuddsgass som ville blitt faklet. Løsningen kommer gjennom kraftvarmeverket som mottaker av overskuddsgass fra raffineriet og åpner for effektiviseringsprosjekter som frigjør ytterligere mengder raffinerigass.

9.3 Tiltak for energioptimalisering

Arbeidet med energioptimalisering inkluderer både raffineriet og fangstanlegget som vist i figur 9.1.



Figur 9.1 Energioptimalisering Mongstad.

9.3.1 Optimalisering av ordinær drift

Raffineriet innførte i mai 2007 et forbedret energistyringssystem for å sikre mest mulig energieffektiv produksjon i anleggene. Styringssystemet er bygget opp etter samme mal som standardene for miljøstyring (ISO:14001) og kvalitetsstyring (ISO:9000). Kort oppsummert definerer styringssystemet hvem som har ansvaret for energioptimalisering i daglig drift (drift av ovner og kjeler, vedlikeholdsplanlegging osv.), på kort og mellomlang sikt (overvåkingssystemer, systemanalyser osv.) og på lang sikt (modifikasjoner og prosjekt).

Energistyringssystemet skal sikre at raffineriet til enhver tid etterstreber optimal og energieffektiv drift innenfor de gitte rammene. Etter at kraftvarmeverket starter opp, vil raffineriet kunne optimalisere bruken av raffinerigass, ovns- og kjeleanlegg og forbedre raffineriets energiutnyttelse. En del slike endringer er allerede inkludert i arbeidsomfanget til kraftvarmeverket og utføres i forbindelse med gjennomføringen av dette prosjektet. I tillegg vil det være mulig å gjennomføre ytterligere forbedringer med små eller ubetydelige modifikasjoner av dagens anlegg. Studier som er gjennomført de siste årene, har imidlertid vist at potensialet for vesentlige forbedringer er begrenset uten relativt store modifikasjoner av anleggene.

Operasjonelle tiltak og mindre justeringer i raffineriets driftsmønstre og rutiner blir ikke beskrevet videre her, men ivaretas gjennom raffineriets eksisterende energistyringssystem.

9.3.2 Modifikasjoner i raffineriet som frigjør fyrgass

Raffineriet er i dag selvforsynt med fyrgass og har et forbruk på mellom 37-40 tonn/time. Fyrgassen benyttes stort sett i direktefyrte ovner og til dampproduksjon. Kraftvarmeverket og gjennomførte modifikasjoner på raffineriet vil frigjøre ca. 1/3 av denne gassmengden som kraftvarmeverket vil importere.

Frigjøring av fyrgass vil "flytte" CO₂-utslippene fra en kilde i raffineriet til kraftvarmeverket. I første omgang oppnås en klimagevinst ved at man reduserer importbehovet for Troll-gass for å framskaffe samme mengde energi, og i andre omgang kan man oppnå en dobbel klimagevinst ved at fyrgass flyttes fra en kilde i raffineriet uten CO₂-fangst til et anlegg hvor det fanges CO₂ fra røykgassen.

Det er i dette arbeidet satt i gang studier innen

- forvarming av luft til reformerovnene
- forvarming av luft til flere mindre ovner

Det er et mål at disse tiltakene skal frigjøre minst 2 tonn/time fyrgass for eksport til kraftvarmeverket. Dette vil redusere CO₂-utslippene fra raffineriet med over 40 000 tonn pr. år.

9.3.2.1 Forvarming av luft til reformerovnene

Reformeranlegget (reformer 2) har 4 prosessovner med en felles skorstein.

I forbindelse med bygging av kraftvarmeverket modifiseres brennersystemet i prosessovnene i reformeranlegget for å tåle en høyere hydrogenandel i fyrgassen til ovnene i anlegget. Dette tiltaket vil bidra til å redusere CO₂-utslippene fra anlegget noe.

Temperaturen i røykgassen fra ovnene er høy (> 500 C), og det er et stort potensial for energieffektivisering. En måte å gjøre dette på er å gjenvinne varmen i røykgassen til å varme opp forbrenningsluften som benyttes i ovnene, i en luft/røykgass-varmeveksler. Energien som overføres i varmeveksleren, vil redusere behovet for bruk av fyrgass i reformerovnene og på denne måten redusere CO₂-utslippet fra reformeren.

Energiutnyttelsen fra ovnene kan ytterligere økes ved å lede røykgassen fra luft/røykgass-varmeveksleren til krakkerskorsteinen og bruke restenergien i denne røykgassen for å skape løft i krakkerskorsteinen. Dette vil gi maksimal utnyttelse av energien i reformerrøykgassen og redusere behovet for bruk av raffinerigass i krakkerskorsteinens hjelpebrenner.

9.3.2.2 Forvarming av luft til flere mindre ovner

De fleste prosessovnene på raffineriet har naturlig trekk og forholdsvis høye skorsteinstemperaturer. Ved å benytte systemer for luft/røykgass-varmeveksling tilsvarende dem som er beskrevet i forrige avsnitt, kan man redusere tap av prosessvarme til luft og redusere behovet for bruk av raffinerigass i prosessovnene. Potensialet for slik varmegjenvinning utenom reformeranlegget er imidlertid noe begrenset.

9.3.3 Gode designløsninger for fangstanlegg og nye hjelpesystemer

Bruken av energibærerne elkraft, og kjølevann i de planlagte fangstanleggene er i samme størrelsesorden som for hele det eksisterende raffineriet, og varmebehovet i form av damp er også meget stort. Det er derfor svært viktig at energioptimale løsninger blir implementert ved design av disse anleggene. En dårlig designløsning her kan få større energikonsekvenser enn mange av de potensielle tiltakene i det eksisterende raffineriet.

9.3.3.1 CO₂-fangstanlegget

Uavhengig av teknologivalg og kjemikalie i fangstanleggene må det fokuseres på energieffektive designløsninger for pumpedrift, varmeintegrasjon, varmevekslere osv. Dette er utstyr som er nokså standardisert og vil være relativt identisk uavhengig av valgte løsninger.

Det planlegges å gjenvinne energi fra kraftvarmeverkets eksosgass. En slik varmgjenvinningsenhet vil produsere lavtrykksdamp som kan benyttes i fangstanlegget. Eksosgassen fra kraftvarmeverket holder i dag ca. 200 °C, og det er her et potensial for å hente ut betydelige mengder damp ved et gitt trykk. Det totale potensialet for dampproduksjon er om lag 100 tonn/time.

Fangstanlegget er avhengig av store blåsere for å transportere røyk- og eksosgass fra kildene til fangstanleggene. Energiforbruket til blåserne er direkte knyttet til trykkfallet gjennom absorpsjonsdelen av fangstanlegget, slik at løsninger med lavt trykkfall er å foretrekke. Behovet for å redusere miljøbelastning gjennom luftutslipp kan resultere i løsninger med høyere trykkfall. Energioptimalisering må vurderes opp mot luftutslipp i senere faser av prosjektet. Nærhet til kildene vil også være svært viktig for å redusere energiforbruket i blåserne. Forslag til plassering av absorber(e) har tatt hensyn til dette.

CO₂ fra fangstanlegget skal komprimeres til ca. 60 barg. CO₂-gassen kondenseres og pumpes så opp til eksporttrykk på 200 barg. Dette er energikrevende systemer. Valg av teknisk løsning, utstyr og eksportbetingelser er derfor viktig for å redusere energibruken forbundet med transport av CO₂ til lagring.

Etter oppstart av kraftvarmeverket og gjennomføring av foreslåtte energieffektiviseringstiltak vil dampproduksjonskapasiteten nesten fordobles i forhold til dagens kapasitet. Det vil derfor være mulig å produsere damp til fangstanleggene uten at det bygges nye fyrte dampkjeler.

9.3.3.2 Varmeintegrasjon i RCC-anlegget

Røykgassen fra krakkeranleggets regenerator har en temperatur på ca. 200 °C etter utløpet fra CO-kjelene[e1]. Etter et elektrostatisk filter kjøles røykgassen ned til ca. 25 °C i en SO₂-sjøvannsvasker før fangstanlegget. Det er her et potensial for produksjon av lavtrykksdamp på ca. 20-30 tonn/time. Installasjon av en røykgasskjele for dampproduksjon vil kreve en langvarig stans i krakkeranlegget, og det anbefales å gjøre dette samtidig med bygging av fangstanlegget.

Etter sjøvannsvask må røykgassen varmes opp igjen for å få god spredning på utslippet fra skorsteinen. Det er i dag installert en brenner i bunnen av skorsteinen som øker temperaturen til over 130 °C. Ved drift av fangstanlegget for krakkeranlegget, vil behovet for varme til skorsteinen reduseres betydelig. Det vil fortsatt være behov for å holde skorsteinen varm i tilfelle stans i fangstanlegget.

9.3.3.3 Hjelpeanlegg

Sjøvannskjøling

Det må bygges et nytt kjølevannsanlegg på Mongstad i forbindelse med fangstanlegget. Kjølevannsbehovet for fangstanlegget tilsvarer eksisterende kjølevannsbehov for raffineriet. Det er anbefalt en løsning som hovedsakelig er basert på direktekjøling med sjøvann. Dette krever at store sjøvannsmengder pumpes opp til en trykkehøyde på ca. 50 meter.

Brukt kjølevann ledes tilbake til Fensfjorden. Av sikkerhetshensyn går kjølevannet via et overløp som ligger høyere enn den høyeste prosessenheten i fangstanlegget. Fra dette overløpet er det mulighet for å produsere kraft på tilsvarende måte som for et vannkraftverk.

Damp

Fangstanlegget har behov for store mengder lavtrykksdamp. Lavtrykksdamp er tilgjengelig fra raffineriet, men i noen tilfeller må høytrykksdamp konverteres til lavtrykksdamp for bruk i fangstanlegget. Trykkreduksjon av høytrykksdamp gjøres mest energieffektivt ved å drive pumper og kompressorer med dampturbiner, der damputløpet går direkte til lavtrykksnettet. Valg av elektriske drivere eller dampdrivere må gjøres basert på en kost/nytte-analyse.

9.3.4 Nye energibærere

De viktigste energibærerne i det eksisterende raffineriet er elektrisk kraft, fyrgass og damp. Etter oppstart av kraftvarmeverket vil tilgjengeligheten av kraft, fyrgass og damp øke.

For å kunne energioptimalisere driften av raffineriet kan det være aktuelt å introdusere andre energibærere:

- Fjernvarme kan bygges ut til å forsyne raffineriet og naboer med varme til bygninger.
- Hot-oil-system og høytrykksdamp med et trykk på over 100 barg kan begge gjøre det mulig å stenge ned fyrte ovner i raffineriet. Ubyggingen av slike systemer vil være kostbart og må sees i sammenheng med større fremtidige prosjekter på industriområdet.

10 Referanser

[1] 1.1.2 Masterplan-arbeidet

NVEs Rapport 13-06 CO2-håndtering på Kårstø.

http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=9682

[2] 2.2 Anbefalt teknologi for CO2-fangst på Mongstad

IEA Greenhouse Gas R&D Program, 2004, Improvement in Power Generation with Post-Combustion Capture of CO₂, Report Number PH4/33

[3] 2.2 Anbefalt teknologi for CO2-fangst på Mongstad

CO₂ Capture Project, 2005, Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep geological Formations - Results from the CO₂ Capture Project, Editor: David C. Thomas, ISBN 0-08-044570-5 (2 volume set), Elsevier: Oxford, UK

[4] 2.2.3 Neste generasjons post-combustion-løsninger

Rubin et al, 2007, Use of Experience Curves to Estimate the Future Cost of Power Plants with CO₂ Capture, Int.Journal of Greenhouse Gas Control, 1, 188-197

[5] 2.4 Teknologikvalifiseringsprogram

DNV-RP-A203 Qualification Procedures for New Technology, September 2001,

<http://webshop.dnv.com/global/category.asp?c0=2624&c1=2627>

[6] Tabell 2.3

Gassco dokument TEKN-RA-7018. DG3 - Design Basis - Pipeline transportation of CO₂. 08.11.2007

[7] 2.11.3 Erfaringer fra Kårstø-prosjektet

www.Gassnova.no

[8] 3.1.1 Aminer

Vik, E. A. et al., 2008, Management of water and waste generated in the CO₂ Masterplan Mongstad (CMM) plant, Aquateam report number 08-007 (restricted).

[9] 3.1.2 Nedbrytningsprodukter av aminer

Låg, M. et al. 2008, Health effects of possible degradation products of different amines relevant for the CO₂ capture., Norwegian Institute of Public Health.

[10] 3.2.2.2 Strømmer som sendes ubehandlet til sjø

Sundfjord, Arild. 2008. "New cooling water discharges from Mongstad, Numerical model simulations and assessment of different discharge configurations" NIVA report nr 5658-2008

11 Forkortelser og kjemiske betegnelser

ALARP	As Low as Reasonable Practicable
Ar	Argon
AVR	Avløpsvannrenseanlegg
barg	Bar gauge. Måleenhet for trykk
BKK	Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap
BLEVE	Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion
BVR	Renseanlegg for ballastvann
CAP	Chilled Ammonia Process (kjølt ammoniakkprosess)
CCP	CO ₂ Capture Plant
CHP	Combined Heat and power (Kraftvarmeverk)
CMM	CO ₂ Masterplan Mongstad
CO ₂	Karbondioksid
CRA	Cost Risk Analysis
dB(A)	Decibel (Absolutt)
DCS	Distributed Control System
DG	Decision Gate (Beslutningspunkt)
DNMA	Dimetylnitrosamin
ERA	Environmental Risk Assessment (vurdering av miljøforhold)
ESA	EFTA Surveillance Authority
ESD	Emergency Shutdown
EVM	Energiverk Mongstad
FEED	Front End Engineering and Design
F&G	Fire & Gas
GHG	Green House Gases
GJ/t	Gigajoule pr. time
H ₂	Hydrogen
HAZID	Hazard identification (fareidentifikasjon)
HCl	Saltsyre
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
H ₂ O	Vann
H ₂ S	Hydrogensulfid
IEA	International Energy Agency

IPA	Independent Project Analysis Ltd.
kWh	Kilowatttime
LNG	Liquefied Natural Gas
MEA	Monoetanolamin
mg	Milligram
MRDA	Mongstad-raffineriet delt ansvar
Mt	Millioner tonn
MTO	Material Take Off
MW	Megawatt
N ₂	Nitrogen
NH ₃	Ammoniakk
NIVA	Norsk institutt for vannforskning
Nm ³	Normal kubikkmeter
NO _x	Nitrogenoksider (NO, NO ₂)
NORSOK	Norsk sokkels konkurranseposisjon (NORSOK-standarder)
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
O ₂	Oksygen
OED	Olje- og energidepartementet
OSPAR	Konvensjon om beskyttelse av det marine miljø i det nordøstlige Atlanterhav (Oslo-Paris-konvensjonen)
PB-kiosk	Prosess B-kiosk
pH	Måleenhet for surhetsgrad i vannløsninger
PLONOR	Poses Little or No risk
ppm	Andel pr. million (Parts per million)
ppmv	Andel pr. million basert på volum (Parts per million volum)
ppmw	Andel pr. million basert på masse (Parts per million weight)
RCC	Reduced Crude Conversion (Krakkeranlegget)
SFT	Statens Forurensningstilsyn
SH	StatoilHydro
SO ₂	Svoveldioksid
SO _x	Svoveldioksider
TCM	European CO ₂ Test Centre Mongstad
TORG	Tekniske og operasjonelle krav (Technical and operational guidelines)
WERA	Working Environment Risk Assessment (vurdering av arbeidsmiljøforhold)