

Granskingsrapport

COA ACC

Intern ulykkesgransking

Brann i luftinntak på gassturbin GTG4, Hammerfest LNG 28.09.2020

Klassifisering: Åpen	Status: Endelig – Frigitt
Rapport nr.: A MMP L2 2020-18	Dato: 07.05.2021
Utløpsdato: 07.05.2026	Synergi nr.: 1630563

Kortfattet beskrivelse:

Ved oppkjøring av anlegget oppstod det brann i filterhuset på gassturbingenerator (GTG4) ca. kl. 15.41 den 28.09.2020. Den utløsende årsaken til brannen var selvantennelse i filtrene i turbin luftinntaket på grunn av langvarig, altfor høy temperatur. Den bakenforliggende årsaken var at anti-is varmeveksleren ble brukt utenfor sitt tiltenkte bruksområde og forårsaket den høye temperaturen. Skadde kabler ved gassturbinene som sommeren 2020 var blitt besluttet skiftet suksessivt under drift, ble sammen med annet utstyr eksponert for store mengder sjøvann samt mekanisk påvirkning fra brannbekjempelsen. Brannen og brannslukkingen medførte nye usikkerheter og mulig ytterlig svekkelse av kablene. Som følge av dette besluttet ledelsen ved HLNG å skifte alle skadde kabler i den aktuelle del av anlegget før oppstart. Utskifting av kablene og behovet for utbedring av brann- og slukkeskader innebærer at anlegget vil bli stående nedstengt i om lag et og et halvt år. Granskingsgruppen har identifisert behov for forbedring innenfor:

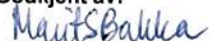
- Bruk av anti-is systemet, alarm og nedstengingsfunksjoner samt ventiler i hetoljeretur
- Beredskapsledelse og trening
- Organisasjon, ledelse og styring

Ingen personer ble skadet i brannen eller slukkearbeidet. Hendelsen er klassifisert med høyeste alvorlighetsgrad Rød 1; «Svært store kostnader for anlegget» og Grønn 4 for selve brannen; «Lokalt område av anlegget eksponert».

Granskingsgruppe:

Marit S. Bakka	Granskingsleder	COA ACC
Bernhard Eriksen	Medgransker	COA ACC
Ole Johan Johansen	Sakkyndig Drift	CCO MEMA OM1
Heikki L. Oltedal	Sakkyndig Mekanisk Roterende	DPN OTE TCM RCM TSS
Odd Arne Nissestad	Sakkyndig Ledelse og Styring	EQU OP TR
Torggrim Log	Sakkyndig Teknisk Sikkerhet/brann	TPO KAR PRTS
Sverre Rogde	Verneombud	MMP OPL HLNG

Godkjent av:



Marit S. Bakka (sign.)

Granskingsleder

COA ACC

07.05.2021

Dato

Godkjent av:



Jane Saure (sign.)

VP Gransking

COA ACC

07.05.2021

Dato

Frigitt av oppdragsgiver:



Irene Rummelhoff (sign.)

EVP MMP

MMP

10.05.2021

Dato

Innhold

1	Sammendrag	3
2	English summary	14
3	Mandat og gjennomføring av granskingen	26
4	Bakgrunnsinformasjon.....	28
5	Hendelsesforløp og beredskap	44
6	Konsekvenser	61
7	Årsaker og observasjoner.....	70
8	Arbeidsprosesser, krav og barrierer	90
9	Tilsyn og revisjoner	101
10	Andre granskede hendelser.....	104
11	Anbefalinger for læring	106
12	Forkortelser og begreper	109
13	Referanser	111
App A	Intervjuliste.....	113
App B	Kronologisk bildeserie av brannen	114
App C	Manuell regulering av ventil 81-TV-4293.....	118
App D	Branntekniske undersøkelser.....	119
App E	Definisjoner av «Sikker sone»	130
App F	Datablad for filter i luftinntaket.....	131

1 Sammendrag

Hovedformålet med denne granskingen i ettertid av hendelsen er å bidra til en konstruktiv læringseffekt for å forhindre gjentakelse og for å oppnå en forbedring av HMS nivået. Arbeidet er utført etter granskingsgruppens beste evne, og er basert på vurdering av tilgjengelig kunnskap og informasjon. Granskingsgruppen har ikke foretatt noen vurdering av de juridiske sider av hendelsen, herunder årsaker, ansvar eller lignende forhold.

1.1 Hendelsen

Under oppkjøring av Hammerfest LNG (HLNG) anlegget 28.09.2020, etter en ikke planlagt stans på ca. 14 dager, oppdaget personell i felt røyk fra luftinntaket til gassturbingenerator nummer 4 (GTG4) ca. kl. 15.41. Kontrollrommet ble varslet og brann- og gassalarm ble umiddelbart initiert. Alarmen ble raskt endret til en evakueringsalarm, med påfølgende melding over PA om å evakuere Melkøya. Kontrollromsoperatørene sørget videre for nødavstengning (ESD2), varsling til nødetatene (trippelvarsling) og start av anleggets aktive brannbeskyttelsessystem (fastmonterte monitorer, programmert med oscillering). Samtidig med at ESD2 ble utløst falt strømmen ut både på Melkøya og i deler av Hammerfest by. ESD2 førte til at alle turbinene mistet fyrgass, og dermed opphørte strømtilførselen til anlegget. Dette resulterte videre til nedstengning av kjølevann og instrumentluft. Beredskapsledelsen mønstret i henhold til instruks og nødetatene ankom beredskapsrommet ca. kl. 15.45.



Figur 1-1 Brann i luftinntaket på gassturbin GTG4

Anlegget (hotplant) var evakuert kl. 15.48. Fyrgass til gassturbinene var trykkavlastet kl. 15.55 og det var foretatt trykkavlasting av resten av prosessenheten kl. 16.38 (i henhold til beredskapslogg og -tavle). Noen deler av anlegget var imidlertid fortsatt trykksatt med hydrokarboner, men dette var i en del av anlegget som lå et stykke unna brannstedet.



Figur 1-2 Brannbekjempelse ved hjelp av beredskapsfartøyet *Esvagt Aurora* og taubåtene *Audax* og *Pax*

Brann i det aktuelle området på anlegget er ved design ansett å ha lav sannsynlighet. Det er derfor ikke slukkeanlegg ut over de nevnte monitorene. Beredskapsledelsen besluttet å ta i bruk brannbekjempelsesfartøy for å slukke brannen i stedet for å sende Hammerfest Brannvesen inn i anlegget ut fra hensynet til sikkerheten for personellet.

Esvagt Aurora, som er standby-fartøy for *Goliat*, var nær Hammerfest og tilbød assistanse. Ca. kl. 17.00 gikk *Esvagt Aurora* i innsats og brannkanonene hadde god effekt på brannen. De to taubåtene; *Audax*, og *Pax* som er stasjonert ved Polarbase, bidro også med kjøling av resten av anlegget. For å kunne vurdere situasjonen på brannstedet ble *Esvagt Aurora* trukket tilbake i perioden kl. 18.56 – kl. 19.04. Det ble da ikke observert synlige flammer på CCTV-kamera i kontrollrommet. Beredskapsledelsen vurderte på dette tidspunkt at det fremdeles var en risiko for eskalering, knyttet til lekkasje fra hetolje-systemet samt kjente svekkelser som kunne innebære en fare for andre hydrokarbon-lekkasjer i anlegget. Beredskapsledelsens vurdering var derfor at det ikke var aktuelt å gå til manuell innsats på dette tidspunkt, ut fra hensynet til sikkerheten for mannskapene.

Som en mulig aksjon for å komme til med slukking fra bakken og direkte inn mot brannstedet ble det vurdert å mobilisere slukkerobot fra Oslo Brannvesen. En gikk etter hvert bort fra dette tiltaket da det ble ansett som unødvendig. For å kunne vurdere situasjonen på brannstedet i forhold til om det var forsvarlig å sende inn brannbil og personell fra Hammerfest Brannvesen ble det mobilisert en drone.

Slukking/kjøling fra fartøyene fortsatte i perioden fra kl. 19.04 og fram til kl. 20.55. Fartøyene trakk seg da tilbake for å gi fri sikt for dronen som skulle filme området og observere for mulige flammer. Etter at filmingen var ferdig, og i påvente av overføring og evaluering av opptakene, ble *Esvagt Aurora* satt inn igjen for slukking/kjøling fra ca. kl. 21.20. Beredskapsledelsen vurderte opptakene fra dronen sammen med en tverrfaglig gruppe, og det ble konkludert med at det

var forsvarlig å gå til manuell innsats på brannstedet. *Esvagt Aurora* trakk seg tilbake kl. 22.30 mens *Audax* ble liggende i beredskap fram til neste morgen.

Hammerfest Brannvesen gikk i innsats ca. kl. 22.35 og skumla området. I beredskapsloggen er det notert at brannen var bekreftet slukket kl. 23.20.



Figur 1-3: Situasjonsbilde ca. kl. 21.10, bilde fra dronevideo

1.2 Konsekvenser

Det oppsto ingen personskader under hendelsen. Selve brannen er klassifisert som faktisk Grønn 4 - «Lokalt område av anlegget eksponert», og høyeste mulige alvorlighetsgrad under ubetydelig endrede omstendigheter lik faktisk alvorlighetsgrad for brannen. Ubetydelig endrede omstendigheter betyr at det bare var tilfeldig at alternative utfall av hendelsen ikke inntraff, ikke hva som i verste fall kunne skjedd. Selve brannen resulterte i skade i lokalt område av anlegget. Luftinntaket i gassturbin GTG4 må erstattes og turbinen må demonteres og sendes til verksted for rengjøring og inspeksjon på grunn av sot-skader.

På grunn av brann- og slukkeskader har granskingsgruppen klassifisert hendelsen med høyeste faktiske alvorlighetsgrad: Rød 1 – «Svært store kostnader for anlegget».



Figur 1-4: Situasjonsbilde dagen etter brannen

I 2017/2018 ble det påvist omfattende skader på signal og kraftkabler, samt kabler knyttet til brann- & gassdeteksjon i området ved gassturbinene. Skadene var forårsaket av eksponering for oljedamp under normal drift. Skadene innebar en svekkelse av kablernes mekaniske, elektriske og branntekniske egenskaper. Disse skadene utgjorde en risiko både for personskader og for uforutsatt nedstenging av anlegget. Risikovurdering og kompensierende tiltak ble iverksatt for å kunne holde anlegget i drift. Det ble i juni 2020 besluttet å bytte kablene suksessivt under drift, med oppstart av prosjektet i første kvartal 2021.

Brannslukking og nedkjøling under hendelsen utsatte både kabler og annet utstyr for store mengder sjøvann. Brannen i seg selv og brannslukkingen medførte nye usikkerheter og mulig svekkelse av kablene i dette området. Som følge av dette besluttet ledelsen ved HLNG å skifte alle skadde kabler i den aktuelle del av anlegget før oppstart. Utskifting av kablene og behovet for utbedring av slukkeskader innebærer at anlegget vil bli stående nedstengt i om lag ett og et halvt år.

1.3 Årsaker

Denne hendelsen ble ikke forårsaket av en enkelt teknisk eller menneskelig feil, men var et resultat av flere direkte og bakenforliggende årsaker; design, beslutninger, operasjonell praksis, organisatoriske forhold, forhold knyttet til opplæring, ledelse og styring, som til sammen resulterte i omfattende skader på anlegget.

1.3.1 Brannårsak

Den utløsende årsaken til brannen var selvantennelse i filterne i turbin luftinntaket på grunn av langvarig altfor høy temperatur. Den bakenforliggende årsaken var at anti-is varmeveksleren ble brukt utenfor sitt tiltenkte bruksområde og forårsaket den høye temperaturen. Den høye temperaturen i filterhuset ble ikke oppdaget.

For å regulere temperaturen i hetoljen under oppstart av anlegget, ble den automatiske reguleringsventilen for anti-is varmeveksleren i luftinntaket på GTG4 satt i manuell og overstyrt flere ganger i perioden fra 24.09.2020 og fram til det oppsto brann. Simulering ved hjelp av Computational Fluid Dynamics (CFD) utført av Teknisk Sikkerhet, ref. App D, har vist at de mest eksponerte posefilterne i luftinntaket kan ha nådd en temperatur på om lag 175 °C. Branntekniske undersøkelser utført ved RISE laboratorium i Trondheim viste at ved 150 °C går det varmgang i filterne, og ved 160 °C selvantenner de, ref. App D.

Da det ble foretatt nødavstengning stanset sirkulasjon av hetolje og det anses som overveiende sannsynlig at rørene i varmeveksleren sprakk som følge av termisk belastning og/eller støtkoking av hetoljen inni varmeveksleren. Hetolje fra høyere liggende nivå fødte brannen da rørene i varmeveksleren sprakk. Systemet var ikke bygget med en avstengningsventil eller tilbakeslagsventil som kunne hindret tilbakestrømming av hetolje. Brann i luftinntaket har vært ansett som så lite sannsynlig at det ikke er blitt gjort videre analyser eller iverksatt risikoreduserende tiltak, som f.eks. temperatursensor eller en avstengningsventil for å hindre tilbakestrømming av hetolje fra høyere liggende nivå, ref. /19/ og /20/. Det har heller ikke vært gjennomført beredskapsøvelser for denne typen hendelser.

En svakhet i design innebar at det ikke var automatisk regulering av temperatur i hetoljesystemet. Bruk av anti-is varmeveksleren på gassturbinen for å regulere hetoljetemperaturen manuelt under oppstart hadde over tid blitt vanlig praksis på noen skift. Det var «normalisering av avvik». Det var derfor ingen som reagerte på dette, selv om GTG4 var ute av drift på grunn av vedlikehold. Det forelå ikke en prosedyre for hvordan manuell regulering skulle foregå. Det hadde vært naturlig at SO-dokumentasjonen for systemet inneholdt en slik prosedyre, men oppdatering av denne dokumentasjon ved anlegget har over flere år ikke vært en prioritert oppgave.

I en periode før 2013 var det under vedlikehold blitt observert tilfeller der rammer for enkelte av de aktuelle filterne hadde smelteskader fordi anti-is-varmeveksleren var overstyrt manuelt. Dette ble ikke sett i sammenheng med at det kunne oppstå overoppheting og selvantennelse. Erfaringen ble dermed ikke innarbeidet i SO-dokumentasjonen og ikke registrert i Synergi som hendelser med HMS-potensial. Registrering ble gjort i vedlikeholdssystemet. Vedlikeholdsstrategi for filterbytte er i selskapet basert på aktuell tilstand (målt trykkfall og visuell inspeksjon). På grunn av den store temperaturforskjellen mellom driftstemperatur for filterne (omtrent som utetemperatur i Hammerfest) og mulig selvantennelsestemperatur for filter som er forurensset med støv og biomasse (ca. 150-160 °C), er det ikke ansett å være sikkerhetsmessige aspekter forbundet med intervallet mellom filterskifter.

To gassdetektorer i luftinntaket på gassturbin GTG4 gikk i «blokk» på formiddagen 28.09.2020. Kontrollromsoperatørene var fokuserte på oppstart av anlegget, de visste at GTG4 var ute av drift og at det pågikk vedlikeholdsarbeid rundt denne gassturbinen. Det ble gjort en antagelse om at årsaken til at gassdetektorene gikk i «blokk» hadde sammenheng med det pågående vedlikeholdsarbeidet, og det ble derfor ikke sendt ut melding til områdeoperatør om «sjekk og rapporter».

1.3.2 Observasjoner knyttet til beredskapshåndteringen

I det følgende oppsummeres de mest sentrale observasjoner som granskingsgruppen har gjort knyttet til den beredskapsmessige håndteringen av hendelsen.

Beredskapsledelsen sto overfor en kompleks og krevende situasjon

Situasjonen ble opplevd som en stor brann og den hadde inntruffet i et område med lav sannsynlighet for en slik hendelse. Samtidig med evakuering av Melkøya, trykkavlasting av anlegget og utfall av hovedkraft med ringvirkninger til vitale hjelpesystemer, var dette en kompleks, dynamisk og krevende situasjon å forstå og håndtere.

Situasjonsforståelsen i beredskapsledelsen var at det var risiko for eskalering

Beredskapsledelsens vurderinger, beslutninger og aksjoner bygde på den situasjonsforståelse som utviklet seg underveis i hendelsen. Før igangkjøring var det besluttet at anlegget skulle evakueres (ref. Skiftlogg) dersom det oppsto en situasjon med nedstenging (tripp). Dette var knyttet til en vurdering av enkelte svekkelser i anlegget og en risiko for at det ville kunne oppstå hydrokarbon-lekkasjer i en slik situasjon. Beredskapsledelsen anså under hendelsen at dette var svekkelser som kunne medføre fare for at brannen kunne spre seg og eskalere.

Beredskapsledelsen la vekt på å unngå unødig fare for personell

Equinor sine beredskapsprinsipper bygger på at slukking så langt som mulig skal gjøres med faste slukkeanlegg for å unngå at personell utsettes for unødvendig fare. Da brannen oppsto i et område der det ikke var dekkende faste slukkesystemer besluttet beredskapsledelsen å benytte Esvagt Aurora og andre fartøy til slukking og kjøling. Slukking og kjøling fra fartøy fortsatte inntil beredskapsledelsen vurderte at det var forsvarlig å gå over til manuell innsats med egne ressurser og mannskaper fra Hammerfest Brannvesen. Beredskapsledelsens vurdering av situasjonen var knyttet til usikkerhet om svekkelser i anlegget og risikoen for at brannen kunne eskalere.

Slukkemetoden medførte omfattende skader

Inntrykket fra granskingen er at det var en felles oppfatning hos Equinor sin beredskapsledelse og innsatsledelse hos nødetatene mht. til vurderingen av når manuell innsats ble ansett som forsvarlig. Granskingsgruppen ser at de strategiske valgene som ble tatt under denne hendelsen ble gjort i tråd med selskapets overordnede beredskapsprinsipper og ut fra den situasjonsforståelse som den samlede beredskapsorganisasjonen hadde. Slukkemetoden eksponerte deler av anlegget for store mengder sjøvann samt mekanisk påvirkning som følge av vanntrykket fra fartøyene over en periode på 5-6 timer. I ettertid er det rimelig å anta at dette har påført større slukkeskader på mekanisk-, elektro- og instrumentutstyr. Alternativet var tidligere innsats fra det lokale brannvesenet..

Beredskap ved HLNG - trening, ressurser, kompetanse og ledelsesoppmerksomhet

Selv om man ved HLNG har fulgt krav og anbefalinger til beredskapstrening med hensyn til omfang av trening, viser denne hendelsen at det er rom for forbedring og behov målrettet trening. De sentrale rollene i beredskapsledelsen ved HLNG er komplekse og krevende. Det følger av størrelsen og kompleksitet på anlegget, de mange scenarier som kan oppstå, samt det betydelige ansvar for mennesker, miljø og materiell som hviler på enkeltindivider og lag ved slike hendelser. Sammenlignet med andre deler av selskapet er dette forholdet ikke tilstrekkelig reflektert i trening, ressurser, kompetanse og ledelsesoppmerksomhet som er satt inn for å utvikle og vedlikeholde beredskapsfunksjonene ved HLNG.

Samtrening med nødetatene – viktigheten av felles forståelse for effektiv samhandling

Effektiv håndtering av beredskapshendelser ved Equinor sine landanlegg bygger på gjensidig forståelse, felles forståelsesmodeller og et tett samspill mellom Equinor sin beredskapsledelse og innsatsledelse fra nødetatene. Dette samspillet er avgjørende for å kunne utnytte hverandres styrker ved kritiske situasjoner og veivalg. Det krever at man trener sammen både teknisk, taktisk og på et strategisk nivå. God samhandling forutsetter at nødetatene oppdateres på relevant kunnskap om anlegget og om Equinor sin måte å agere på. På samme måte må Equinor sin beredskapsledelse ha kunnskap om nødetatenes organisering, ressurser og måte å agere på. HLNG har gjennomført samtrening med

nødetatene, men basert på læring fra denne hendelsen bør på samtreningen bli mer målrettet.

Formelle ansvarsforhold ved beredskapshendelser

Ulik forståelse av begrepet *sikker sone*, App E, skapte uklarhet ved beslutning om innsats. Politiet definerer et område rundt hendelsen der de ikke ønsker personer til stede. Sikker sone er utenfor dette området. Brannmannskap er trent til å jobbe i rød sone, nær branner, dvs. i den sonen politiet har definert som usikker. Equinor sin beredskapsplan beskriver ansvar og myndighet for Equinor sin beredskapsledelse. Norsk lovverk regulerer ansvar og myndighet for innsatsledelse fra Politi og Brannvesen. Samspillet i en beredskapssituasjon mellom disse aktørene er avgjørende, og det er nødvendig å klargjøre de formelle roller og ansvar i en slik situasjon.

Utnytte potensialet ved proaktiv beredskapsledelse i alle faser av en hendelse

Equinor bygger sin beredskapsmetodikk på en proaktiv tilnærming der en gjennom statusmøter ser fremover i situasjonen, setter mål og beslutter aksjoner. Til støtte brukes visuelle oversikter, plot og tavler for å dele informasjon og vedlikeholde et felles bilde. Ved brannen benyttet beredskapsledelsen disse hjelpemidlene, men et stykke ut i hendelsen gikk en bort fra å bruke beredskapstavlen, og isteden rapporterte utførte aksjoner i en loggbok. Dette kan indikere at man ved hendelsen ikke tok ut den fulle nytten av den proaktive beredskapsmetodikken.

1.3.3 Påvirkende forhold knyttet til organisasjon, ledelse og styring

Årsaksanalysen viser hva som rent teknisk utløste selve brannen. Analysen skal også belyse bakenforliggende og organisasjonsrelaterte forhold som kan ha bidratt. Slike årsakssammenhenger er gjerne indirekte av natur. Granskingsgruppen har i all hovedsak undersøkt de lokale forholdene ved HLNG. Samtidig er det klart at det overordnede ansvaret for rammebetingelser, styring og oppfølging av tilstanden ved HLNG ligger hos MMP sentralt.

Rammebetingelser for HLNG

LNG-anlegget på Melkøya er unikt både som LNG-anlegg og i Equinor sammenheng. Den spesielle kjøleteknologien med de tilhørende elektro- og hjelpesystemene gjør at anlegget er krevende å sette seg inn i og drive. Anlegget krever mye kunnskap på mange nivå; kunnskap som ikke er lett å hente fra andre deler av selskapet, men som må bygges og vedlikeholdes lokalt gjennom arbeid med utstyr og systemer i anlegget og i samspill med driften på Melkøya..

Flere forhold knyttet til organisasjon, ledelse og styring, som er belyst nedenfor, har en sammenheng med at HLNG som anlegg, med sine utfordringer; lokalisering, hyppig utskifting i ledergruppen, kompleksitet i anlegget, kan ha blitt gitt for stramme og rigide rammebetingelser. Det er derfor viktig å evaluere hvordan rammebetingelsene har vært tilpasset de unike behov som eksisterer på HLNG. En vurdering av hvordan rammebetingelsene påvirker sikker og effektiv drift vil også kunne gi læring i andre deler av selskapet.

Uforutsatte hendelser i tiden før brannen medførte store utfordringer for HLNG-organisasjonen

I perioden før brannen måtte HLNG utsette den planlagte vedlikeholdsstansen grunnet Covid-19 situasjonen. De mest kritiske aktivitetene ble utsatt til en stans i slutten av 2020 og resterende arbeidsomfang til 2021. Da det ble oppdaget forhøyede kvikksølvverdier måtte det gjennomføres en krevende ikke-planlagt stans i perioden 17.5.-26.6.2020. En ny stans oppsto i perioden 10.09.-24.09.2020 grunnet følgefeil ved oppstart av en ny strømlinje mellom Norge og Tyskland. Dette var hendelser som på kort varsel krevde betydelig omlegging av prioriteringer, oppgaver og planer ved anlegget. I sum var det svært krevende og belastende for organisasjonen å snu seg rundt og finne løsninger på kort varsel med den kapasitet og kompetanse som var tilgjengelig. Driftsorganisasjoner, stilt overfor en oppgavemengde som overskrider organisasjonens kapasitet, har lett for å gjøre veivalg som gjør organisasjonen mer sårbar og mindre motstandsdyktig når det gjelder å ivareta sikker og effektiv drift.

Kontinuitet, tillit og samspill i organisasjonen

Rekruttering og istandsetting av nye ledere til oppgaver ved HLNG påligger MMP sentralt. Det har, i stor grad siden oppstart av LNG-anlegget, vært lite kontinuitet i ledergruppen ved anlegget. Kort tjenestetid i noen av de sentrale

lederstillinger ved HLNG, kombinert med få og mangelfulle krav til operasjonell erfaring kan ha bidratt til økte kommunikasjonsutfordringer, samt bidratt til svekket tillit i organisasjonen. Arbeidsmiljøundersøkelser ved HLNG har over mange år vist svake og nedadgående resultater når det gjelder tillit til ledelsen, både lokalt og sentralt i MMP. Høy rotasjon av personer i sentrale stillinger i ledergruppen har gjort det vanskelig å oppnå stabilitet og en god gruppedynamikk. Tillit innad i ledergruppen vil påvirkes av dette, noe som kan ha svekket forutsetningene for et godt samspill og påvirket arbeidet med sentrale mål. Over tid er dette forhold som har innvirket på samspill og beslutningsprosesser på en måte som har svekket tilliten i innad lederlaget og organisasjonen som helhet.

Utilstrekkelig oppfølging av organisasjonsendringer

Overgangen til matriseorganisasjon for MMP TPO har ikke blitt tilfredsstillende fulgt opp. Endringen har medført at den tekniske kompetansen, som tidligere hadde et system- og fagansvar, ikke lenger oppleves å være så tett på anlegget som organisasjonen på HLNG hadde vært vant til. Med dagens organisering er det Operasjonelt Systemansvarlig (OSR/driftsingeniør) som skal sikre at anlegget driftes innenfor gitte driftsparametere. Tidligere bidro også ingeniørene i teknisk integritet til driftsoptimalisering av systemene som de hadde ansvar for. Endringen har bidratt til å svekke eierskapet og kompetansen knyttet til systemene, og kombinert med avgang av fagpersonell med høy anleggsspesifikk kompetanse, har dette påvirket TPO's evne til å støtte drift.

Uklare roller og ansvar

Roller og ansvar i HLNG organisasjonen oppleves som uklare. Det er behov for presisering, spesielt for å sikre tydelige og klare ansvars- og rollebeskrivelser for de ulike lederrollene på anlegget. Granskningen har vist at det også er behov for ytterligere avklaring av ansvarsforhold mellom de ulike avdelingene, og at mangel på sådan har bidratt til lite effektive beslutningsprosesser.

Mangelfull etterlevelse av styrende dokumenter

En gjennomgang har vist at kun en liten andel av de som arbeidsprosessene gjelder for har brukt styringssystemet aktivt. Mangelfull etterlevelse av styringssystemet kan skyldes at etterlevelse ikke har blitt tilstrekkelig etterspurt og fulgt opp. Arbeidsprosessene i styringssystemet bygger på klare roller. Når rollene oppleves som uklare blir det også en utfordring å forholde seg til arbeidsprosessene.

Manglende og mangelfull kvalitet i SO-dokumentasjon

Ved HLNG har det utviklet seg en praksis der man i liten grad bruker SO-dokumenter aktivt, da de enten mangler SO-dokumenter, eller de er mangelfulle. Man har i stedet valgt å bruke instruks fra Operasjonelt Systemansvarlige (OSR/driftsingeniør), dvs. SATOS/døgninstruks, som styrende for hvordan anlegget skal driftes. Siden man enten mangler SO-dokumenter, eller de er mangelfulle, er man avhengig av kunnskaps- og erfaringsoverføring mellom enkeltpersoner. Resultatet blir at anlegget ikke nødvendigvis driftes på en tilstrekkelig kvalitetssikret, enhetlig og sikker måte – og dette medfører økt risiko.

Praksis for å registrere tekniske hendelser i Synergi

Granskingsgruppen fant at tekniske forhold med HMS-konsekvens rapporteres for litt større hendelser, men ikke alltid for mindre hendelser/tilløp. Når det gjelder hendelser knyttet til personskade, så rapporteres dette også for «enkle» hendelser og er ofte forklart med menneskelige feilhandlinger. Styrende dokumenter er ikke uttømmende med hensyn til hva som skal registreres, men WR9592 App B har en liste med eksempler på svekkelser og feil som kan føre til fare- eller ulykkessituasjoner og som skal registreres i Synergi og klassifiseres i denne kategorien. Ofte kan mindre svekkelser være «svake signaler» som utgjør indikasjoner på underliggende problemer som kan lede til større hendelser. Erfaringene med de smeltede filterrammene i perioden før 2013 illustrerer dette. Det er derfor viktig å utvikle organisasjonens evne til å fange opp slike signaler og registrere dem, blant annet i Synergi, slik at informasjonen blir tilgjengelig og blir synlig i den større organisasjonen, ut over den enkelte vedlikeholds- eller driftsavdeling.

1.4 Arbeidsprosesser, krav og barrierer

Forhold knyttet til arbeidsprosesser, krav og barrierer er dekket i kapittel 8.

1.5 Positive forhold

Ingen personer kom til skade i brannen eller i løpet av beredskapssituasjonen. Kontrollromsoperatører aktiverte prosessnedstenging og trykkavlasting av fyrgasssystemet, samt sendte evakueringsalarm raskt etter at de hadde fått melding om brann i luftinntaket på GTG4. Slukkesystemene ble raskt tilbakestilt på nattskiftet etter hendelsen. Mekanisk avdeling startet den 29.09.2020 med kartlegging av skadeomfang samt preservering av generatorpakkene.

Granskingsgruppen fikk inntrykk av at HLNG har mange dyktige, engasjerte medarbeidere med kompetanse og eierskap til arbeidsplassen, samt et sterkt ønske om få til en forbedring slik at en kan lykkes med å drive både sikkert og effektivt.

Granskingsgruppen mener det var en god avgjørelse å kontakte Klinikk for krisepsykologi og sørge for at alle ansatte har fått anledning til individuell samtale med krisepsykolog, både umiddelbart etter hendelsen og flere måneder senere.

1.6 Anbefalinger

1.6.1 Tekniske anbefalinger

Den utløsende brannårsaken ble identifisert tidlig i granskingen. Basert på funn og observasjoner ble det i begynnelsen av november 2020 sendt ut en Sikkerhetsmelding (Safety Alert) til alle relevante installasjoner i selskapet og til andre operatører via fagnettverket- med følgende informasjon:

«Det er klart for granskingsgruppen at brannen ble utløst i forbindelse med overoppheting i luftinntaket fordi varmeveksleren til anti-is systemet ble manuelt aktivert (på en gassturbin som ikke var i drift). På ett tidspunkt har det oppstått en lekkasje i varmeveksleren som har ført til at luftinntaket har fått tilført hetolje via drenering gjennom returlinja. Som forbedringstiltak før oppstart av turbinene, har granskingsgruppa foreslått følgende tekniske tiltak for å robustgjøre anti-is systemet:

- *Anti-is systemet skal kun brukes til formålet det er designet for – sikre forvarming av inntakslufta til gassturbinene når værmessige forhold tilsier at dette er nødvendig. Dette er automatisk regulert og skal ikke manuelt overstyres*
- *Installasjon av temperaturfølere med alarm og tripp-funksjon øverst i filterhuset i forkant av for-filtrene (Filterelementene har en maksimal tillatt operasjonstemperatur på 70°C)*
- *Installasjon av enveisventiler på returen fra varmeveksleren i luftinntaket for å hindre at en eventuell lekkasje fødes av tilbakedrenering av hetolje*
- *Når nytt filterhus skal bygges, bør avstanden mellom varmeveksler og filterposer økes fra dagens 400 mm*

De tekniske forslagene må vurderes, kvalitetssikres og designes i henhold til vanlige prosedyrer for modifikasjonsarbeid».

Denne informasjonen ble kvalitetssikret og godkjent av ledelsen i MMP den 10.11.2020.

1.6.2 **Anbefalinger knyttet til beredskap**

Selv om man ved HLNG har fulgt krav og anbefalinger til omfang av beredskapstrening, viser hendelsen at det er forbedringsområder. Granskingsgruppen har i kapittel 7.2 sammenfattet observasjoner knyttet til den beredskapsmessige håndteringen av brannen. Det anbefales med utgangspunkt i hendelsen og observasjonene at MMP OPL igangsetter følgende forbedringsaktiviteter med formål å gjennomgå og styrke beredskapen ved HLNG. Det bør vurderes om dette er tiltak som også er relevant for de andre landanleggene.

1. **Beredskap - trening, ressurser, kompetanse og ledelsesoppmerksomhet**

Basert på læring fra hendelsen, gjennomgå MMP OPL sine krav til og gjennomføring av opplæring og trening av sentrale roller i beredskapsledelsen ved HLNG, herunder å holde dette opp mot krav og praksis i andre deler av selskapet. Iverksette tiltak som sikrer at det settes inn tilstrekkelig trening, ressurser, kompetanse og ledelsesoppmerksomhet for å utvikle og vedlikeholde beredskapsfunksjonene ved HLNG. Målsettingen er å sikre en enhetlig og høy standard på beredskapsledelse i Equinor.

2. **Samtrening med nødetatene – bygge felles forståelse for effektiv samhandling**

Basert på læring fra hendelsen, gjennomgå MMP OPL sine krav til og gjennomføring av samtrening mellom Equinor sin beredskapsledelse ved HLNG og nødetatene (politi, brannvesen, ambulanse). Iverksette tiltak som sikrer at Equinor sin beredskapsledelse har nødvendig kunnskap om nødetatenes organisering, ressurser og måte å agere på. Målsettingen er å sikre at beredskapsledelse ved HLNG og innsatsledelse fra nødetatene blir satt bedre i stand til å etablere felles situasjonsforståelse og samhandle effektivt ved alvorlige hendelser.

3. **Klargjøre formelle ansvarsforhold ved beredskapshendelser**

Klargjøre de formelle ansvarsforhold mellom anleggets beredskapsledelse og innsatsledelse fra myndigheter ved beredskapshendelser. Herunder hva en sikkerhetssone satt av myndigheter under en hendelse innebærer av begrensninger for manuell innsats. Innarbeide konklusjoner i relevant beredskapsplanverk.

4. **Utnytte potensialet ved proaktiv beredskapsledelse i alle faser av en hendelse**

Gjennomgå krav og praksis til proaktiv beredskapsledelse. Identifisere eventuelle gap og forbedringsområder. Iverksette tiltak for å styrke utøvelsen av proaktiv beredskapsledelse ved HLNG. Målsettingen er å sikre en enhetlig og høy standard på beredskapsledelse i Equinor.

5. **Videreutvikle lokalt samarbeid mellom HLNG og nødetater i Hammerfest**

Det anbefales at HLNG organisasjonen forsterker og videreutvikler samarbeidet med de lokale nødetater med sikte på å:

- Utvikle et informasjonsdokument med kart, plotplaner, oversikter over hovedutstyr og risikopotensiale samt annen beredskapsrelevant informasjon for de enkelte sektorer i anlegget. Formålet er å sikre at nødetatene, særlig brannvesenet, får en anleggsforståelse som støtter og istandsetter dem til å bidra effektivt med sin kompetanse ved hendelser
- Benytte dette som underlag for systematisk samtrening i et mønster der en får trent på hendelser knyttet til objekter i de ulike sektorer ved anlegget
- Gjennomgå MMP OPL sine krav til hvordan beredskapslokaler skal være tilrettelagt for å imøtekomme behovet for effektiv samhandling med nødetatene. Iverksette tiltak som sikrer at det foreligger planer ved HLNG som sørger for allokering av nødvendige lokaler for de ulike aktører/funksjoner ved en hendelse
- Gjennomgå anleggets sambandsplan for kommunikasjon og bruk av utstyr og radiokanaler.

Målsettingen er å legge til rette for effektiv kommunikasjon og samhandling ved hendelser der nødetatene mobiliserer for innsats ved anlegget

1.6.3 *Anbefalinger knyttet til organisasjon, ledelse og styring*

Granskingsgruppen har i kapittel 7.3 søkt å belyse påvirkende forhold knyttet til organisasjon, ledelse og styring. Dette er forhold som krever en mer omfattende gjennomgang for å identifisere og anbefale konkrete tiltak, enn det som ligger innenfor rammen av denne granskingen. Med utgangspunkt i dette granskingsarbeidet har MMP nedsatt et forbedringsprosjekt som vil undersøke forhold knyttet til organisasjon, ledelse og styring ved HLNG-organisasjonen. Det er en del av målsettingen at relevante læringspunkter kommer hele selskapet til gode. Følgende hovedområder vil inngå i prosjektets mandat:

Styring

- Strategi, plan, KPI'er og målstyring
- Klarhet i operasjonsmodell, roller og ansvar
- Operasjonalisering av og etterlevelse av styringssystemet

Organisasjon

- Kompetanse, erfaring og bemanning
- Læring og trening
- Kultur, demografi og rammebetingelser

Ledelse

- Kompetanse i sentrale lederstillinger
- Kontinuitet i lederstillinger
- Samarbeid og lagarbeid

2 English summary

The main purpose of this investigation in hindsight of the incident is to contribute to a constructive learning effect to prevent recurrence and to achieve an improvement of the safety level. The work is performed to the investigation team's best ability and is based on assessment of available knowledge and information. The investigation team has not made any assessment of legal aspects of the incident, including in relation to causes, liability or similar conditions.

In case of deviation between this English translation and the Norwegian text, the latter is governing.

2.1 The incident

During start-up of the Hammerfest LNG (HLNG) plant on 28 September 2020, after an unplanned stop of approximately 14 days, personnel in the field discovered smoke from the air intake to gas turbine generator number 4 (GTG4) at 15.41. The control room was notified, and a gas alarm was immediately initiated. The alarm was quickly changed to an evacuation alarm, with a subsequent message over the Public Announcement system to evacuate Melkøya. The control room operators then initiated emergency shutdown (ESD2), notified the emergency services (triple notification) and started up the plant's active fire protection system (fixed monitors, programmed with oscillation). At the same time as ESD2 was activated, there was a power failure both on Melkøya and in parts of Hammerfest town. ESD2 caused all the turbines to lose supply of flue gas, and the power supply to the plant was cut off. This further resulted in the shutdown of cooling water and instrument air.



Figure 2-1 Fire in the air intake in gas turbine GTG4

The emergency response team (ERT) and incident management team (IMT) mustered in accordance with the instructions, and the emergency services arrived at the emergency room at approximately 15.45. The hot plant was evacuated at 15.48. The flue gas to the gas turbines was depressurised at 15.55 and the rest of the process unit was depressurised at 16.38 (all according to the ERT log). However, some parts of the plant were still pressurised with hydrocarbons, but these were some distance away from the fire site.



Figure 2-2 Firefighting using the emergency vessel *Esvagt Aurora* and the tugboats *Audax* and *Pax*

The probability of having a fire in this sector of the plant is considered low due to its design. There are therefore no extinguishing systems other than the monitors mentioned above. The ERT decided to use firefighting vessels to extinguish the fire instead of sending the Hammerfest Fire Brigade into the plant out of consideration for the safety of the personnel.

Esvagt Aurora, which is a standby vessel for Goliat, happened to be near Hammerfest and offered to help. At about 17.00 *Esvagt Aurora* went into action, and the firefighting cannons had a good effect on the fire. The two tugboats, *Audax* and *Pax*, which are stationed at Polarbase, also helped cool the rest of the plant. *Esvagt Aurora* withdrew in the period 18.56-19.04 so as to enable an evaluation of the situation. The ERT reported that no visible flames could be seen on the CCTV camera in the control room. At this time, the ERT considered that there was still a risk of escalation, due to leakage from the hot oil system, as well as known impairments and other issues that could entail a danger of other hydrocarbon leaks in the plant. The ERT's assessment was therefore that manual effort was currently unacceptable based on safety considerations for the crews.

The possibility of mobilising a firefighting robot from the Oslo fire brigade was considered as a means of firefighting on the ground, directly at the fire source, but after a while this approach was dropped as it was considered unnecessary. A drone was mobilised locally in Hammerfest to assess the situation at the site of the fire and determine whether it was safe to send in a fire engine and crew from Hammerfest.

Esvagt Aurora, *Audax* and *Pax* continued to flush with the firefighting cannons towards the air intake on gas turbine GTG4 from 19.04 until 20.55. The vessels then withdrew to provide a clear view for the drone that was to film the area and detect possible flames.

At about 21.20, when the filming was finished, and while waiting for the transfer and assessment of the films, *Esvagt Aurora* went back into position and continued to flush with the firefighting cannons. The ERT assessed the recordings from the drone together with an interdisciplinary team, and it was concluded that it was justifiable to go to manual effort at the fire site. *Esvagt Aurora* withdrew for the last time at 22.30. *Audax* remained on standby until the next morning.

Hammerfest fire brigade went into action at about 22.35 and foamed the area. In the emergency log, it is noted that the fire was confirmed extinguished at 23.20.

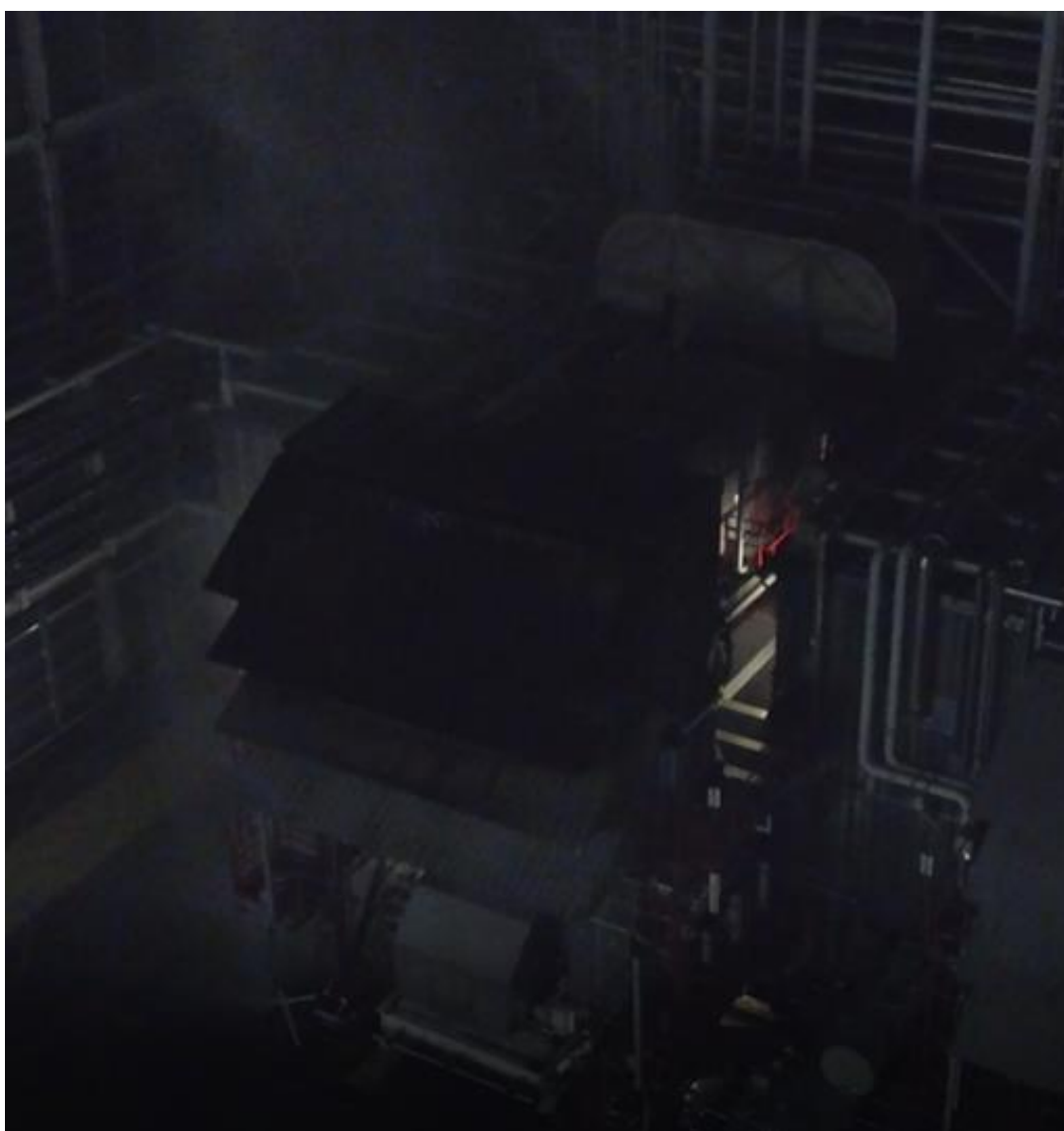


Figure 2-3: Picture of the situation at approximately 21.10, from drone video

2.2 Consequences

There were no injuries during the incident. The fire has been classified as actual Green 4: "Local area of the plant exposed" and the highest potential degree of seriousness under slightly different circumstances equal to the actual seriousness of the fire. Slightly different circumstances mean that it is only by chance that alternative outcomes of the incident did not occur, and not what could have happened in a worst-case scenario. The fire itself resulted in damage to a local area of the plant. The air intake in the GTG4 gas turbine will have to be replaced and the turbine must be dismantled and sent to a workshop for cleaning and inspection due to soot contamination.

The investigation team has classified the incident as an HSE incident with the highest actual degree of seriousness circumstances: Red 1 – "Very large cost for plant" due to the fire and extinguishing damage.



Figur 2-4: Picture of air intake of GTG4 on 01.10.2020

In 2017/2018, damage to signal and power cables was detected, as well as cables related to fire & gas detection in the area by the gas turbines at the plant. The damage was caused by exposure to oil vapour during normal operations. This damage meant that the cables' mechanical and electrical properties, as well as their ability to endure firefighting, were weakened. The damage posed a risk both in terms of personal injuries and unplanned shutdown of the plant. A risk assessment was performed, and compensating measures were implemented in order to keep the plant in operation. In June 2020, it was decided to replace the cables successively during operations, with the start-up of the project in the first quarter of 2021.

Fire extinguishing and cooling during the incident caused cables and other equipment to be exposed to large amounts of seawater. The fire itself, and the extinguishing of it, introduced new uncertainties and potential weaknesses in cables in the area. Consequently, the HLNG management decided to replace all damaged cables in the affected area of the plant prior to start-up. This, along with the repair of other damage after the fire and firefighting means that the plant will be shut down for approximately one and a half years.

2.3 Causes

This incident was not caused by a single technical or human error, but was a result of several direct and underlying causes: design, decisions, operational practices, organisational conditions, conditions related to training, management and control, which together resulted in extensive damage to the plant.

2.3.1 Cause of fire

The direct cause of the fire was auto-ignition of the filters in the air intake of gas turbine generator no. 4 (GTG4), due to temperatures that were much too high over a long period of time. The underlying cause of the fire was the fact that the anti-ice heat exchanger was used outside its intended area of use, causing this high temperature. The high temperature in the filter housing was not detected.

To control the temperature in the hot oil during start-up of the plant, the automatic control valve for the anti-ice heat exchanger in the air intake on GTG4 was set manually and overridden several times in the period from 24 September 2020 until the fire broke out. Simulation using Computational Fluid Dynamics (CFD) performed by Technical Safety has shown that the most exposed bag filters in the air intake may have reached a temperature of about 175°C. Technical fire investigations carried out at the RISE laboratory in Trondheim showed that at 150°C the filters run hot, and at 160°C they ignite spontaneously.

Circulation of hot oil stopped when the emergency shutdown was initiated and it is considered probable that the pipes in the heat exchanger burst as a result of thermal loading and/or shock boiling of the hot oil inside the heat exchanger. Hot oil from a higher level fed the fire when the pipes in the heat exchanger burst. The system was not built with a shut-off valve or check-valve to prevent hot oil backflow. Fire in the air intake has been considered so unlikely that no further analyses or risk-reducing measures had been implemented, such as a temperature sensor or a valve to prevent backflow of hot oil from a higher level, ref. /19/ and /20/; nor had any emergency drills been conducted for this type of incident.

Due to weakness in design, there was no automatic control of the temperature in the hot oil system. The use of the anti-ice heat exchanger on the gas turbine to control the hot oil temperature manually during start-up had, over time, become common practice on some shifts, i.e. normalisation of deviance. Therefore, no one reacted to this, even though GTG4 was not in operation due to maintenance. There was no procedure on how to control the temperature in the hot oil system manually. It would have been expected that the system and operation (SO) documentation should contain such a procedure, but for many years updating and maintaining this documentation at the plant has not been prioritised.

In a period before 2013, during maintenance, instances of damage in the form of melted filter frames had been observed, due to the anti-ice heat exchanger being manually overridden. No connection to potential overheating and self-ignition was considered. This experience was therefore *not* incorporated in the SO documentation, nor were the incidents registered in Synergi as incidents with HSE potential. The incidents were registered in the maintenance system (SAP). The maintenance strategy for filter replacement in the company is based on the current condition (measured pressure drop and visual inspection). Due to the large temperature difference between operating temperature for the filters (approximately the outdoor temperature in Hammerfest) and auto-ignition temperature for filters contaminated with dust and biomass (approx. 150-160 °C), the interval between filter changes has not been associated with a safety risk.

Two gas detectors in the air intake on gas turbine GTG4 went into "block" on the morning of 28 September 2020. The control room operators were focused on starting up the plant; they knew that GTG4 was out of operation and that maintenance work was in progress around this gas turbine. It was assumed that the reason why the gas detectors went into "block" was related to the ongoing maintenance work, and therefore no notification was sent to the area operator to "check and report".

2.3.2 Observations related to emergency response management

The following is a summary of the most important observations that the investigation team has made with regard to with the emergency response management of the incident.

The emergency response teams (ERT and IMT) faced a complex and demanding situation

The situation was experienced as a large fire and it had occurred in an area with a low probability of such an incident occurring. Simultaneously with the evacuation of Melkøya, depressurisation of the plant and failure of the main power supply, with knock-on effects on vital utility systems, made this a complex, dynamic and demanding situation to understand and handle.

The understanding of the situation in the ERT was that there was a risk of escalation

The ERT's assessments, decisions and actions were based on the situation awareness that developed during the incident. Before start-up, it had been decided that, in the event of an emergency shutdown (trip), the plant should be evacuated. This was related to an assessment of certain impairments in the plant and a risk that hydrocarbon leaks could occur in such a situation. During the incident, the ERT considered that these were factors that could lead to a risk that the fire could spread and escalate.

The ERT emphasised the importance of avoiding unnecessary danger to personnel

One of Equinor's overall emergency preparedness principles is to use fixed firefighting equipment wherever possible to avoid exposing personnel to unnecessary danger. When the fire broke out in an area where there were no adequate fixed extinguishing systems, the ERT decided to use *Esvagt Aurora* and other vessels for extinguishing and cooling. Extinguishing and cooling from vessels continued until the ERT considered it safe to continue with manual firefighting with their own resources and crews from the Hammerfest fire brigade. The ERT's assessment of the situation was linked to uncertainty about the possible risk of hydrocarbon leaks and escalation of the fire.

The extinguishing method caused extensive damage

The impression from the investigation is that Equinor's ERT and the emergency services (police and fire brigade) were in agreement when it came to determining when it was safe to continue with manual firefighting. The investigation team observed that the strategic choices made during this incident were made in line with the company's overall emergency preparedness principles and were based on the situational understanding that the overall emergency response organisation had. The extinguishing method exposed parts of the plant to large amounts of seawater, and there was the mechanical impact resulting from the water pressure from the vessels over a period of five to six hours. In hindsight, it is reasonable to assume that this has caused greater damage to mechanical, electrical and instrument equipment. The alternative would have been to engage the local fire brigade at an earlier stage.

Emergency preparedness for HLNG – training, resources, competence and management attention

Although HLNG has followed the requirements and recommendations for emergency preparedness training with regard to the frequency and scope of training, this incident shows that there is room for improvement and a need for targeted training. The central roles in the ERT at HLNG are complex and demanding. The size and complexity of the plant mean that there are many scenarios that may occur, and with them significant responsibility for people, the environment and material that rests on individuals and teams in such incidents. Compared with other parts of the company, this relationship is not sufficiently reflected in the training, resources, competence and management attention that has been put into developing and maintaining the emergency preparedness functions at HLNG.

Joint training with the emergency services - the importance of common understanding for effective cooperation

Effective handling of emergency incidents at Equinor's onshore plants is based on mutual understanding, common models and a close interaction between Equinor's emergency management (ERT and IMT) and response management from the emergency services. This interaction is crucial in order to be able to utilise each other's strengths in critical situations and when making important decisions. It requires training together, technically, tactically and at a strategic

level. For HLNG, this means that the emergency services must have relevant knowledge of the plant layout and the way Equinor operates. In the same way, Equinor's ERT must be familiar with the emergency services' organisation, resources and response methods. HLNG has carried out joint training with the emergency services but, based on learning from this incident, this training should be more targeted.

Formal responsibilities in emergency incidents

Different understanding of the concept of "safe zone", App E, created ambiguity when deciding on action. The police define an area around the incident and do not want people inside this area. Safe zone is outside this area. Firefighters are trained to work in the red zone, close to fire ie within the delimitation that the police consider an unsafe zone. Equinor's emergency preparedness plan describes the responsibility and authority for Equinor's ERT. Norwegian legislation regulates responsibility and authority for task management from the Police and Fire Brigade. The interaction in an emergency situation between these actors is crucial, and it is necessary to clarify the formal roles and responsibilities in such a situation.

Proactive emergency management in all phases during an incident

Equinor bases its emergency preparedness methodology on a proactive approach, where the status meetings are used to look ahead in the situation, set goals and make decisions about actions. Visual overviews, plots and boards are used for support, to share information and maintain a common picture. During the first phase of the incident, the ERT used these aids, but after a while, as the incident unfolded, it appeared they stopped using the action board, but instead reported the events. This may indicate that the benefit of the proactive emergency preparedness methodology was not utilised to the full during this incident.

2.3.3 Factors related to organisation, management and governance

The causal analysis in the investigation shows what technically caused the fire. The analysis will also shed light on underlying and organisation-related factors that may have contributed. Such causal relationships are often indirect by nature. The investigation team has mainly looked into the local conditions at HLNG. At the same time, it is clear that the overall responsibility for framework conditions, management and follow-up of the situation at HLNG rests with MMP management.

Framework conditions at HLNG

The LNG plant on Melkøya is unique, both as an LNG plant and in the Equinor context. The special cooling technology with the associated electrical and utility systems make it a plant that is demanding to get familiar with and operate. The plant requires a lot of knowledge on many levels; knowledge that is not easy to obtain from other parts of the company, but which must be built and maintained locally through work with the equipment and systems at the plant and in interaction with the operations team at HLNG. Several issues related to organisation, management and control highlighted below, have a connection with HLNG as a plant; with its challenges in terms of location, frequent replacements in the management team, and the complexity of the plant, it may have been given too tight and rigid framework conditions. It is therefore important to evaluate how the framework conditions have been adapted to the unique needs that exist at HLNG. An assessment of how the framework conditions affect safe and efficient operation might also provide learning in other parts of the company.

Unforeseen events, in the time before the fire, posed major challenges for the HLNG organisation

In the period before the fire, HLNG had to postpone the planned turnaroud due to the Covid-19 situation. The most critical activities were postponed to the end of 2020, and the remaining scope of work until 2021. When elevated mercury values were discovered, a demanding unplanned maintenance shutdown had to be carried out in the period 17 May to 26 June 2020. A new shutdown occurred in the period 10-24 September 2020 due to consequential errors in the start-up of a new power line between Norway and Germany. These were incidents that, at short notice, required a significant reorganisation of priorities, tasks and plans at the plant. It was altogether very demanding and stressful for the organisation to turn around and find solutions at short notice with the capacity and expertise that was available. Operational organisations faced with a number of tasks that exceed the organisation's capacity are prone to make decisions that make them more vulnerable and less resilient when it comes to ensuring safe and efficient operation.

Continuity, trust and interaction in the organisation

Recruiting new managers and preparing them for undertaking a leading position at HLNG is the responsibility of MMP's central management. To a large extent, since the start-up of the LNG plant, there has been little continuity in the management team at the plant. Short service in some of the key management positions at HLNG, combined with few and insufficient requirements for operational experience may have contributed to increased communication challenges, as well as weakened trust in the organisation. Working environment surveys at HLNG have over many years shown weak and declining results in terms of trust in management, both locally and at MMP management level. This also applies to trust in management at MMP level. High rotation of people in key positions in the management team has made it difficult to achieve stability and good group dynamics. Trust within the management team will be affected by this, which may have weakened the prerequisites for good interaction and influenced the work with central objectives. Over time, this is a factor that has affected interaction and decision-making processes in a way that has weakened trust within the management team, and in the organisation as a whole.

Inadequate follow-up of organisational changes

The transition to the matrix organisation for MMP TPO has not been satisfactorily followed up. The change has meant that the technical competence, which previously had a system and professional responsibility, is no longer perceived to be as hands-on at the plant as the organisation at HLNG had been used to. With the current organisation, it is the Operational System Manager (OSR/operations engineer) who must ensure that the plant is operated within given operating parameters. Previously, the engineers in Technical Integrity also contributed to the operational optimisation of

the systems for which they were responsible. The change has contributed to weakening the ownership and competence associated with the systems and, combined with the departure of professionals with high plant-specific competence, this has affected the TPO's ability to support Operations.

Unclear roles and responsibilities

Roles and responsibilities in the HLNG organisation are perceived as unclear and in need of clarification. It is especially important to ensure a clear and precise description of responsibilities and roles for the various management roles at the plant. The investigation has shown that there is a need for further clarification of responsibilities between the various departments, and that the lack of such has contributed to less efficient decision-making processes.

Inadequate compliance with governing documents

A review has shown, that only a small proportion of those to whom the work processes apply have used the management system actively. Inadequate compliance with the management system may be due to compliance not being adequately requested and followed up. The work processes in the management system are based on clear roles. When the roles are perceived as unclear, it also becomes a challenge to relate to the work processes.

Lacking or deficient quality in SO documentation

At HLNG, SO documents are only used actively to a small extent, as they have a reputation for not being updated, or being deficient. Instead, they have chosen to use instructions from the Operational System Manager (OSR/operations engineer), ie SATOS/24-hour instructions, as governing how the plant is to be operated. Thus, the operators have become dependent on experience transfer of individuals at the plant. The result is that the plant is not necessarily operated in a sufficiently quality-assured, uniform and safe manner - and this entails increased risk.

Registration of technical incidents in Synergi

The investigation team found that technical conditions/incidents with HSE consequences are reported for incidents of a certain magnitude, but not always for minor incidents. When it comes to incidents related to personal injury, also "simple" incidents are reported, and these are often explained by human error. Governing documents do not specify everything that should be registered, but WR9592 App B has a list of examples of impairments and errors that could lead to hazardous or accident situations, and which should be registered in Synergi and classified in this category. Often, minor impairments can be "weak signals" that are indications of underlying problems that may lead to major incidents. The experiences with the melted filter frames in the period before 2013 illustrate this. It is therefore important to develop the organisation's ability to pick up on such signals and register them, including in Synergi, so that the information becomes available and visible in the wider organisation and beyond the individual maintenance or operations department.

2.4 Work processes, requirements and barriers

Matters related to work processes, requirements and barriers are covered in section 8.

2.5 Positive aspects

Nobody was injured in the fire or during the emergency situation. Control room operators activated process shutdown and pressure relief of the flue gas system, as well as sending evacuation alarms quickly after they had been notified of a fire in the air intake on GTG4. The extinguishing systems were quickly reset on the night shift after the incident. On 29 September the mechanical department started mapping the extent of the damage and preserving the generator packages.

The investigation team has been left with the impression that HLNG has many skilled, committed employees with competence and ownership to the workplace, as well as a strong desire to bring about an improvement so that the plant can be operated both safely and efficiently.

The investigation team believes it was a good decision to contact the Clinic for Crisis Psychology and ensure that all employees have had the opportunity for an individual call with a crisis psychologist, both immediately after the incident and several months later.

2.6 Recommendations

2.6.1 Technical recommendations

The direct cause of the fire was identified early in the investigation. Based on findings and observations, a Safety Alert was sent out at the beginning of November 2020 to all relevant installations in the company and to other operators via the professional network - with the following information:

"It is clear to the investigation team that the fire was caused by overheating in the air intake in gas turbine 4 (GTG4) because the heat exchanger of the anti-ice system had been activated manually (on a gas turbine that was not in operation). At one point, a leak has occurred in the heat exchanger which has led to the air intake being supplied with hot oil via drainage through the return line. As an improvement measure before start-up of the plant, the investigation team has proposed the following technical measures to make the anti-ice system more robust:

- *The anti-ice system should only be used for the purpose for which it was designed - to ensure preheating of the intake air to the gas turbines when weather conditions indicate that this is necessary. This is automatically regulated and should not be manually overridden*
- *Installation of temperature sensors with alarm and trip function at the top of the filter housing in front of the pre-filters (The filter elements have a maximum permitted operating temperature of 70°C)*
- *Installation of check valves on the return from the heat exchanger in the air intake to prevent a possible leak from being fed back drainage of hot oil*
- *When a new filter housing is to be built, the distance between the heat exchanger and filter bags should be increased from the current 400 mm*

The technical proposals must be assessed, quality assured and designed in accordance with normal procedures for modification work."

This information was quality assured and approved by the management of MMP on 10 November 2020.

2.6.2 Recommendations related to emergency preparedness

Although HLNG has followed requirements and recommendations for the frequency of emergency preparedness training, the incident shows that there are potential areas of improvement. In section 7.2, the investigation team has summarised observations related to the emergency management during fire. Based on the incident and the observations, it is recommended that MMP OPL initiates the following improvement activities, with the aim of reviewing and strengthening emergency preparedness at HLNG. It should be considered whether these are measures that are also relevant to the other onshore plants/facilities.

1. Contingency - training, resources, competence and management attention

Based on learning from the incident, MMP OPL should review its requirements for and implementation of education and training of key roles in emergency management at HLNG, including maintaining this against requirements and practices in other parts of the company. Implement measures that ensure that sufficient training, resources, competence and management attention are deployed to develop and maintain the emergency preparedness functions at HLNG. The goal is to ensure a uniform and high standard of emergency management in Equinor.

2. Joint training with the emergency services - build a common understanding of effective cooperation

Based on learning from the incident, MMP OPL should review its requirements for and implementation of joint training between Equinor's emergency management at HLNG and the emergency services (Police, Fire Department, Ambulance). Implement measures that ensure that Equinor's emergency response management has the necessary knowledge of the emergency services' organisation, resources and the way they operate. The aim is to ensure that the emergency response team at HLNG and response management from the emergency services are better enabled to establish a common understanding of the situation and interact effectively in the event of serious incidents.

3. Clarify formal responsibilities in case of emergency incidents

Clarify the formal responsibilities between the plant's emergency response management and response management from the authorities in the event of emergency incidents. This should include what a safety zone set by the authorities during an incident entails in terms of restrictions for manual action. Incorporate conclusions in relevant contingency plans.

4. Utilise the potential of proactive emergency management in all phases of an incident

Review requirements and practices for proactive emergency management. Identify any gaps and areas for improvement. Implement measures to strengthen the exercise of proactive emergency response management at HLNG. The goal is to ensure a uniform and high standard of emergency response management in Equinor.

5. Further develop local cooperation between HLNG and emergency services in Hammerfest

It is recommended that the HLNG organisation strengthens and further develops its cooperation with the local emergency services with regard to the following:

- Develop an information document with maps, plot plans, an overview of the main equipment and risk potential, as well as other emergency preparedness-relevant information, for the individual sectors at the plant. The purpose is to ensure that the emergency services, especially the fire service, understand the plant in a way that enables them to contribute effectively with their expertise in the event of an incident.
- Use this as a basis for systematic joint training on incidents related to objects in the various sectors at the plant.
- Review MMP OPL's requirements for how emergency rooms should be set up to meet the need for effective cooperation with the emergency services. Implement measures that ensure that there are plans at HLNG that ensure the allocation of necessary premises for the various parties/functions in the event of an incident
- Review the plant's plan for communication and use of equipment and radio channels.

The objective is to facilitate effective communication and interaction in the event of incidents where the emergency services mobilise for action at the plant.

2.6.3 Recommendations related to organisation, management and governance

In section 7.3, the investigation team has sought to shed light on influential factors related to organisation, management and governance. These are conditions that require a more comprehensive review to identify and recommend specific measures than what is within the scope of this investigation. Based on this investigation work, MMP has set up an improvement project that will investigate matters related to organisation, management and governance at the HLNG organisation. It is part of the objective that relevant learning points will be shared within the company. The following main areas will be included in the project's mandate:

Governance

- Strategy, plan, KPIs and goal management
- Clarity in operational model, roles and responsibilities
- Operationalisation of and compliance with the management system

Organisation

- Competence, experience and staffing
- Learning and training
- Culture, demographics and framework conditions

Management

- Competence in key management positions
- Continuity in management positions
- Collaboration and teamwork

3 Mandat og gjennomføring av granskingen

3.1 Mandat

Mandat for gransking av brann i luftinntak til GTG4, Hammerfest LNG. RUH1630563.

Bakgrunn:

Mandag 28. september 2020, klokken 15:41 ble det visuelt oppdaget brann i luftinntaket til turbin 4. Det ble kjørt evakueringsalarm, prosesslekteren og fyrgass systemet ble trykkavlastet (ESD2), Beredskapsorganisasjonen mønstret og nødetatene ble varslet. Man fikk raskt oversikt over POB og alt personell ble gjort rede for, ingen personskade. Det ble startet slukking og kjøling av området med brannkanoner og brannbekjempelsesfartøy. Brann bekreftet slukket 23:20.

I overensstemmelse med selskapets krav nedsettes det en granskingsgruppe for å:

Klarlegge hendelsesforløp og bakgrunn for hendelsen
Identifisere utløsende og bakenforliggende årsaker, herunder ledelse og styring
Identifisere eventuelle avvik fra krav og styrende dokumentasjon
Identifisere barrierer som har sviktet og manglet, samt barrierer som har fungert
Vurdere varslings- og beredskapsmessige forhold
Vurdere hendelsens totale potensial
Sjekke for tilsvarende hendelser/forhold og erfaringsoverføringer fra disse
Gi anbefalinger og foreslå tiltak relatert til hendelsen/forholdet

Hovedformålet med denne granskingen i ettertid av hendelsen er å bidra til en konstruktiv læringseffekt for å forhindre gjentagelse og for å oppnå en forbedring av HMS-nivået.

Granskingsgruppen består av:

- Marit Bakka, Granskingsleder, COA ACC
- Bernhard Eriksen, Medgransker, COA ACC
- Ole Johan Johansen, Sakkyndig drift, CCO MEMA OM1
- Heikki L. Oltedal, Sakkyndig mekanisk roterende, TCM RCM TOS
- Odd Arne Nissestad, Sakkyndig ledelse og styring, EQU OP TR
- Torgim Log, Sakkyndig teknisk sikkerhet/brann, TPO KAR PRTS
- Sverre Rogde, VO HLNG

Granskingsgruppens medlemmer skal i den perioden granskningen pågår ha dette som sin første prioritets arbeidsoppgave og være tilgjengelig når granskningsarbeidet krever dette. Oppdragsgiver for granskingen er Grete Birgitte Haaland, SVP O&M MMP OPL.

Oppdragsgivers representant er Egil Kai Elde, MMP SSU OPL. Granskingen skal gjennomføres på oppdragsnivå 2, og gjeldende krav og retningslinjer for ulykkesgransking skal legges til grunn.

Tentativ tidsplan for granskningsarbeidet:

- Rapportutkast for høring innen 27.11.2020
- Endelig rapport innen 11.12.2020

2/10/20 
Dato / Grete Birgitte Haaland
SVP O&M MMP OPL

3.2 Granskingsarbeidet

Gransking ble besluttet 28.09.2020, og en komplett granskingsgruppe var etablert 02.10.2020. Granskingsarbeidet har bestått i befarings av hendelsesstedet, innhenting og gjennomgang av relevante dokumenter, intervjuer, tekniske undersøkelser og beregninger. Til sammen 45 personer ble intervjuet, ref. App A. Granskingsarbeidet er utført i henhold til Equinor sin granskingsprosess, som beskrevet i ARIS INV101. Høringsrunden av rapportutkastet tilførte granskingsgruppen ny informasjon om hendelsen ut over det som fremkom under feltarbeidet. Sammen med at det ble gjennomført supplerende intervjuer bidro dette til å få frem nye momenter som belyste den situasjonsforståelse som beredskapsledelsen hadde underveis i hendelsen.

Branntekniske undersøkelser

Innledende branntekniske tester ble utført ved Høgskolen på Vestlandet, Haugesund, og fullskala branntester av luftfiltre ble utført ved Rise Fire Research (Norges branntekniske laboratorium i Trondheim). Branntekniske egenskaper av hetoljen ble undersøkt ved Gexcon, Bergen, ref. App D.

Simuleringer

Modellering av temperaturforhold i luftinntaket ble utført ved Equinors R&T-avdeling, ref. App D.

Annen bistand

Granskingsgruppen har også vært i kontakt med Gunnar Brekke, seniorrådgiver i Teknisk Sikkerhet, med fagpersoner i Equinor nettverket for beredskap; fagansvarlig for beredskap Bjørn Magnar Bråten, industriverkkoordinator Øystein Borgen, avtroppende og påtroppende nettverksleder for beredskap i OPL, Øyvind Klingsheim og William Hein, og Branningeniør i Øygarden Brann & Redning, Jan Gaute Haug. Granskingsgruppen har også vært i kontakt med prosjektet som arbeider med tilbakestilling av anlegget for å få en best mulig oversikt over skadeomfanget etter hendelsen.

Innenfor ledelse og styring har det også vært kontakt med David Snowden, honorary professor Bangor University, Wales (fagområdet sikkerhetsstrategi), professor Endre Sjøvold, NTNU (fagområdet lederskap) og Equinors operative treningssenter.

Forbedringsprosjekt for Styring, Organisasjon og Ledelse

Med utgangspunkt i granskingsarbeidet har MMP nedsatt et forbedringsprosjekt. Prosjektet vil omfatte gjennomgang, analyse og anbefalinger relatert til HLNG-organisasjonen samt relevante læringspunkter for andre deler av selskapet, ref. /35/

Samarbeidsmøte om tiltak

Samarbeidsmøte om tiltak ble gjennomført den 30.04.2021 med deltagelse fra ledelse MMP sentralt, Hammerfest LNG, SSU, verneapparatet, deltagere fra COA, prosjektdeltakerne som skal arbeide med forbedringsprosjektet og granskingsgruppen.

En samlet granskingsgruppe står bak rapporten.

4 Bakgrunnsinformasjon

4.1 Anlegget på Melkøya

Hammerfest LNG (HLNG) i Troms og Finnmark fylke er et anlegg for mottak og prosessering av naturgass fra Snøhvitfeltet i Norskehavet. Anlegget ble startet opp høsten 2007. På landanlegget på Melkøya blir vann, CO₂, kondensat og LPG skilt fra brønnstrømmen før naturgassen blir kjølt ned til flytende form (LNG) og lagret i egne tanker. Produktene blir deretter eksportert på kjøøl til kundene i spesialbygde LNG-skip, gasstankere (LPG) og tankskip (kondensat).



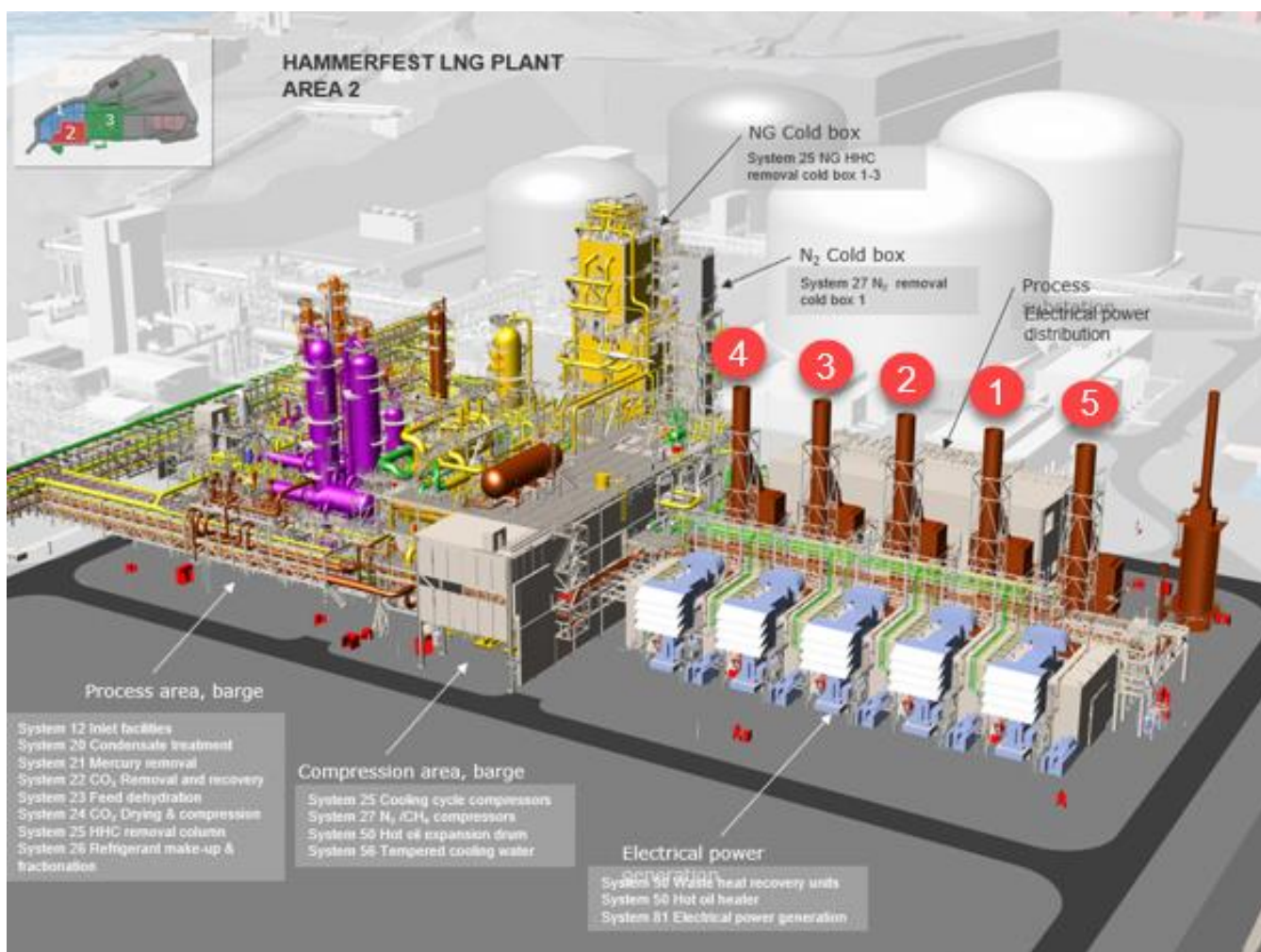
Figur 4-1 Melkøya

Kilde: HFT introkurs

HLNG sysselsetter ca. 500 personer, inkludert lærlinger og kontraktører. Anlegget er designet for å produsere årlig 4,6 millioner tonn LNG, 0,34 millioner tonn LPG og 0,83 millioner tonn kondensat.

Spesialbygde skip frakter produktene fra HLNG til mottaksterminaler over hele verden. Ved full produksjon anløper de karakteristiske LNG-tankerskipene med kuleformede tanker Melkøya hver 5. dag, totalt ca. 70 skipninger per år. LPG og kondensat transporteres av mindre spesialtankere til sammen rundt 30 ganger i året.

Område 2 omfatter prosessområdet, kompresjonsområdet og gassturbingengeneratorene (GTG). For å forsyne kjøleprosessen med energi er det bygget et eget varmeenergianlegg på HLNG med fem gassturbingengeneratorene. GTG'ene leverer elektrisk kraft og varme til prosessen og ligger sør i prosessområdet (område CAH1), ved siden av kjøle- og kompresjonsområdet (CAG1). GTG5 ble prosjektert etter de andre fire og står derfor ytterst mot sjøen. Det er ingen væskefylte beholdere med prosessmedium i nærheten av luftinntaket til gassturbinene. I bakkant av hver GTG er det scrubber for fjerning av kondensvann i fyrgassen. Disse inneholder normalt små mengder vann.



Figur 4-2 Område 2. Gassturbingenerator 4, GTG4, ligger nærmest prosessområdet

Kilde: HFT introkurs

4.2 Områderisiko i CAH1 Turbin/generatorpakke

Området for gassturbinene (CAH1), se Figur 4-3, er klassifisert som Sone 2 når det gjelder forekomst av brannfarlig/eksplosiv atmosfære. Aktuelle hydrokarbonutslipp er fyrgass eller hetolje, men risiko er vurdert som lav og derfor ikke kvantifisert i Total Risiko Analyse (TRA). Luftinntaket for gassturbinene er identifisert som mulig tennkilde, ref. /20/.

Med unntak av automatisk start av vannåkeanlegg i gassturbinhus, er det ingen automatiske aksjoner ved branneteksjon. Det er ingen passiv brannbeskyttelse på gassturbinene eller på varmegjenvinningskjelene (Waste Heat Recovery Unit, WHRU). Substasjonen har H60-vegger mot nord, vest og øst og transformatorrommet har H60-vegger.

Området har aktiv brannbeskyttelse; dvs. vannbaserte slukkesystemer som skal sikre tilførsel av brannvann i riktig mengde og ved riktig trykk til alle forbrukere. Brannvannsystemet er basert på fastmonterte monitorer, som startes opp til programmert oscillerende fra kontrollrommet eller lokalt fra stasjoner ute i anlegget. Det nordlige prosessområdet (CAF1), som er en større bidragsyter til risiko for spredning av hendelser, er godt ivaretatt med hensyn til aktiv brannbeskyttelse.

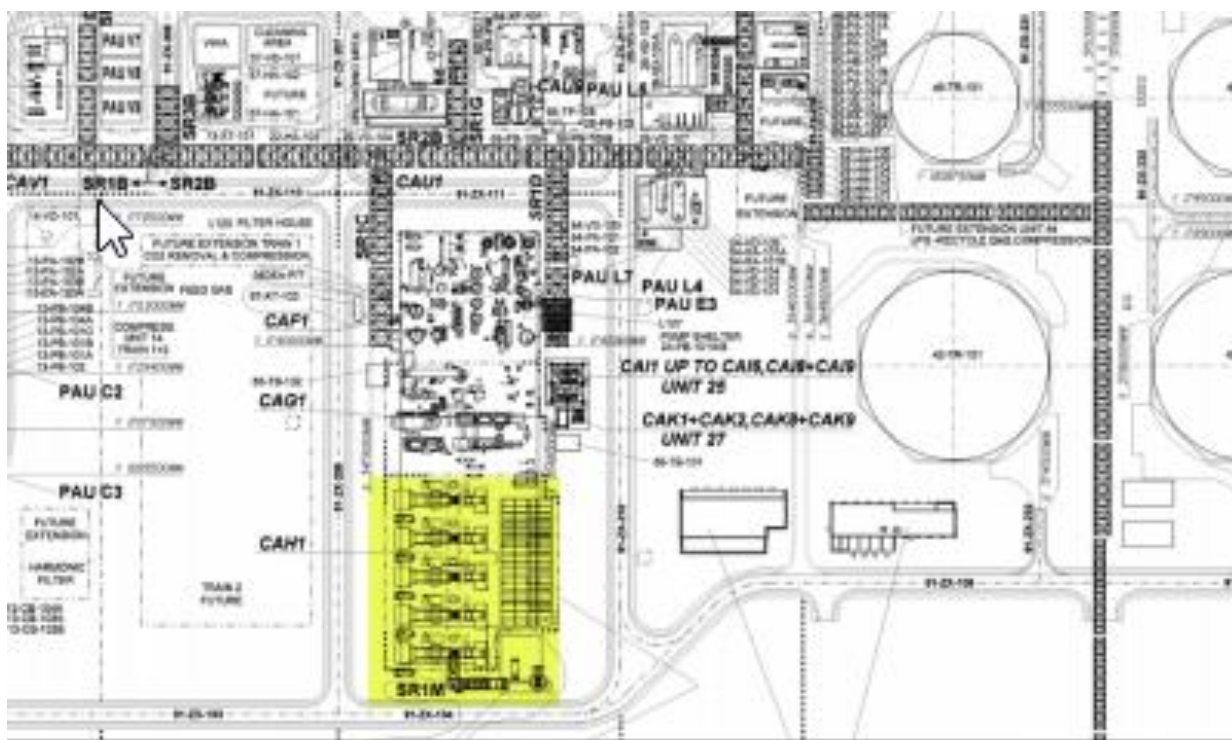
Sannsynlighet for brann i luftinntaket er vurdert som svært lav, gitt forventet driftstemperatur i luftinntaket som normalt er lik utetemperatur eller noen få grader høyere, ref. kap. 4.3.4. Risiko for brann i luftinntaket som følge av manuell overstyring av reguleringsventil for hetolje er ikke identifisert og ikke beskrevet i TRA. Aktiv brannbeskyttelse i området CAH1 er derfor ikke designet for å nå fram til luftinntaket på gassturbinene.

Forhåndslagrene av skum rekker til om lag 30 minutters forbruk. Bruk av mobilt slukkeutstyr kan derfor være nødvendig dersom utstyret vil benyttes over lengre tid, ref. /20/.

Fyrgassystemet (ESD-gruppe 5) kan trykkavlastes til fakkell. Under prosessområdet er det dreneringskanaler som leder videre til oppsamlingskummer for væske. Oppsamlingskummene har begrenset kapasitet (3 minutters produksjonsstrøm + største væskevolum).

HLNG krever manuell inngripen for at flere sikkerhetsbarrierer skal benyttes riktig og effektivt i en faresituasjon. Dette gjelder særlig driftsoppfølging av forhold som skal ivareta barrieren innelukking, manuell inngripen i forhold til rask og riktig initiering av ESD og utkobling av tennkilder, samt rømning til sikkert område.

Relativt store avstander i anlegget, utstrakt bruk av passiv brannbeskyttelse i prosessanlegget, samt termisk isolering med brannbeskyttelsesfunksjon gir lave frekvenser for spredning som følge av brann, ref. /20/.



Figur 4-3 Område CAH1 Turbin/generatorpakke

4.3 Tekniske og operasjonelle beskrivelser

4.3.1 Hjelpesystemene

Hjelpesystemene (utility-systemene) er et samlebegrep for 17 ulike systemer som støtter opp under hovedprosessen. Disse systemene er anleggs-omspennende og styres og overvåkes fra utilitypanelet i kontrollrommet. Kontrollromsoperatøren som er ansvarlig for hjelpesystemene har ansvaret for: hetolje, sjøvann, temperert kjølevann, temperert oppvarmingsvann, fyrgass, abeidsluft og instrumentluft, nitrogen, ferskvann, demineralisert vann og drikkevann, vannrenseanlegg, åpent avløp, hydraulikk, brannvann, brann- og gassdeteksjon, nødavstengning, kraftproduksjon og ventilasjon/HVAC.

Ved oppkjøring etter anleggsstans har kontrollromsoperatøren på utilitypanelet spesielt høy oppmerksomhet på kontroll av krafttilførsel og temperatur (hetolje) i anlegget.

4.3.1.1 System 50: Hetolje

Formålet med hetoljesystemet er å tilføre varme til prosessene som trenger det. Varmen får en fra varmevekslere (Waste Heat Recovery Units, WHRU) som gjenvinner overskuddsvarme fra turbineksosen. WHRU er plassert i eksoskanalene i de fem gassturbinene. Varmemediet i hetoljesystemet er en syntetisk olje, *Statoil Thermoil 30*, og oljen oppnår en maksimumstemperatur 260 °C. I tillegg er det også en «hetolje-koker» for å kunne opprettholde varme i systemet dersom restvarmen fra gassturbinene ikke er tilstrekkelig.

Hetoljen sirkulerer i tre forskjellige oppvarmingsgrader; høy, middels og lav temperatur. Høytemperatur (260°C) benyttes bl.a. i anti-is varmeveksler i luftinntakene til gassturbinene.

4.3.1.2 System 57: Fyrgass

System 57 skal levere gass til alle fyrgassforbrukerne i LNG-anlegget ved hjelp av et høytrykks- (HT) og et lavtrykksystem (LT). HT-fyrgass (45 barg) benyttes i hovedsak som drivstoff til de fem LM6000PD gassturbinene som driver hver sin generator for produksjon av elektrisk kraft. Systemet benytter normalt naturgass fra prosessanlegget som fødegass, men i de tilfeller hvor denne gassen ikke er tilgjengelig kan flytende LNG fra lagertanker benyttes.

4.3.1.3 System 71: Brannvann

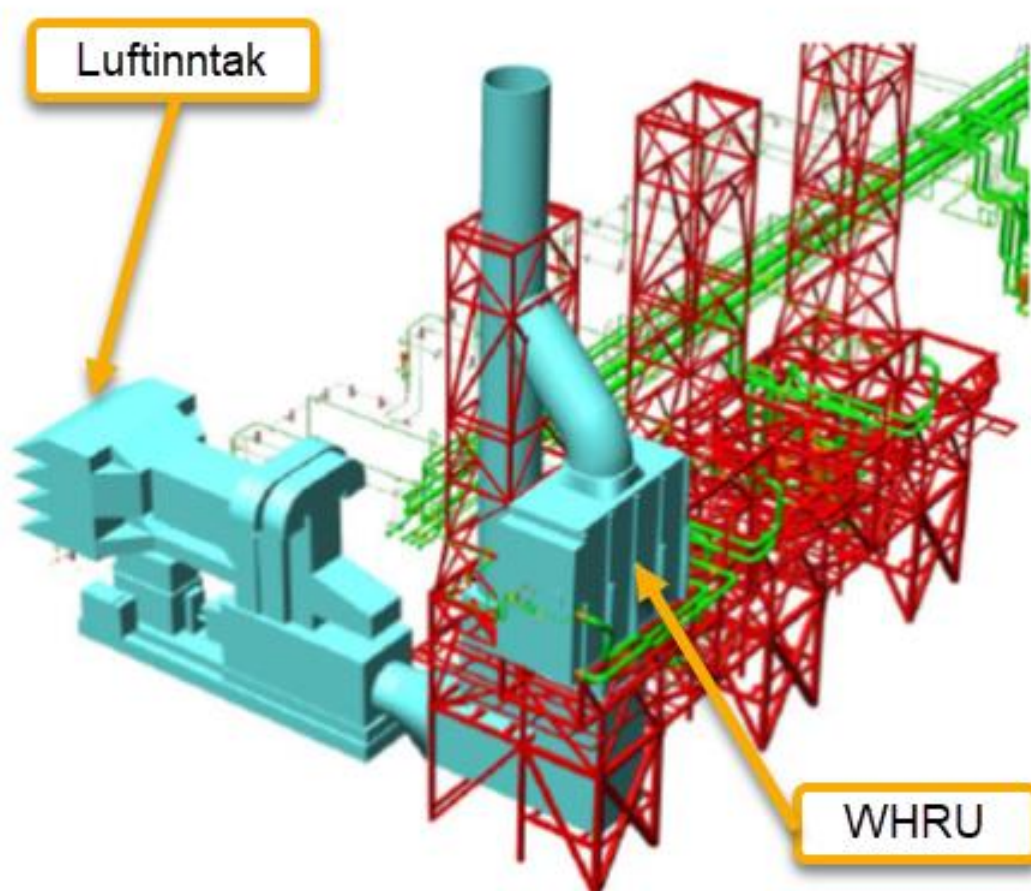
Brannvannet på HLNG kommer fra et ferskvannsbasseng som fylles opp fra det kommunale vannettet. Ferskvannsbassenget er dimensjonert for å kunne drive slukkearbeid i 30 minutter. Deretter vil slukkevannet være sjøvann.

Fra bassenget er det to jockeypumper som skal holde ca. 11,5 bar trykk i ringledningen som går rundt hele anlegget. I tillegg er det to brannvannspumper, en elektrisk og en dieseldreven. Rundt i anlegget er det plassert brannhydranter, delugesystem, vannkanoner (monitører), skumkanoner og vanntåkesystemer for aktiv brannbekjempelse.

Dersom trykket i ringledningen synker til 10,5 bar, vil jockeypumpen starte for å opprettholde et trykk mellom 9,5 og 10 bar. Om trykket synker lavere enn 9,5 bar vil en av brannvannspumpene starte. Startes for eksempel en brannkanon, hvilket tar mye av trykket fra ringledningen, startes en brannvannspumpe. Dette er normalt den elektriske pumpen (71-PS-103). Skulle denne ikke være tilgjengelig, f.eks. ved strømutfall eller den elektriske ikke starter etter tre forsøk, vil den dieseldrevne brannvannspumpen (71-PS-102) starte. Denne kan også manuelt startes nede i brannkonteineren som står inne i varmt anlegg, ned bakken fra Nordport. Dette gjøres regelmessig (ukentlig) for å sjekke at den fungerer som den skal.

4.3.1.4 System 81: Kraftproduksjon

HLNG får kraften sin fra de fem gassturbin generatorpakkene og fra landnettet. Maksimal kraftlevering fra gassturbinene er på ca. 225 MW under ideelle driftsforhold (4 °C og optimale forhold). Hver gassturbin kan levere om lag 45 MW. Anlegget er designet for at alle fem turbinene skal være i drift ved normal produksjon. Det er også mulighet for å importere strøm via nettet på land. Dette er vanlig når én av turbinene er ute av drift. Dimensjonering av turbinene ved HLNG var basert på at Melkøya skulle være selvforsynt med hensyn på kraftproduksjonen (øymodus). Kobling mot landbasert strømmnett var ment å kompensere for kortvarige svingninger i strømproduksjon, samt ved nedstengning av gassturbiner for vedlikehold.



Figur 4-4 Skisse av gassturbingenerator (GTG), se også Figur 4-6.

4.3.1.5 System 74: Brann- og gassdeteksjon

Det er tre linjegassdetektorer i luftfilterhuset til hver gassturbingenerator (GTG). Hensikten med disse detektorene er å detektere eventuell metangass i luften som suges inn. De stenger automatisk ned aktuell GTG via 2oo3-voting¹. Linjegassdetektorene (Tag. Nr. 74-AT-4226; -4227 og -4228) er plassert mellom posefiltrene og finfiltrene og «ser» til enhver tid eventuelle (hydrokarbon) gasser i hele bredden av luftinntaket, dvs. de måler på tvers av luftstrømmen når aktuell GTG er i drift. En linjegassdetektor er plassert i 1. etasje, ca. 1,6 m over gulvet. To linjegassdetektorer er plassert i 2. etasje, henholdsvis ca. 2 m og 0,7 m over gulvet, se Figur 4-5.



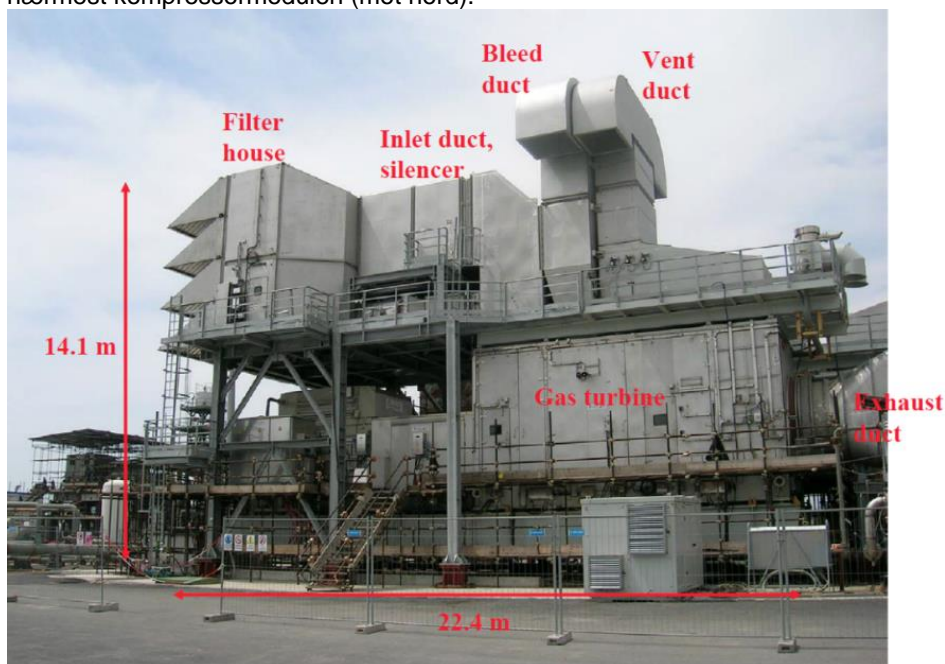
Figur 4-5 Plassering av linjegassdetektorer 1. og 2. etasje i luftinntak filterhus

For automatisk styring av varmevekslerne i luftinntaket er det målere for temperatur og luftfuktighet på luften som suges inn. Disse er plassert i underkant av værheftene på utsiden av filterhuset. Det er ikke temperatur- eller røykdetektorer inne i selve filterhuset. Det er ikke branndeteksjon hverken i filterhus på GTG'ene eller på utsiden nær disse filterhusene.

¹ 2oo3-voting (2 out of 3) innebærer at når 2 ut av 3 sensorer melder deteksjon blir tiltenkt aksjon utløst. (Ved kun deteksjon på én sensor, blir det kun gitt alarm.)

4.3.2 Gassturbin GTG4

HLNG har installert fem LM6000PD gassturbindrevne generatorpakker for produksjon av elektrisk strøm til anlegget. Hver av generatorpakkene har en installert lokal effekt på 46 MW. LM6000PD er en to-akslet industriell gassturbin produsert av General Electric i USA. Generatorpakkene er bygget og levert fra Nuovo Pignone (nå Baker Hughes) i Italia. I eksoskanalen fra hver gassturbin er det installert varmegjenvinningsenheter (WHRU), hver med en installert effekt på 42 MW. Alle generatorpakkene er installert i prosessområdet i CAH1. Turbin Nr.4 (81-DT-401) er installert i området nærmest kompressormodulen (mot nord).



Figur 4-6 HLNG gassturbinpakke

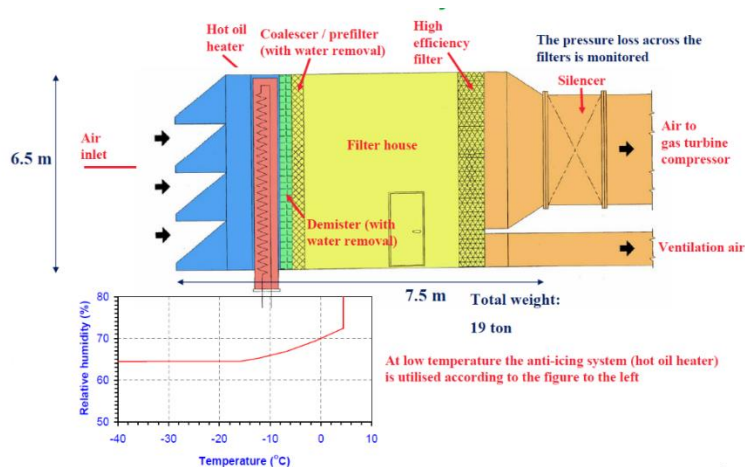
4.3.3 Anti-is system til gassturbiner

Alle gassturbanlegg må ha et system for forvarming av innløpsluft for å operere sikkert under forhold som kan gi isdannelser i luftinntaket. Disse systemene er automatisk styrte og aktiveres når de værmessige forholdene tilsier at det er fare for isdannelser. I selskapet brukes forskjellige kilder til oppvarming av innløpsluft som; tilbakeføring av varm luft fra gassturbinens kompressor, tilbakeføring av varm ventilasjonsluft fra gassturbinens installasjonshus, elektrisk forvarming og varmeveksler med varmemedium. For installasjoner med varmevekslere med varmemedium, er det i selskapet, foruten HLNG, kun Åsgard B som bruker hetolje som varmemedium til anti-is systemet.

Manuell aktivering av anti-is systemer

Anti-is systemer er kun til bruk ved værmessige forhold som kan gi isdannelser når gassturbinen er i drift. Granskningsgruppen er kjent med at det også på andre anlegg til tider praktiseres overstyring av anti-is systemet. Dette skjer i hovedsak med gassturbinen i drift kombinert med høy relativ luftfuktighet (tåke). Praksis har vist at ved høy luftfuktighet kan trykkfallet over filterelementene bli stort. Varme fra anti-is systemet blir da aktivert for å tørke ut fuktighet fra filterene.

4.3.4 Filterhus med anti-is system på HLNG



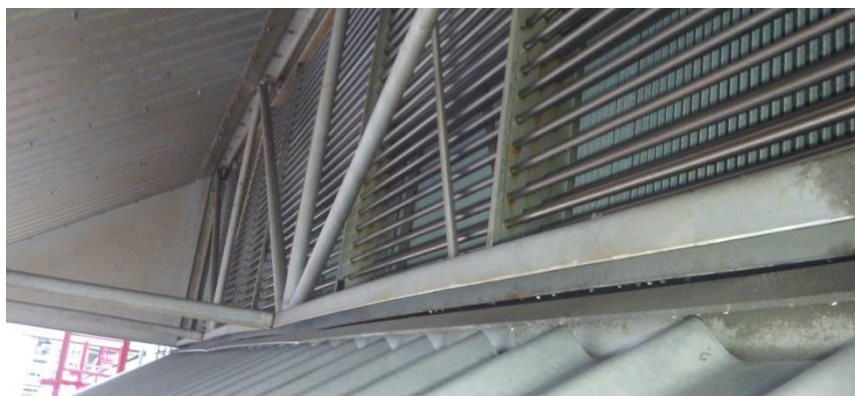
Oppstrøms hver gassturbin er det installert et filterhus for å sikre at gassturbinen får luft av riktig kvalitet. Filterhuset er designet for en luftgjennomstrømning på rundt 100 m³/sek. For å hindre isdannelse i luftinntaket og i kompressoren på gassturbinen ved lave utetemperaturer, er det i forkant av luftinntaket installert et system for forvarming av inntakslufta. På HLNG er det hetolje-systemet som leverer varme til en rør-varmeveksler i anti-is systemet. Denne varmeveksleren har en kapasitet på 2,1 MW effekt.

Figur 4-7 Skjematisk tegning av anti-is system i filterhus

Ved behov fødes hetolje med en temperatur på 260 °C, til varmeveksleren. Det er en reguleringsventil (81-TV-4293) som styrer oljestrømmen fra hetolje-systemet inn på varmeveksleren. Kriteriene for volumstrømmen gjennom ventilen er regulert av utetemperatur og luftfuktighet (som angitt i diagrammet i figuren) samt temperaturen på lufta inn til selve gassturbinen.

Oppstrøms varmeveksleren er det fire takutstikk for værbeskyttelse. Temperatursensorene 81-TE-4232A/B og 81-TE-4290 samt fuktighetssensor 81-AE-4229, som alle gir styresignaler til ventilen 81-TV-4293, henger i underkant av det nederste takutstikket. To temperatursensorer i innløpet på selve gassturbinen, T2 sensorene 81-TE-4211A/B, gir tilbakeføringssignal som forteller reguleringsventilen 81-TV-4293 at forvarmingen ved forskjellige driftsforhold er tilstrekkelig. Systemet for forvarming av inntakslufta blir automatisk aktivert når gassturbinen settes i drift.

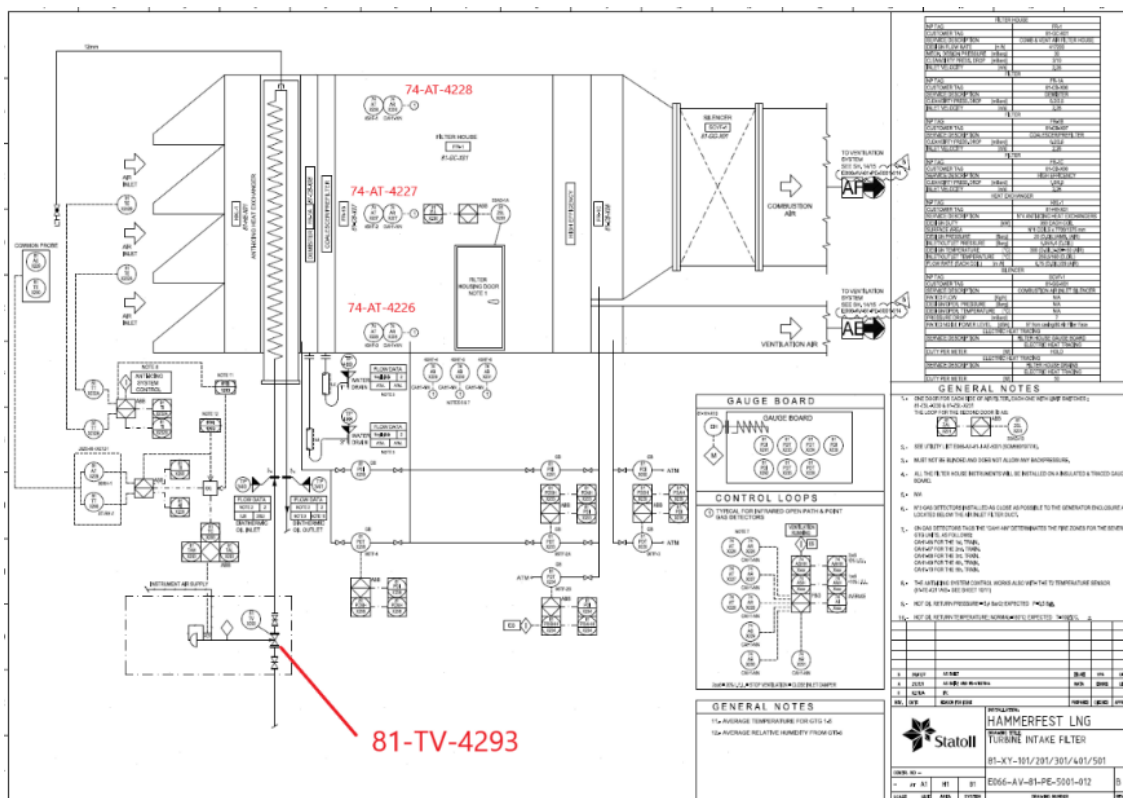
Ved utetemperaturer mellom -1 °C og 4,5 °C og høy relativ luftfuktighet (>70%), blir inntakslufta forvarmet til 4,5 °C. Er utetemperaturen mellom -9 °C og -1 °C blir lufta forvarmet med 6 °C. Under -9 °C er det ingen risiko for isdannelse og anti-is systemet blir heller ikke aktivert.



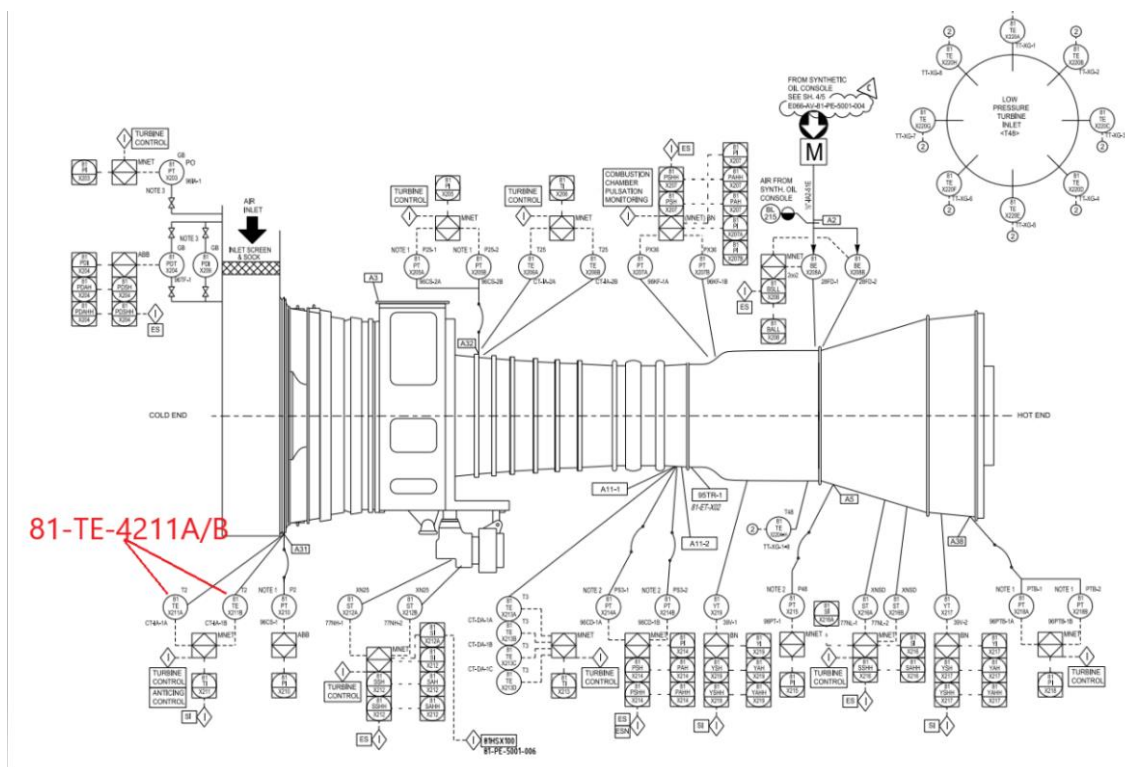
Anti-is systemet blir aktivert når de atmosfæriske forholdene tilsier at det er behov for forvarming av lufta **og** det er turtall på gassturbinen.

Reguleringsventilen 81-TV-4293 kan overstyres manuelt og gir da alarm til HMI-panelet: «Anti-ice system in MANUAL mode».

Figur 4-8 Foto av anti-is varmeveksler i luftinntaket til filterhuset på en gassturbin (ett av fire panel)



Figur 4-9 P&ID av filterhus. Rødmerket tag viser faktisk plassering



Figur 4-10 Skjematisk tegning som viser installasjon av sensorer på LM6000PD gassturbinen.

Umiddelbart nedstrøms varmeveksleren, er det montert dråpefangere ("demister") for separering av fritt vann. Disse dråpefangerne består av et batteri av vinkelprofiler i aluminium. Nedstrøms dråpefangere er det montert 108 stk. forfilter-

kassetter («coalescer»/prefilter) av typen Hi-FLO XLT produsert av [Camfil](#). Kassetten består av en plastramme med innmonterte filterelement. Selve filterelementene består av glassfiber og polyester innsatt med fenolbasert harpiks (resin). Filter-kassetten har fra produsenten en spesifisert maksimal operasjonstemperatur på 70 °C. Avstanden fra varmeveksleren til filterkassetten er 400 mm.



Figur 4-11 Hi-FLO XLT filterkassett fra Camfil



Figur 4-12 Cam-GT-98klasse F9 fra Camfil

Videre nedstrøms forfilteret er det et åpent kammer før lufta passerer finfilteret ("high efficiency filter"). Avstanden fra forfilter til finfilter er 2,3 m. Dette kammeret er horisontalt delt på midten i et øvre og et nedre kammer. I det øvre kammeret er det installert to linjegassdetektorer, 74-AT-4228 og 74-AT-4227, for hydrokarbongass (metan). I det nedre kammeret er det én tilsvarende detektor, 74-AT-4226. I begge kamrene er det installert både nødlys med batteridrift og lysarmatur på 220V AC. Finfilteret består av totalt 108 kassetter av typen Cam-GT-98 klasse F9 produsert av [Camfil.com](#). Etter finfilteret splittes luftstrømmen i to. Hovedstrømmen ledes inn til gassturbinen. Sekundærstrømmen ledes via 2x 100% kapasitet vifter til innvendig ventilasjon av turbinhuset.

4.4 System- og Operasjons- (SO-) dokumentasjon

Den viktigste målgruppen for SO-dokumentene er operativt personell. Hensikten med SO-dokumentene er å legge til rette for enhetlige måter å drifte system og dets utstyr på en sikker, pålitelig og effektiv måte. Ved å holde SO-dokumentene oppdatert gir det også en mulighet for å bringe videre erfaringer og forbedringer som kan komme alle operatørene til del.

System (S)-del er en sammenstilling av teknisk informasjon (Life Cycle Information, LCI) på norsk og illustrativt framstilt. Denne informasjonen danner grunnlaget for utarbeidelse av system og funksjonsbeskrivelse og skal benyttes til opplæring og som støtte i driftsfasen.

Operasjons (O)-del, består av operasjonsprosedyrer. Operasjonsprosedyrene er formet som sjekklistor og beskriver kjøreregler på det enkelte system. Hensikten med operasjonsdokumenter er å gi operatør en kvalitetsvurdert metode på hvordan de enkelte system skal driftes. På denne måten kan utstyret driftes på lik måte uavhengig av erfaring til den enkelte operatør.

Alle systemer skal være beskrevet og ha tilhørende system og operasjonsprosedyrer - SO-dokumenter, ref. /12/.

4.5 Vedlikehold knyttet til GTG4

Generatorpakkene på HLNG er underlagt et inspeksjons- og vedlikeholdsprogram som går fra 6-månedlig til 96-måndlig intervall (FV = Forebyggende Vedlikehold). Granskingsgruppen har ikke funnet avvik fra oppsatt vedlikehold på gassturbinene.

4.5.1 Varmeveksler til anti-is for GTG4; 81-HE-401

Varmeveksleren til hvert luftinntak består av fire element/panel som er satt sammen til ett batteri. Hvert element er sammensatt av et antall titanrør i sløyfe, formet som et U-rør. Hetoljen passerer gjennom «U»-en. Rørene er 15,88 mm i ytre diameter med veggtykkelse på 1 mm. Rørmaterialet er i henhold til ASTM B338.99 Titanium G2. Det er et 96-månedlig (8-årlig) inspeksjonsprogram for varmeveksleren. Det er rapportert om flere hendelser med oljelekkasje fra varmeveksleren på GTG4 (81-HE-401) og øvrige turbinpakker opp gjennom årene, ref. /15/. Disse lekkasjene er identifisert til løse nipler, sprekk i rør (sveis) og lekkasje fra flenser og er utbedret etter funn. Det er ikke rapportert lekkasjer relatert til gnissing. Det er kun observert gnisseskader/merker på noen rør, men ingen som har utviklet seg til lekkasje. Dersom det oppstår lekkasjer i isolerte (i betydningen «insulated») partier av hetoljesystemet vil isolasjonsmaterialet under vær-kapslingen kunne bli forurenset av olje. Selv om temperaturen i systemet er under selvantennelses-temperaturen for hetoljen (348 °C), vil oljeforurenset isolasjon kunne underholde en eventuell brann. Den siste vedlikeholdsaktiviteten på varmeveksleren på GTG 4 ble utført på SAP arbeidsordre (AO) Nr. 24965205 basert på notifikasjon 45906039 opprettet 15.10.2019. Etter tre dager i drift ble lekkasjestedet sjekket og bekreftet utbedret..

4.5.2 Filterelement

På HLNG blir filterhusene inspisert på 12M FV. Filtrene blir skiftet basert på (visuell) tilstand og trykkfall over filtrene ved drift. Dette er i henhold til beste praksis i Equinor. Siste filterbyte på GTG4 ble utført på SAP AO Nr. 23289898 den 06.05.2015. Produsentens (Camfil) anbefaling for skifte av forfilter er etter 12 måneder eller når trykkfallet over filteret er økt til 250 Pa (2,5 mbar). Filtrene er installert for å hindre at støv, pollen, insekter o.l. trekkes inn og forurenser gassturbinen innvendig. Konsekvensene av forurenset kompressordel på gassturbinen er redusert virkningsgrad og effekt, med medfølgende økt drivstofforbruk/kWh og CO₂-utslipp. Etter hvert som trykkfallet over filtrene øker (med økt forurensning), reduseres virkningsgraden til gassturbinen. Dersom filtrene blir gamle og slitte, kan filterduken åpne seg opp og slippe igjennom mer luft og forurensninger. Det er ikke ansett å være sikkerhetsmessige aspekter forbundet med intervallet mellom filterskifter. I selskapet er det vanlig at filterbyte er basert på aktuell tilstand. Dette blir vurdert ut fra trykkfall over filtrene og ved visuell inspeksjon. På HLNG har man kontinuerlig måling av trykkfallet over filtrene (H-alarm (6,5 mbar) og HH-tripp (11,5 mbar) når respektive gassturbin er i drift. Visuell inspeksjon innvendig i filterhusene foretas årlig. Filtrene er i utgangspunktet definert som brennbart materiale. Normal forventet driftstemperatur for filter er omtrent som utetemperaturen en i Hammerfest. Leverandør oppgir maksimal driftstemperatur til 70 °C.

4.5.3 Vibrasjonsnivå på GTG4

GTG4 generatorsett har helt siden prosjektfasen hatt problem med høyere vibrasjonsnivå enn de andre generatorpakkene. Dette har blitt forsøkt utbedret ved flere anledninger. Vibrasjonsnivået er utbedret i forhold til opprinnelig nivå. Årsaken til det noe høyere vibrasjonsnivået er ikke fullt ut klarlagt. Vibrasjonsnivået på generatorpakken er allikevel innenfor akseptable nivåer i henhold til gjeldende industristandarder. Vibrasjon i utstyr kan føre til økt slitasje på komponenter og utstyr. Ved drift av HLNG på kun fire turbiner kombinert med import av strøm fra land, blir det derfor ofte valgt å ikke benytte GTG4.

4.6 Organisering og ansvarsforhold

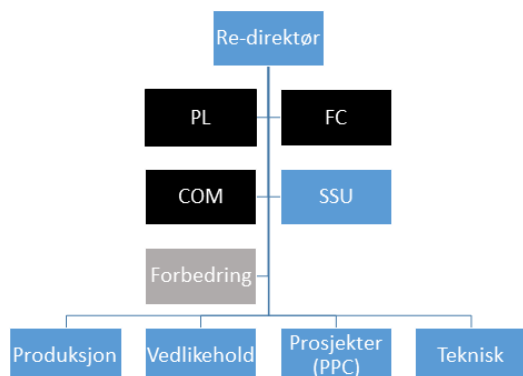
4.6.1 Driftsorganisasjonen på Hammerfest LNG

Følgende er utdrag fra OMC04 som var gjeldende under hendelsen, ref. /5/ :

HLNG består av Produksjon (Prod), Vedlikehold (VDL), Teknisk og anleggs optimalisering (TPO), Prosjekt, plan og kontroll (PPC), og staber. Ledergruppen består av RE-direktør, leder Produksjon, leder Vedlikehold, leder Teknisk (TPO), leder Prosjekt, plan og kontroll (PPC), stabslederne for Sikkerhet, sikring og bærekraft (SSU), Personal og Ledelse (PL), Finans & kontroll (F&C) og Kommunikasjon (COM), og ved behov forbedringsleder.

Ledergruppen skal sammen sørge for sikker, pålitelig og effektiv drift ved HLNG. Dette innebærer blant annet å sikre en kompetent og resultatorientert organisasjon med tydelige roller og ansvar, hvor enhetene samhandler effektivt og er dimensjonert slik at alle kan gjøre en forskjell.

Ledergruppen skal benytte nettverkene innen fagmiljøene i selskapet, og trekke på disse etter behov. Ledergruppen skal arbeide målbevisst for å utvikle god kommunikasjon og et tillitsskapende samarbeid med lokale/regionale/nasjonale myndigheter, naboer, relevante interesseorganisasjoner og eksterne leverandører.



Blå boks – stilling med personalansvar

Svart boks – stilling uten personalansvar

Grå boks – midlertidig stilling etter behov

Resultatenhetsdirektør (RE-direktør) er fabrikkssjef med det samlede ansvar for sikker, pålitelig og effektiv drift av HLNG-anlegget innenfor rammene gitt av DPN som operatør av Snøhvit og grensesnittet landfall til og med eksportsystemet. RE-direktør har plassjefansvar i Hammerfest.

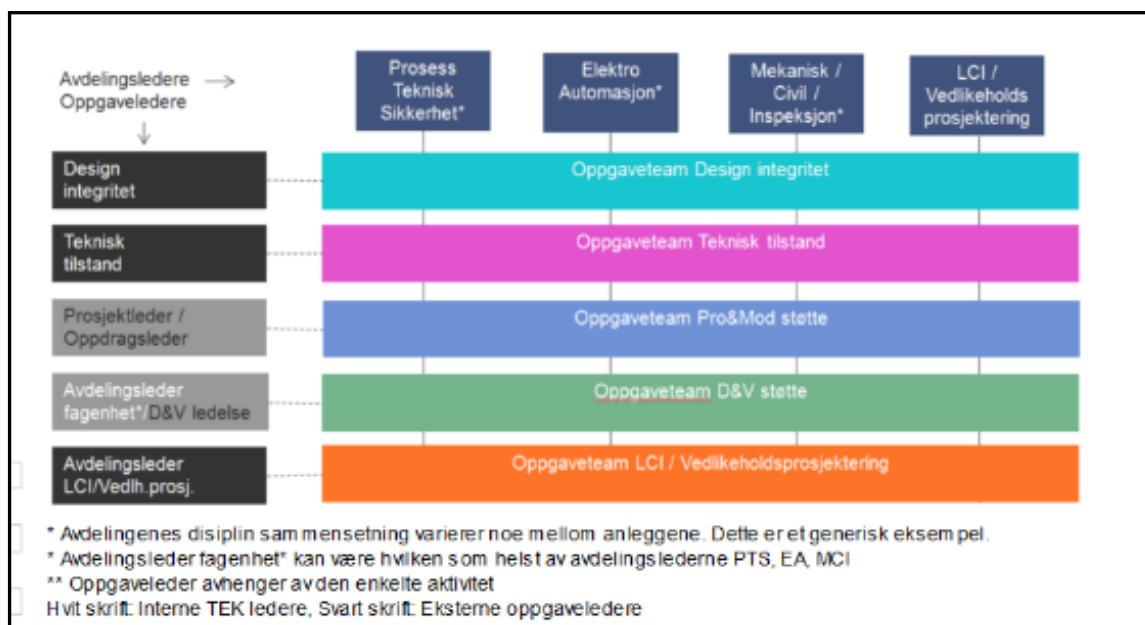
Produksjon har ansvar for helkontinuerlig operasjon av havbunnsanleggene, rørledninger og landanlegg. Produksjonssjef har ansvar for: sikker, effektiv drift og 1. linje vedlikehold, ivaretagelse av 1.linje beredskap (inkl. industrivern), klargjøre anlegget for vedlikehold og prosjektarbeid iht. behov og aktivitetsplaner, operasjonelt systemansvar for tildelte systemer, optimalisere drift av anlegg iht. P&I-plan i samarbeid med Petek, bidra med anleggskunnskap i forbindelse med planlegging og gjennomføring av prosjekter, kvalitetssikre, utdype og godkjenne forbedringsforslag for viderebehandling, ivareta daglig drift av AT-kontoret, behandle og forhåndsgodkjenne AT'er, drive HLNG havn ihht. etablert standard, kartlegge og følge opp kompetanse, og støtte opplæring på tvers av anlegget, samt er eier av operasjon og arbeidsordreplan.

Vedlikehold har ansvar for å utføre forebyggende og korrektivt vedlikehold av landanlegget. Vedlikeholdsleder har ansvar for: tilrettelegge forebyggende og korrektivt vedlikeholdsarbeid, planlegge og utføre sikkert og effektivt

vedlikehold, utarbeide arbeidsordre-, operasjons-, års-, hoved- og PBV-plan, operasjonelt systemansvar for tildelte systemer, utførelse av offline tilstandskontroll av statisk prosessutstyr og roterende maskineri, drift av mekanisk, automasjons- og elektroverksteder, inklusive verktøybu, faglig støtte til drift innenfor fagene mekanisk, elektro, automasjon og roterende maskineri, ansvarlig for intern og ekstern logistikk/materialhåndtering, lager og kontakt mot anskaffelse, overordnet ansvar for vedlikeholdskostnader, inkludert WBS-ansvar, samt ivareta selskapsrepresentantrollen (SR-rollen) og lokal kontraktstøtte, med unntak av V&M-leverandør og kontrakter mot taubåter, oljevern og kaileie.

Prosjekt, plan og kontroll (PPC) har ansvar for å gjennomføre studier, modifikasjoner og avtalte KV-prosjekter.

Teknisk og anleggsopptimalisering (TPO), ref. /6/ har ansvar for rammene for hvordan utstyr, systemer og tekniske barrierer skal driftes og vedlikeholdes, og følge opp og synliggjøre teknisk tilstand, samt godkjenne tekniske endringer på anlegget. Teknisk leder ved HLNG har oppgaveansvar mot RE-direktør og ressursansvar mot MMP OPL.



Figur 4-13 TPO Teknisk Operasjonsmodell

Technical and Plant Optimisation (TPO) har ansvar for styring av teknisk integritet på anlegget.

Leder Teknisk (teknisk sjef) er tildelt ansvar for styring av teknisk integritet på anlegget, inklusiv helhetlig ansvar for tekniske barrierer, fra anleggsleder.

Oppgaveleder og oppgavelag Teknisk Tilstand skal blant annet:

- Følge opp utstyrets tilstand og regularitet i hele utstyrets levetid
- Monitorere, evaluere og rapportere teknisk tilstand i TIMP. Anbefale- og følge opp kort- og langsiktige tiltak
- Påpeke behov for dispensasjoner der avvik identifiseres
- Saksbehandle unntakssøknader mot tekniske krav som vedrører teknisk tilstand
- Oppfølging av funn og tiltak som treffer teknisk tilstand etter verifikasjoner og tilsyn

Oppgaveleder og oppgavelag Design Integritet skal blant annet:

- Følge opp og synliggjøre design integritet på anlegget
- Vurdere implementering av nye /reviderte konsern TR-er som treffer teknisk miljø
- Initiere og koordinere TTS-verifikasjoner, samt behandle TTS-funn på anlegget
- Monitorere og rapportere design integritet i TIMP samt foreslå å følge opp tiltak for å bedre design integritet

- *Behandle M1- og M6-notifikasjoner (i status APPM/APRI)*
- *Påpeke behov for dispensasjoner der avvik identifiseres*

Stabene (PL, FC, COM, SSU og Forbedring) har det funksjonelle ansvaret for å drive sine respektive områder i samsvar med HLNG sine prioriteringer.

SSU ivaretar følgende tilleggsroller på HLNG: sikringsansvar for Melkøya, Melkøytunellen, Meland og tilhørende brakkeanlegg, ivaretagelse av 1.linje beredskap for Snøhvit anlegg mht. rørledning og undervannsanlegg, 2.linjeberedskap for Snøhvit anlegg i samarbeid med 2.linje beredskap UPN, klima- og miljøoppfølging samt miljørapportering på vegne av driftsorganisasjonen og Snøhvit fabrikanlegg, rørledning og subseanlegg, ledelsesrepresentant for storulykkeforskriften og ISO 14001, myndighetskontakt/koordinator, risikokoordinator, styringskoordinator og forsikringskoordinator på vegne av driftsorganisasjonen, fagansvar for SSU-kurs (adgangsgivende sikkerhetskurs, HMS-24 etc.

Forbedringsleder er ansvarlig for å identifisere, synliggjøre og foreslå forbedringsområder for HLNG ledergruppe. Ansvaret inkluderer å drive prosjekter, fremme kontinuerlig forbedring i organisasjonen og være hovedkontaktpunkt for sentrale forbedringsinitiativer.

People and Leadership (PL), ref. /7/, har ansvar for en felles kompetansestrategi, kompetanse- styringsprosess og system, simulatortrening, hjelpe og veilede organisasjonen for å avklare opplæringsbehov og sette opp arrangementer, nytt opplæringsprogram og operasjonalisere nye tiltak, samt gi opplæring av lærlinger i samsvar med selskapets strategi i nært samarbeid med DPN og GBS.

Operasjonelt Systemansvarlig – OSR

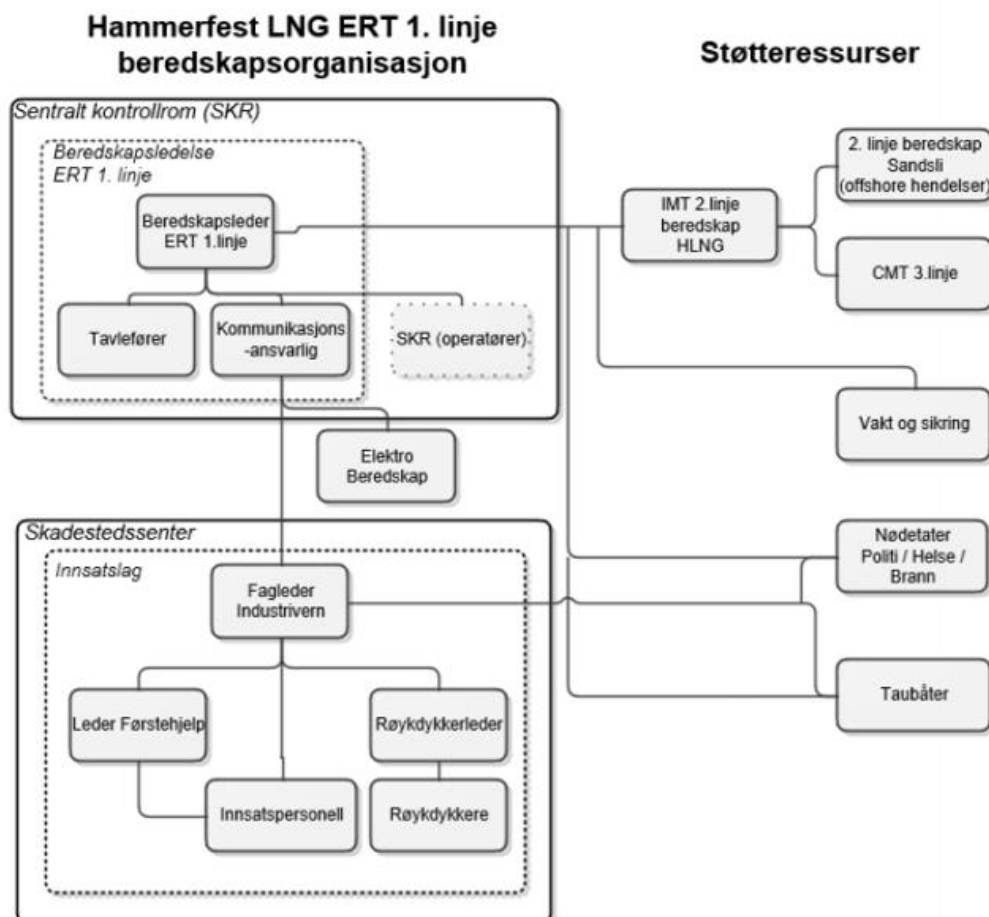
Denne rollen er ikke beskrevet i gjeldende OMC04 for HLNG. Tilbaketrukket utgave (datert 03.04.2019) av OMC04 gir en utfyllende beskrivelse av rollen og oppgir at ved avvik mellom OMC04 og ARIS, så er det ARIS som er gjeldende. I den sist oppdaterte utgaven av OMC04 for HLNG er rollen ikke nevnt, heller ikke med henvisning til ARIS. Den generelle rollebeskrivelsen ligger i ARIS under kravet R-108808 :

«**Hensikt** For å sikre at rutiner og instruksjoner blir fulgt. Personell skal ha dokumentert kunnskap om kritiske driftsrammer for systemet det gjelder, i henhold til lokale kompetansekrav for den aktuelle stilling. Dette kan være krav for:

- *Produksjon*
- *Produktspesifikasjoner og mengder*
- *Utslippsbegrensninger*
- *Hjelpesystemer*
- *Sikkerhetssystemer/utstyr*
- *Prioritering av produksjon og rapportering til myndighetene»*

4.6.2 Beredskapsorganisasjonen ved HLNG

Industrivernleder har det overordnede ansvar for at bedriften til enhver tid har et industrivern som er operativt i henhold til myndighetenes forskrifter og bestemmelser. Dette innebærer ansvar for oppdatering av beredskapsrelatert dokumentasjon, utarbeidelse og oppfølging av årlige øvelsesprogram, oppfølging av opplæring og dokumentasjon av øvrige aktiviteter for industrivernet. Kompetansekrav, samt krav til beredskapstrening og -øvelse er beskrevet i ARIS SF700 R-21097 og i WR2610. Ref. /8/, /9/ og /10/.



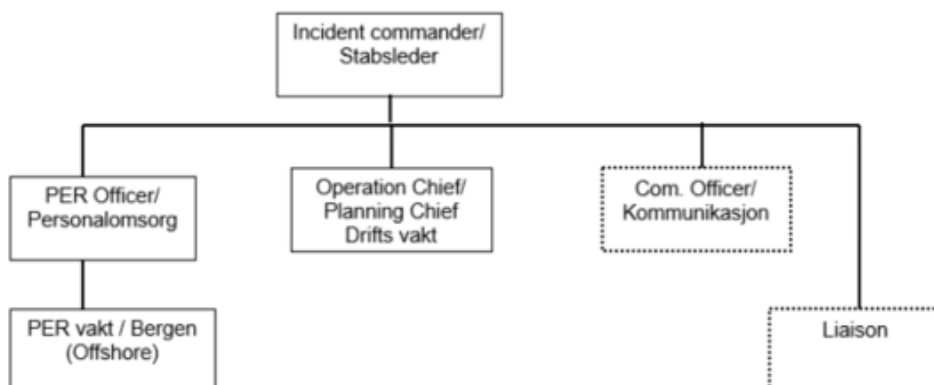
Figur 4-14 Organisasjonskart for ERT (1.linje) beredskap ved HLNG

Beredskapsoppgaver ERT (1.linje beredskapsledelse) - On Scene Commander (ONC/Beredskapsleder)

Beredskapsleder skal i samråd med Fagleder Industrivern beslutte strategi og tiltak for varsling, bekjempelse, redning, evakuering og normalisering i forbindelse med fare- og ulykkessituasjoner, samt benytte proaktiv beredskapsledelsesmetodikk. Beredskapsleder har det overordnede ansvaret for anlegget og aktiviteter innenfor definerte sikkerhetssoner, og har uinnskrenket myndighet til å iverksette de beredskapstiltak som vurderes nødvendige for å sikre liv og helse, materielle verdier og miljø. Beredskapsleder har ansvar for all innsats i 1.linje og skal innhente innsatsplan og i samråd med Fagleder Industrivern godkjenne denne før iverksettelse. I tillegg skal beredskapsleder ivareta stabsleders (IMT/2. linje) oppgaver inntil vedkommende er på plass i beredskapsrommet/alternativt beredskapsrom og har bekreftet å ha overtatt IMT's oppgaver. Beredskapsleder er ansvarlig for hendelsen inntil annen offentlig myndighet Brann eller politi er ankommet. Da overtar politiet det formelle ansvaret. Rollen Elektro beredskap dekkes av skiftelektriker.

Fagleder Industrivern

Fagleder Industrivern skal i samråd med beredskapsleder planlegge og lede alle aktuelle tiltak i felt for å redde liv, forhindre og begrense utslipp til miljø og redusere tap og skader på materielle verdier. Fagleder Industrivern leder røykdykkerlag, førstehjelpsleder og innsatspersonell og tildeler oppgaver som er nødvendige i forhold til den hendelsen som er oppstått. Fagleder Industrivern skal opprette sikkert skadestedssenter (KO/ILKO), identifisere sikker kjørerute og i samarbeid med Førstehjelpsleder identifisere egnet sted for opprettelse av samleplass for skadde. Når nødetater ankommer skadested skal Fagleder Industrivern gi en situasjonsrapport til politiets Innsatsleder/Innsatsleder Brann om pågående hendelse, status på POB, potensialvurdering knyttet til hendelsen, hva som er gjort/pågående tiltak og mål med innsatsen. Fagleder Industrivern plikter å bidra til godt samvirke mellom alle aktører på skadestedet.



Figur 4-15 Organisasjonskart for IMT (2.linje) beredskap ved HLNG

Beredskapsoppgaver for Incident Management Team (IMT)/ 2.linje beredskapsledelse

Incident Commander / Stabsleder i 2. linje har ansvar for å lede 2. linje beredskapsorganisasjon iht. proaktiv metode ved å påse at personellomsorg ivaretas, loggføre aksjoner som iverksettes, sikre varsling, informasjon og kommunikasjon, ivareta kontakt mot Equinor 3. linje, samt sikre kommunikasjon og informasjon til 1. og 3. linje, og opprette kontakt med fagmiljø og ressursgrupper for å bistå 1. linje med faglig og teknisk kompetanse, dokumentasjon, informasjon, råd og veiledning. Videre har IMT (2. linje) ansvar for å kommunisere med myndigheter når det er relevant, ha kontakt med nødvendige myndigheter/institusjoner ved oljevernaksjoner. Det er også IMT (2. linje) som i samarbeid med politiet har ansvaret for å planlegge og gjennomføre evakuering av Melkøya.

IMT har også ansvar for: Støtte og bistå 1. linje, skaffe til veie nødvendige ressurser, sikre fortløpende personelloversikt, ved behov opprette arbeidsgrupper for faglig støtte og rådgivning, fortløpende vurdere behov for utskiftninger og disposisjon av tilgjengelig mannskap i 1. linje og 2. linje, bistå med kartlegging og fortløpende vurdering av situasjonen/hendelsen, sørge for deling av relevant informasjon til berørte parter ved HLNG, i samråd med beredskapsleder vurdere og beslutte når hel eller delvis demobilisering kan starte, sørge for- og iverksette «debrief», tilrettelegge for gransking og vurdere utarbeidelse av sluttrapport etter avsluttet operasjon

5 Hendelsesforløp og beredskap

Hendelsesforløpet forut for brannen og i beredskapssituasjonen er beskrevet i prosatekst i det følgende. Brannforløpet er vist i en kronologisk bildeserie i App B. Det er satt søkelys på de aktivitetene/delhendelsene som hadde betydning for den uønskede hendelsen og konsekvensene. Andre aktiviteter er tatt med i den grad det er nødvendig for å forstå hendelsesforløpet. Fotografiet under viser hvor på anlegget hendelsen inntraff.



Foto: Stein Lyder, ref. /38/

Figur 5-1 Brann i luftinntaket på gassturbin GTG4 mens trykkavlastering pågikk.
Fotografert fra Sørøysundekspressen.

5.1 Hendelsesforløp

5.1.1 SAP-historikk for filterhus og tilhørende anti-is varmevekslere

SAP-historikk viser at filter har blitt skiftet med litt ujevne intervall, men i henhold til vedlikeholdsstrategien. I en periode før 2013 var det under vedlikehold blitt observert tilfeller der rammer for enkelte av de aktuelle filtrene hadde smelteskader. Dette ble ikke sett i sammenheng med at det kunne oppstå overoppheting og selvantennelse. Erfaringen ble dermed ikke innarbeidet i SO-dokumentasjon og ikke registrert i Synergi som hendelser med HMS-potensial. Registrering ble gjort i vedlikeholdssystemet. Beskrivelse av omfang av skadene mangler. Filterbytte for GTG4 ble sist registrert i SAP 06.05.2015. Den 15.04.2020 ble det utført visuell inspeksjon av filtrene i GTG4. Filtrene ble beskrevet som litt skitne, men ble ikke byttet. Strategien for skifte av filterposer har i hele selskapet vært å skifte «ved behov», ref. 4.5.2

På anti-is varmeveksleren 81-HE-401 til GTG4 er det i SAP registrert arbeidsordrer som viser at det har vært små oljelekkasjer/svette, ref. /15/. Den 15.10.2019 ble det skrevet notifikasjon for å utbedre hetoljelekkasje fra anti-is veksler på luftinntak i GTG4. Utbedring ble gjennomført 22.11.2019. Lekkasjested ble sjekket etter 3 dagers drift og der var ingen lekkasje.

5.1.2 Pandemi, utsettelse av revisjonsstans og andre utfordringer

Som følge av Covid-19 pandemien innførte regjeringen 12.03.2020 strenge pandemiltak. Dette medførte utfordringer med hensyn til tilgang på tilreisende personell fra utlandet. 16.03.2020 ble det også innført karantene for personer med hjemsted i sør-Norge for kommunene i vest-Finnmark, noe som fikk betydning for ukependlerne. Nasjonale og regionale pandemiltak gjorde det vanskelig å gjennomføre den planlagte revisjonsstansen, og denne ble derfor besluttet utsatt til 2021. De mest kritiske revisjonsstansaktivitetene relatert til sikker og effektiv drift ble likevel planlagt å gjennomføre i en (14-17 dagers) stans i Q3/Q4 2020. Utsettelse av revisjonsstans medførte mange endringer, ekstra arbeid og kostnader.

Året 2020 hadde allerede bydd på mange utfordringer med hensyn til stabil og effektiv drift. Etter at beslutningen om utsettelse av revisjonsstans var tatt, gikk anlegget inn i en ny stans på grunn av forhøyede kvikksølvverdier, ref. kap. 10. Beslutningen om nedstengning for å gjennomføre nødvendige utbedringer ble tatt den 17.04.2020, men nedkjøring ble utsatt flere ganger. Stansen varte fra 17.05-26.6.2020.

Anlegget var i normal drift i perioden 26.06-10.09.2020. Forut for oppstarten, som ble påbegynt 24.09.2020, hadde anlegget stått i 14 dager på grunn av en følgefeil forårsaket av oppstart av en ny strømlinje mellom Tyskland og Norge. Denne følgefeilen innebar også en gasslekkasje som ble besluttet gransket, men granskingsarbeidet var ikke kommet i gang før brannen oppsto på grunn av anleggets restriksjoner knyttet til Covid-19.

Dette var hendelser som krevde betydelig omlegging av prioriteringer, oppgaver og planer ved anlegget. I sum var det svært krevende og belastende for organisasjonen å snu seg rundt og finne løsninger på kort varsel med den kapasitet og kompetanse som var tilgjengelig.

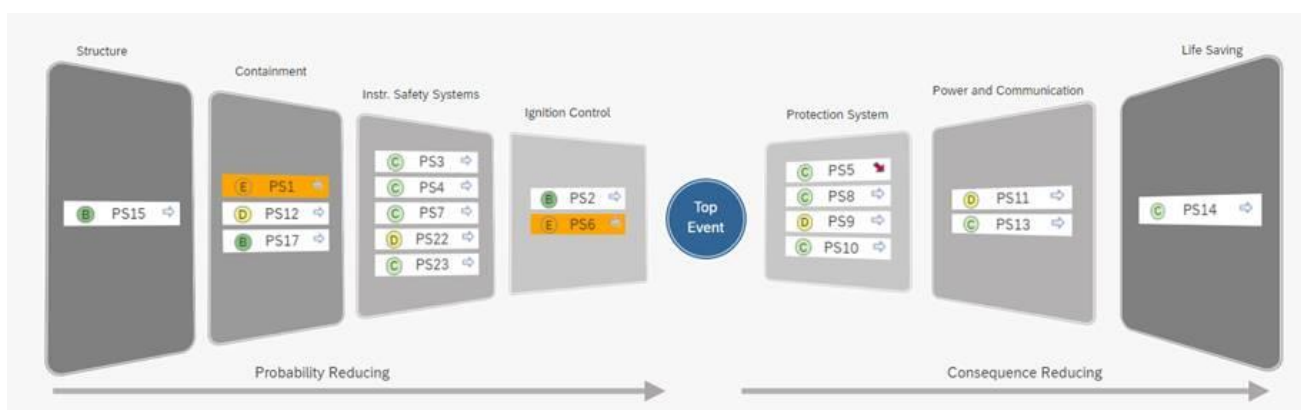
Den 24.09.2020 hadde PTIL gjennomført elektro- og storulykkesetilsyn på anlegget. PTIL påviste i dette tilsynet avvik og forbedringspunkter knyttet til elektrotilsynet i 2017. Videre ble det påvist avvik når det gjelder risikohåndtering knyttet til bidragsyttere til storulykke, se mer om dette i kap. 9.

Arbeidsbelastning og motivasjon

Opplevd arbeidsbelastning for det tekniske personellet på anlegget hadde lenge vært stor, og motivasjonen hadde vært synkende. GPS-undersøkelsene for perioden 2017-2020 viser at det har vært vedvarende lav score på de relevante kategoriene i organisasjonen over tid, ref. /16/.

5.1.3 Oppstart av anlegget 24.09.2020

Det var usikkerhet i stansteamet, ref. /36/, knyttet til TIMP-status i anlegget, spesielt for Containment/PS1 og Tennkildekontroll/PS6. TPO vurderte usikkerheten knyttet til to varmevekslere (54-HA-101A og 20-HA-101) som var blitt reparert, og forsikret om at disse var klare for oppstart ref. /37/. Granskingsgruppen har ikke mottatt informasjon som viser at det ble gjennomført en samlet risikovurdering for anlegget før oppstart.



Figur 5-2 TIMP-status den 23.09.2020

Fra oppkjøringen startet 24.09.2020 var det flere hendelser hvor feil og mangler påvirket oppstarten av anlegget.

Utdrag fra skiftlogg:

- 46-TR-101, gasslekkasje, funn av løse bolter på mannhull M2/46-LD-0134
- Utbedring av gasslekkasje 20-HA-101 (Synergi 1628531)
- Amin-lekkasje på 22-HB-102, fant en løs bolt
- Trippet 25-KA-103 kl. 22.30 på grunn av Hetolje tripp, feiloperering, la inn feile verdier i kontrollrom
- Kjørt ramp 2 og 3, og da det var 10 min. igjen av rampen trippet hot oil
- Manglet flow på ventil 1531 selv om ventilen var ca. 20% åpen. Årsaken var at 25-LD-0272 sto manuelt stengt
- Gassalarm på jetty (Kai) pga. trykkavlastning til friluft fra etan-fylleslange på båten. Dette ble oppdaget noen sekunder før alarmen gikk på CCTV 5 – tok fokus fra oppstarten
- Ifølge skiftlogg, , var det flere mindre gasslekkasjer som måtte følges opp av operatør

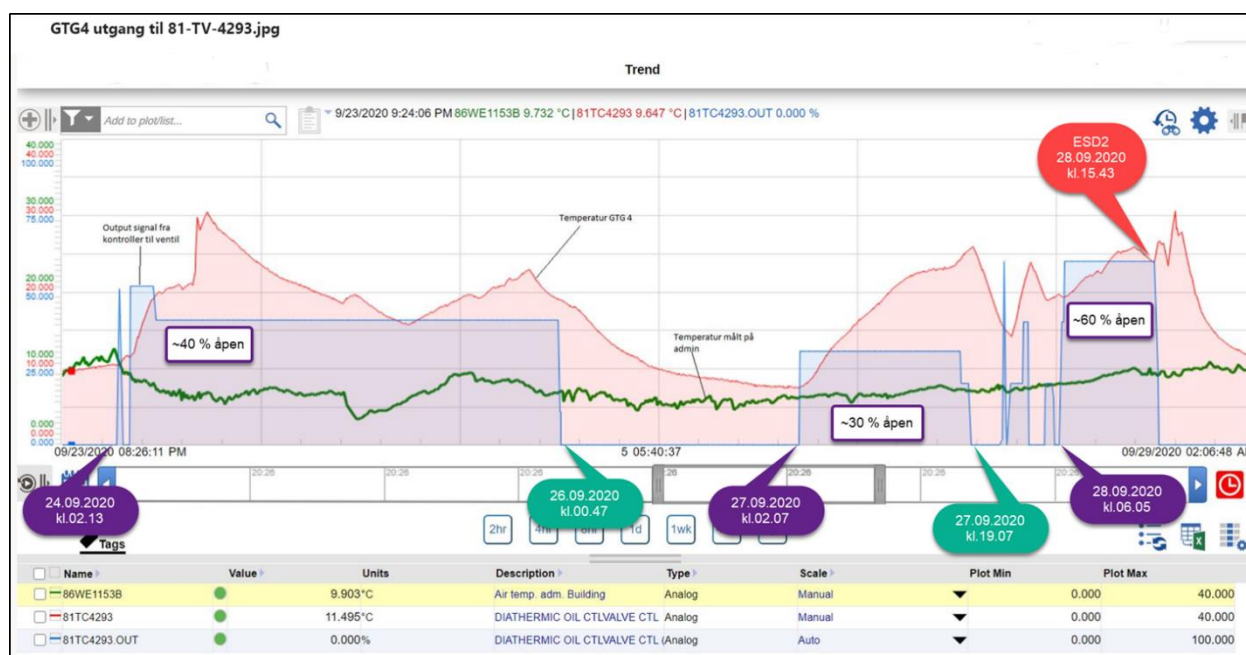
Med unntak av gasslekkasjen på 20-HA-101 ble disse hendelsen ikke registrert i Synergi. Da gassturbin GTG4 skulle startes opp den 23.9.2020 oppsto en feil i startsekvensen. Feilsøking ble startet 28.09.2020 og vedlikehold av hydraulikkstarter pågikk da hendelsen inntraff, men vedlikeholdspersonellet hadde avsluttet arbeidet for dagen.

Ventil for hetolje 81-TV-4293 ble satt i manuell

Under oppkjøring av anlegget er det sekvensen av utstyr som startes opp som er styrende; og for kontrollromsoperatøren som har ansvar for hjelpesystemene innebar det å sørge for god kontroll av strømtilførsel, samt kontroll på temperatur i hetoljesystemet. Metode for regulering av temperatur i hetoljesystemet er mangelfullt beskrevet i SO-dokumentasjonen. Det har i praksis vært opp til den enkelte kontrollromsoperatør å få dette til på best mulig måte («work around»), og derfor avhengig av opplæring, skjønn og erfaring for «hva som pleier å fungere for å få til en best mulig oppkjøring». Flere av operatørene har benyttet anti-is varmeveksleren i gassturbinene til å ta ut overskuddsvarme fra hetoljesystemet ved å sette den automatisk styrte ventilen for hetolje inn på en anti-is varmeveksler i manuell og åpne den. Anti-is

varmeveksleren er ikke ment brukt til dette formålet. For ikke å forstyrre de fire andre gassturbinene som var i drift falt valget på gassturbin GTG4.

Figur 5-3 viser regulering av ventil 81-TV-4293, (markert med blått), og at den var blitt åpnet og stengt gjentatte ganger i løpet av perioden 24.-28.09.2020. Ventilen var åpen; ca. 50 t i perioden 23.-25.09.2020 med ca. 40% åpning, den 27.09.2020 ca. 20 t med 30% åpning og 28.09.2020 ble ventilåpningen satt i 60% åpen posisjon rett før skiftbytte om morgenen, og ble stående slik i ca. 11 t fram til brannen ble oppdaget. Det ble nevnt i skiftbyttet at ventilen var satt manuelt i 60 % åpen posisjon, men på hendelsesdagen ble ikke dette notert i skriftlig handover. Grønn kurve viser utetemperatur målt ved administrasjonsbygningen og den røde kurven viser temperatur målt av temperatursensor som henger i underkant av det nederste takutstikket på GTG4, ref. kap. 4.3.4 . Dersom ventilen (81-TV-4293) hadde stått i «auto», (altså i henhold til design, ref. kap 4.3.4) ville den ha vært stengt.



Figur 5-3 Manuell regulering av ventil for hetolje i luftinntaket på GTG4²

5.1.4 Detektorutslag i filterhus GTG4

På formiddagen den 28.09.2020 ca. kl. 10 registrerte en av kontrollromsoperatørene at en av linjedetektorene i filterhuset til gassturbin GTG4 gikk i «block» («skitten»). Ca. en halv time senere registrerte han at også en annen linjedetektor gikk i «blokk» i GTG4 filterhuset. Gassturbin GTG4 var ikke i drift, og kontrollromsoperatøren visste at det pågikk vedlikehold på denne gassturbinen. Problemet med gassdetektorene ble forbundet med det pågående vedlikeholdet, og «sjekk og rapporter» ble derfor ikke utført. Assisterende skiftleder ble heller ikke informert. Kontrollromsoperatøren ville skrive en notifikasjon på disse detektorene før skiftavløsning. I kontrollrommet var oppmerksomheten rettet mot å få anlegget i gang etter en lang periode med ulike driftsproblemer.

² Figuren er vist i større format i App C.

5.2 Beredskap

5.2.1 Røyk ble oppdaget

En operatør som var ute i felt sammen med to lærlinger oppdaget røyk i anlegget. Operatøren meldte fra om dette på radio, men på feil radiokanal. En annen operatør fanget dette opp og varslet umiddelbart på riktig UHF-kanal til kontrollrommet: «Noe skjer ved GTG4», ca. kl. 15.40.



Figur 5-4 Gassturbinene sett fra øst ca. kl. 15.43, Skorsteinen til GTG4 lengst til høyre i bildet, CCTV kamera 37³.

5.2.2 Strømbrudd på Melkøya og i Hammerfest by

Samtidig med at ESD2 (nødvastengning) ble utløst kl. 15.43 falt strømmen ut både på Melkøya og i deler av Hammerfest by. ESD2 førte til at alle turbinene mistet fyrgass, og dermed opphørte strømtilførselen til anlegget. Dette resulterte videre til nedstengning av kjølevann og instrumentluft. Elkraftvakten kontaktet Hammerfest Energi og Statnett, informerte om situasjonen og avklarte med disse aktørene at HLNG kunne kobles til GRID igjen. Strømmen kom tilbake i byen og i hovedinntaket på Melkøya kl.16.08. Elkraftvakt kommuniserte dette videre til Elektro Beredskap (Skiftelektriker) som foretok innkoblingen av GRID kl. 16.10 og kort tid senere også forsyning ned til 82-EM-350A. Beredskapsledelsen ville trykkavlaste prosessområdet før personell fikk gå inn. Skiftelektriker la strømmen tilbake på 82-EM-350B i L-105 kl. 18.40. Denne leverer strøm til sjøvannspumper og luftfabrikk.

Luftgassfabrikken falt ut da en mistet strømforsyningen. For å opprettholde instrumentluft i anlegget anså beredskapsledelsen at det var nødvendig å sende personell ut i anlegget for å snu et rørbend fra instrumentluft reservetanker (ca. 230 m unna brannen i GTG4). Dette gjorde det igjen mulig å fortsette trykkavlasting i deler av anlegget som lå lenger unna brannen og opprettholde Ex-sikring av spenningssatt utstyr (motorer).

5.2.3 Varsling og mønstring av beredskap

Kontrollrommet mottok melding fra en operatør i felt kl. 15.41. Fra vinduet i kontrollrommet (Sentralt KontrollRom, SKR) kunne kontrollromsoperatøren se at det steg svart røyk opp fra område 2 nær prosessområdet. Kontrollromsoperatøren sendte umiddelbart brann- og gass alarm og en PA-melding med beskjed om at «Alt ikke-kritisk personell: forlat øya». Alarmen ble endret til evakueringsalarm ca. kl. 15.43.

Skiftleder som var opptatt i et møte ble tilkalt, kom raskt på plass og gikk inn i rollen som On Scene Commander (OSC, beredskapsleder). Operatørene som var til stede i SKR var i mellomtiden gått inn i sine beredskapsroller; Tavlefører, Kommunikasjonsansvarlig og SKR-operatør. ERT (1.linje) forholdt seg til DFU3 – Brann/eksplosjonsfare.

³ Klokkeslett fra kamera 34,35,36,37 og 41 er korrigert med +5 min. ref. /39/

Det ble trippelvarslet til nødetatene kl. 15.41. I meldingen til nødetatene framgikk det at det var åpen ild på «barge'en» (i prosessområdet) og at ESD2 var iverksatt. Brann, Politi og Helse innsatsledere med lederstøtte mønstret i SKR. Det ble etablert Innsatsleders kommando-plass (ILKO) i SKR. Politiets innsatsleder og innsatsleder Brann var på plass ca. kl. 15.45. Øvrig mannskap møtte i branngarasjen.

Innsatslag og Fagleder Industrivern ble kl. 15.43 bedt om å mønstre i branngarasjen og avvente nærmere instruks om innsats. De ble værende der fram til ca. kl. 17.00, da trakk de opp i administrasjonsbygningen.

Vakten på Meland fikk ca. kl. 15.45 beskjed fra ERT (1. linje) om å stenge tunnelen for å unngå møtende trafikk, da nødetatene var på vei ut til Melkøya. Dette medførte usikkerhet for personell som allerede hadde fått instruks om å forlate Melkøya. Kl. 15.55 ble vakten på Meland instruert fra beredskapssentralen om å gjenåpne tunnelen.

Leder for Incident Management Team (IMT, 2. linje beredskap), dvs. Incident Commander (IC), ble varslet kl. 15.48. Vedkommende hadde allerede hørt PA-meldingen, sett røyken fra vinduet i administrasjonsbygningen, og derfor allerede varslet resten av IMT (2. linje) pr. telefon kl. 15.43. IMT (2. linje) ble forsterket med to personer som var til stede, i tillegg til de tre som inngår i IMT. IMT (2. linje) etablerte seg i beredskapsrommet, et rom som ligger like ved kontrollrommet.

IMT varslet PTIL pr. telefon kl. 16.21 og skriftlig varsel ble ettersendt påfølgende dag, ref. /4/.

IMT holdt sitt førstemøte kl. 16.21 - 16.30.



Figur 5-5: Situasjonsbilde kl. 16.00, CCTV-kamera 29⁴

⁴ Klokkeslett fra kamera 27,28,29 og er korrigert med +1 t 37 min. ref. /39/

IMT startet loggføring i CIM (IT-verktøy for loggføring i beredskapshendelser) kl. 16.17 og hadde mobilisert kl. 16.19, 40 minutter etter at brannen ble varslet. Det ble videre rapportert at Melkøya var evakuert.

Strategisk ledelse i IMT (2. linje) tok utgangspunkt i informasjonen som forelå da de avholdt sitt i førstemøte (Incident Brief). På dette tidspunktet, kl. 16.30 var potensialet vurdert til: «Mulig eksplosjon, Storulykke, Tap av liv, Tap av installasjon, Omdømme».

Umiddelbare aksjoner var varsling, støtte til ERT (1. linje) og varsling av påtroppende skift.

Equinor Notification Center (ENC) i Stavanger hadde fanget opp hendelsen på NRK.no og var i mellomtiden blitt oppringt både av COM og av media. ENC ble varslet kl. 16.05 og deretter kl. 16.09 av hhv. vaken på Meland og Incident Commander (IMT stabsleder). Fabriksjef ble varslet kl. 16.19 av IMT (2. linje) og møtte i SKR.

Crisis Management Team (CMT) ble varslet av ENC kl. 16.05. CMT (3. linje) mønstret kl. 16.20 i beredskapssentralen på Forus Vest og på Teams. CMT (3. linje) hadde problem med å få kontakt med IMT (2. linje) og oppnådde først kontakt med IMT (2. linje) en gang mellom kl. 17.45 og kl. 18.15. Førstemøte mellom IMT (2. linje) og CMT (3. linje) ble avholdt kl. 18.15. Konserntillitsvalgte ble informert av CMT (3. linje) ca. kl. 19.17.

5.2.4 Evakuering

Personell som var inne i anlegget (hotplant) da alarmen gikk, trakk raskt ut og de fleste som ikke hadde beredskapsoppgaver forlot øya. IMT (2. linje) skaffet transport til de som ikke hadde egen bil. I PA meldingen som fulgte evakueringsalarmen ble «alt ikke-kritisk personell» bedt om å forlate øya.

Prosessområdet (hot plant) var evakuert kl. 15.48.

Evakuering av Melkøya er DFU35. IMT (2. linje) som har en rolle med hensyn til evakuering av Melkøya oppfattet ikke at en hadde to samtidige DFU'er; både DFU3 – Brann/eksplosjon og DFU35- Evakuering av Melkøya.

Det at tunellen ble sperret samtidig med at personell var blitt bedt om å forlate øya på grunn av brann i område 2, nær barge'en skapte usikkerhet, og det er rapportert at enkelte valgte å kjøre til tross for at tunellen var stengt med rødt lys. Sperring av tunellen opphørte kl. 15.55.



Figur 5-6 Evakueringsrute for kontraktører fra Nybyen til administrasjonsområdet

Kontraktørpersonell som var i Nybyen hørte alarmen på PA og samlet sitt personell fra fabrikkområdet og Nybyen. De var totalt 16 personer. De gikk i samlet tropp så raskt de kunne til mønstringsplass i den gamle leiren og registrerte seg på mønstringsleser i henhold til beredskapsinstruks. Det er ikke PA-dekning i området mellom Nybyen og administrasjonsbygningen. De fikk derfor ikke meldingene som ble gitt over PA-anlegget under evakueringen. På mønstringsplassen ble de stående en stund og vente på videre informasjon. I henhold til beredskapsplan skulle de ha blitt møtt av vektorselskapet. Da ingen kom, valgte de å forflytte seg raskt til mønstringsplassen ved administrasjonsbygningen. To biler passerte dem da de var på vei mot administrasjonsbygningen, men de fikk ikke tilbud om skyss. På mønstringsplassen ved administrasjonsbygningen var der ingen som møtte dem, og ingen i følget (alle var kontraktører) hadde gyldig adgang til administrasjonsbygningen som var låst. Det hersket usikkerhet i gruppen. Ingen hadde bil tilgjengelig i området utenfor Sørporten og de var usikre på hvordan de skulle kunne komme seg ut fra øya, som for dem allerede virket helt forlatt. Leder i gruppen fikk etter hvert kontakt med personell som befant seg inne i administrasjonsbygningen, og transport med «site-taxi» ble organisert. Sjåfør i site-taxi hadde instruksjon om ikke å ta flere enn 5 personer på grunn av Covid-19, men ble instruert av Equinor-personell om å ta med alle.

Gruppen med kontraktører var preget av at de var blitt forlatt på Melkøya i det som ble opplevd som en kritisk situasjon, og de hadde liten kunnskap om potensialet i hendelsen. I denne gruppen var det også en lærling som hadde sin første arbeidsperiode inne på et gassanlegg. De sprang til Nybyen og gikk videre derfra sammen med resten av gruppen.

Kl. 16.00 var POB på Melkøya, inkludert ERT (1. linje) IMT (2.linje), nødetater og andre ressurspersoner 68 personer.

Kl. 18.00 var POB på Melkøya inkludert ERT (1. linje), IMT (2. linje) nødetater og andre ressurspersoner 56 personer.

Ut over beredskap har det i intervjuene ikke vært tydelig hvem som ble regnet som «kritisk personell», dvs. viktig å holde igjen på Melkøya for å bistå i beredskapssituasjonen.

5.2.5 Hindre eskalering og bekjempe

Kontrollromsoperatørene iverksatte nødavstengning (ESD2) av prosessområdet kl. 15.43. Denne ble etter kort tid, kl. 15.53, stoppet for å prioritere nødavstengning av fyrgass systemet. Fyrgasssystemet var det nærmeste trykksatte HC-systemet ved brannstedet og representerte en mulig eskaleringsrisiko. Det var derfor viktig å få dette trykkavlastet tidlig. I henhold til beredskapstavlen var **fyrgasssystemet trykkavlastet kl. 15.55**. Prosessdata fra Aspen mottatt etter høringsrunden viser at trykket i fyrgasssystemet var redusert til 5 bara kl. 16.04.21 28.09.2020.



Figur 5-7: Situasjonsbilde kl. 16.01, CCTV-kamera 29

ESD2 for prosessområdet ble gjenopptatt kl. 15.56. **Prosessanlegget (barge og fyrgasssystemet)** var i henhold til beredskapstavle og initiale intervju **trykkavlastet kl. 16.38**. Noen deler av anlegget var imidlertid fortsatt trykksatt med hydrokarboner, men dette var i en del av anlegget et stykke unna brannstedet.

De automatiske slukkesystemene ble aktivert umiddelbart etter at brannen ble varslet. Brannmonitorene har en oscillerende vannstråle og er installert for å dekke utstyr i prosessområdet. Strålen fra brannmonitorene kan styres fra kontrollrommet, men kan bare kobles fra (stenges av) ute i felt. Tre av monitorene ble styrt manuelt fra kontrollrommet for å rette stålene best mulig for å kjøle utstyr nær brannen.

Kl. 15.56 ble hetolje-systemet på WHRU isolert for å begrense tilstrømming, på grunn av drenering fra høyereliggende nivå via returlinjen, av hetolje til brannområdet.

Slusen for å slippe inn sjøvann i reservoaret for brannvann ble åpnet kl. 15.59. En ville sikre seg at den ble åpnet i god tid før en gikk tom for ferskvann, fordi en hadde erfaring med at det kunne ta tid å åpne slusen.



Figur 5-8: Situasjonsbilde kl. 16.38, CCTV-kamera 29. Anlegget var trykkavlastet.

Beredskapsfartøyet til *Goliat*, *Esvagt Aurora*, lå ute på fjorden og hadde tilbudt å assistere i slukkearbeidet. De tre taubåtene *Audax*, *Pax* og *Dux*, som normalt ligger ved Polarbase er en del av oljevernberedskapen, har også brannbekjempelseskanoner (FIFI-kapasitet for å kunne slukke brann i fartøy), og ble tilkalt for å øke slukke-/kjøleeffekt. Kjente svekkelser i anlegget (to varmevekslere, pakkboks for ventil i anlegget, risiko for gasslekkasje) var medvirkende til at beredskapsledelsen ikke ønsket å sende personell inn i området. I beredskapsrommet ble det enighet om å ta i bruk støtte fra båtene for brannbekjempelse, og beslutning om dette ble tatt av beredskapsleder kl. 16.30.

Esvagt Aurora ble kontaktet kl. 16.35 og slukkeinnsats fra dette fartøyet ble iverksatt kl. 16.56. Vann på brannen fra *Esvagt Aurora* ble oppnådd ca. kl. 17.11. *Audax* gikk i innsats med brannbekjempelseskanoner kl. 16.38. *Audax* hadde begrenset effekt på selve brannen på grunn av begrensning i kastelengde, men bidro med kjøling av nærliggende prosessutstyr. *Pax* ankom sikkerhetssonen ca. kl. 16.30. En tredje taubåt, *Dux* fra Polarbase var også klar til å assistere fra ca. kl. 18.50.

Det ble i forkant gjort en risikovurdering med hensyn til vanntrykk fra brannbekjempelseskanonene, og det ble lagt vekt på å unngå vanntrykk horisontalt inn i anlegget. Dette ble tilstrebet ved å sende vannstrålen inn med så høy angrepsvinkel som mulig. *Esvagt Aurora* ble styrt inn mot brannen etter instruksjon fra beredskapslaget (ERT) i kontrollrommet på grunnlag av observasjoner på CCTV om hvordan vannstrålen traff brannen i luftinntaket. Brannbekjempelse med FIFI-kanonene på *Esvagt Aurora* hadde god effekt på brannen.



Figur 5-9: Situasjonsbilde kl. 17.20, CCTV-kamera 29 *Esvagt Aurora* FIFI treffer GTG4



Figur 5-10: Situasjonsbilde ca. kl. 17.40.

CCTV kamera 29

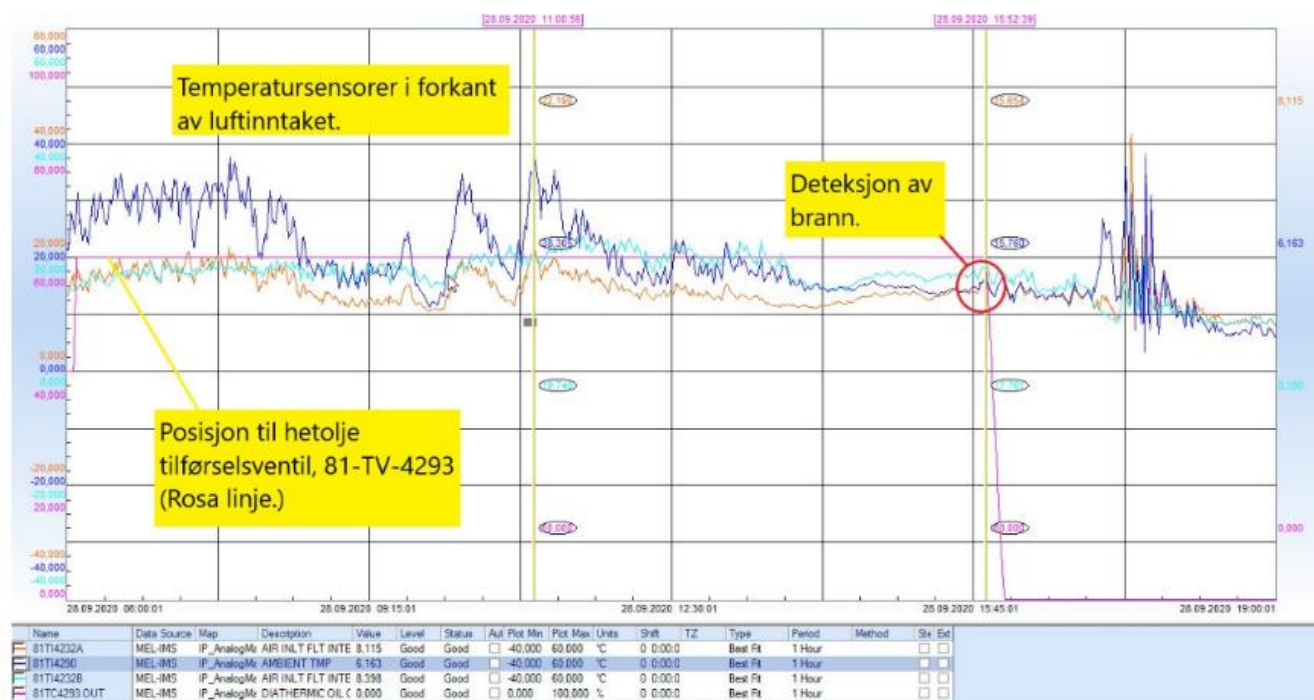
Kl. 17.54 ble det sendt ut to røykdykkere i anlegget for å snu to bend på 55-PS-101C og 60-KA-101B. Avstanden til brannen var ca. 230 m. På dette tidspunktet var det ikke synlige flammer i GTG4, kun hvit røyk/damp. I tidsrommet kl. 18.32-18.56 var to elektrikere ikledd røykdykkerutstyr ute i anlegget for å resette elektrisk vern i L-105.

Kaldfakling

Temperaturplott fra prosesskontrollsystemet ASPEN viste at kl. 17.05 sank temperatur på lavtrykks (LT)-fakkel under 100 °C. Ifølge beredskapslogg fra ERT (1. linje) ble det registrert kl. 20.49 at LT fakkel var slukket, og det ble satt aksjon på å få tent denne. Det viste seg at propanflaskene som benyttes ved tenning av fakkel var tomme. Beholdningen av fakkelskudd var liten, og beredskapsloggen viser at det ble satt aksjon for å skaffe tilveie flere fakkelskudd kl. 22.26. Kl. 22.35 var det skaffet 100 ekstra skudd. Temperaturregistrering i ASPEN viste at kl. 23.56 fikk en temperaturøkning i LT fakkel.

Vurdering av risiko: risiko ved manuell innsats i forhold til risiko for anlegget

Innsatsleder Brann planla underveis i hendelsen for manuell innsats. Han innhentet informasjon om temperaturmålinger i nærheten av brannstedet, sjekket for eventuell BLEVE⁵-risiko, forsikret seg om at det var tilstrekkelig med skum tilgjengelig, samt planla rute og mulig fluktrute dersom brannen skulle eskalere. Temperatur i nærliggende område, målt av tre temperatursensorer som var montert på den nederste takutstikket på GTG4 (81-TE-4232A/B81-TE-4 og 81-TE-4290) viste at temperaturen før og under brannen maksimalt nådde ca. 40 °C. Sensor 81-TE-4232B fungerte også etter at slukkearbeidet var avsluttet.



Figur 5-11 Temperaturutvikling målt av temperatursensorer montert på nedre takutstikk på GTG4

Ulik forståelse av begrepet *sikker sone*, App E, skapte uklarhet ved beslutning om innsats. Politiet ønsker ingen personer innenfor det de har definert som sikker sone, men brannmannskap er trent til å jobbe i rød sone, dvs. innenfor den avgrensningen som politiet regner som sikker sone. Politiet satte først en sikkerhetssone på 400 m, den ble senere redusert til 150 m for at fartøyene skulle komme nært nok til brannstedet. Politiet, som hadde det formelle ansvaret for beredskapshåndteringen, hadde gitt oppgaven over til On Scene Commander (OSC), dvs. til beredskapsleder.

Det var mange personer til stede i beredskapsrommet/kontrollrommet som ikke hadde beredskapsoppgaver, men var blitt tilkalt og/eller kom for å hjelpe til. Stemningen i beredskapsrommet var rolig og behersket, men situasjonen framsto som usikker. Røyken fra GTG4 var mørk, og lett synlig fra vinduet i kontrollrommet og på CCTV-kameraene. Etter å ha rådført

⁵ BLEVE – Burning Liquid Expanding Vapour Explosion En BLEVE er en eksplosjon som følge av at en trykksatt væskefylt metallbeholder blir utsatt for kraftig oppvarming og deretter revner som følge av økning i innvendig trykk og/eller svekkelse av beholderens vegg

seg med politiet og ressurspersoner som var til stede i rommet, besluttet OSC (beredskapsleder) å fortsette brannbekjempelse med Esvagt Aurora ca. kl. 19.03.



Figur 5-12: Situasjonsbilde av slukkearbeid med FIFI-fartøy i perioden med tussemørke⁶ Foto: Christian Kråkenes/NRK

Parallelle aktiviteter og ny vurdering av manuell innsats

IMT (2.linje) kalte inn en intern ressursperson for slukketeknisk- og beredskapsstøtte for å bistå beredskapsledelsen med hensyn til vurdering av brannbekjempelse og branntekniske forhold. Vedkommende ankom beredskapssentralen ca. kl. 17.45, og foreslo å mobilisere brannslukkerobot som Oslo Brannvesen kunne stille til disposisjon. IMT (2. linje) besluttet å kansellere bestilling av slukkeroboter kl. 21.37 etter å ha sett dronevideoen som bekreftet at det hverken var synlig ild eller røyk ved GTG4.

Innsats fra Esvagt Aurora hadde en positiv effekt på brannen. Kl. 18.50 ble det besluttet å trekke vannstrålen fra Esvagt Aurora vekk fra brannområdet i en periode på 6 minutter for å se om det fortsatt var flammer. Det ble da ikke observert åpne flammer. Esvagt Aurora ble tatt inn igjen kl. 19.03 for å fortsette med kjøling av anlegget.

Anleggets egne fastmonterte automatiske brannmonitører spylte sjøvann inn over anlegget kontinuerlig fra brannmonitorene ble utløst kl. 15.43 og til de ble slått av 10 min etter midnatt den 29.09.2020 (totalt ca. 1700 m³/time). Monitorene måtte stenges fysisk ute i anlegget.

Med informasjon om at anlegget hadde vært trykkløst siden kl. 16.38, termoelementene nær brannstedet viste at det var liten strålevarme fra brannen nedover og sideveis, samt ingen BLEVE-risiko som følge av brannen, vurderte innsatsleder Brann og hans lederstøtte risiko som akseptabel for deres brannmannskap etter at det ikke lenger var synlige flammer (ca. kl. 19).

Beredskapsledelsen var imidlertid fortsatt usikre på om brannen var helt slukket og om det var trygt å sende brannmannskap i innsats. Dette ble begrunnet med at det var blitt mørkt og vanskelig å få godt nok inntrykk av situasjonen fra CCTV-kamera og fra vinduet i kontrollrommet. Det ble derfor foreslått å ta inn en drone for å observere grundigere. Hverken nødetatene eller Equinor hadde drone tilgjengelig lokalt, men klarte likevel å mobilisere en drone.

I mellomtiden, mens man ventet på dronen, fortsatte Esvagt Aurora brannbekjempelse og pumpet sjøvann med en rate på 3600 m³/time inn mot GTG4. Fra ESD2 ble iverksatt kl. 15.43 og i ca. 20 minutter ble det benyttet brannvann (ferskvann) og deretter sjøvann fram til 10 minutt etter midnatt, 29.09.2020 kl. 00.10.

⁶ Den 28.09.2020 gikk solen ned kl. 17.58, alminnelig tussemørke fram til kl. 19.01, nautisk tussemørke fram til kl. 20.17 og astronomisk tussemørke fram til kl. 21.38. Det var tussemørke fra solen gikk ned og fram til kl. 21.38. Ref. astronomisk tabell for sol og skumring for Hammerfest 2020.

Dronen filmet i tidsrommet fra ca. kl. 20.30- 21.15. Esvagt Aurora trakk seg litt tilbake for å gi bedre sikt for dronen i tidsrommet kl. 20.25-21.20, men gikk tilbake i posisjon og fortsatte spyling med brannkanon i tidsrommet ca. kl. 21.20 - 22.30.



Figur 5-13: Situasjonsbilde ca. kl. 21.10, bilde fra dronevideo

Innsatsleder Brann hadde utarbeidet en plan for manuell innsats via Sørport. Denne planen måtte revideres for å unngå å passere området nær lavtrykksfakkelen som hadde slukket, og en hadde problem med å få fyr på fakkelen.

Etter at beredskapsledelsen hadde sett gjennom dronevideoen, som viste at det hverken var synlig røyk eller flammer i området ved luftinntaket til GTG4, ble det kl. 21.48 besluttet av ERT (1. linje) å sende innsatspersonell inn med brannbil for å skumlegge. Kl. 22.00 ble det besluttet å iverksette manuell innsats og kl. 22.35 rapporterte ERT (1. linje) at alarm var slått av og brannmannskapet hadde begynt å gjøre klar for manuell innsats. Brann innsatslag entret anlegget via Nordporten og skumlegging startet ca. kl. 22.59. Brannen ble bekreftet slukket kl. 23.20.

5.3 Normalisering

Beredskapsutstyr ble tilbakestillt; alarmen ble slått av kl. 22.35 og de faste brannmonitorene ble deaktivert den 29.09.2020 kl. 00.10. Esvagt Aurora forlot Hammerfest og gikk mot Goliat den 29.09.2020 kl. 00.40.

5.3.1 Debrief

Debrief ble gjennomført i henhold til beredskapsplanen. Gjennomgangen hadde til hensikt å redusere følelsesmessig og emosjonell uro gjennom å få snakket ut om hendelsen. Det kom frem i intervju, at enkelte som var inne på overtid under hendelsen ikke ble fanget opp ved debrief.

Det ble deretter gjennomført debrief i flere omganger og på flere nivå. Det ble arrangert allmøter der det ble orientert om hendelsen og hvor det var anledning til å stille spørsmål. Det ble også arrangert gruppesamtaler for å gi en bedre forståelse av hendelsen, oppklare eventuelle misforståelser og bidra til den enkeltes bearbeidingsprosess. Psykolog fra Klinikk for Krisepsykologi ble mobilisert til HLNG for å være tilgjengelig for samtale for alle som ønsket det, ved flere anledninger i tiden etter brannen.

5.3.2 Skadebegrensning, preservering og tilbakestilling

Området rundt brannstedet ble sperret av i påvente av at granskingsgruppene fra PTIL, Kripos og Equinors egen granskingsgruppe skulle bli ferdig med sine undersøkelser. Fagdisiplinen mekanisk tok initiativ til, og fikk godkjenning for å gå i gang med vurdering av skadeomfang, skadebegrensning og preservering av turbinene dagen etter brannen. Tilstandsevaluering av anlegget ble iverksatt. Den første foreløpige planen utarbeidet av BCM for å få på plass nye kabler dannet beslutningsgrunnlaget for foreløpig estimering av stansperioden. Ressurstilgang på kvalifisert personell, lang leveringstid av deler og utstyr knyttet til kableskifte er det som danner kritisk linje.

Estimering av skadeomfang og forventet oppstart av anlegget

Det ble gjennomført en teknisk tilstandsevaluering av signal-, kraft- og B&G-kabler etter brannen, ref. /3/ og denne ble kvalitetssikret av fagstigen for elkraftsystemer i selskapet. Skader på kablene som følge av eksponering for oljedamp ble avdekket i 2017/2018 og det forelå en plan for utskifting. Før brannen var kablene ansett å ha svekket mekanisk styrke og dermed økt sannsynlighet for kabelbrudd og kortslutning, økt fare for antenning på grunn av oljefilm, samt økt fare for lysbue på grunn av svekket isoleringsevne og med risiko for branntilløp, eller strømgjennomgang for personell i området.

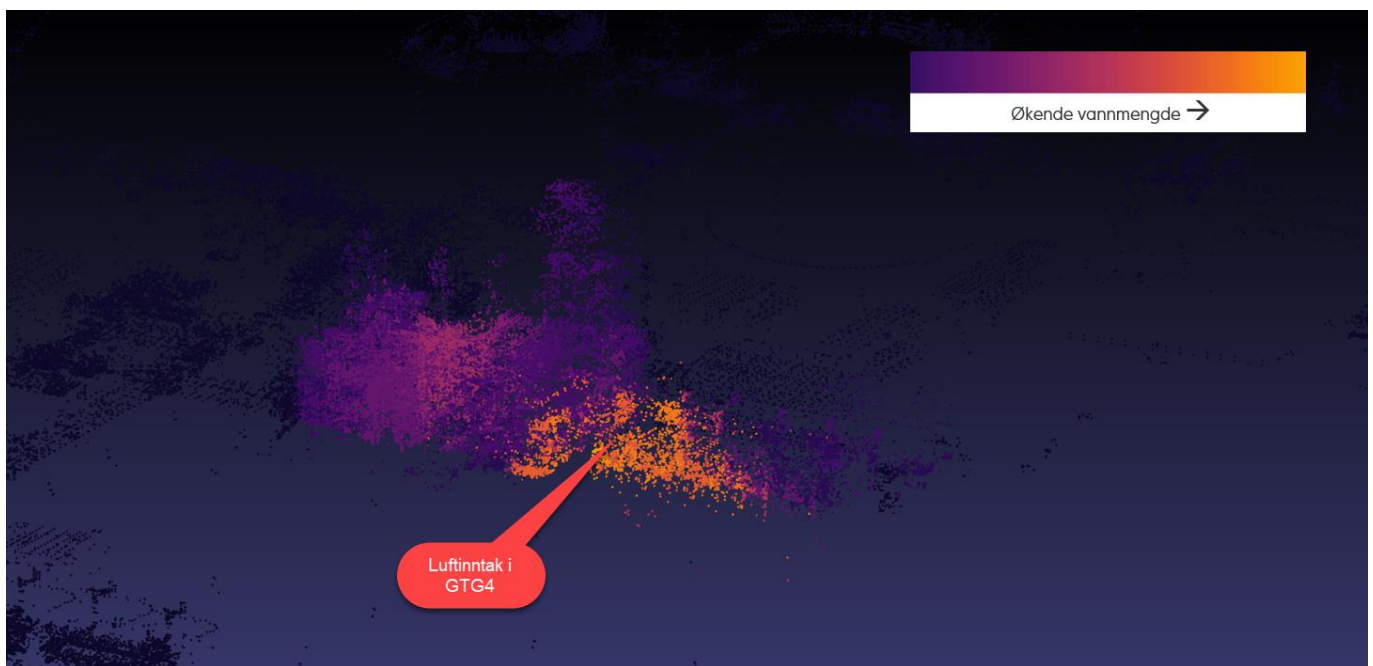
Kablene i brannområdet ved GTG4 ble skadet i hendelsen. Brannbelastningen i anlegget medførte ellers liten grad av direkte skade. Det ble imidlertid observert bevegelse på kabler og ellers store mekaniske skader i området for brannbekjempelsen som følge av bruk av vannkanoner under slukkearbeidet. Det ble i rapporten, ref. /3/, gjort en antagelse om at kablene også var blitt utsatt for mekanisk skade under brannbekjempelsen, det ble observert vann- og fuktskader for lys og koblingsbokser, samt gjort antagelse om vanninntrengning i kablene. Brannen introduserte nye usikkerheter og mulige svekkelser rundt kablene.

Det ble opprettet en egen prosjektgruppe som arbeider med å tilbake stille anlegget. Analyse viser at det totale antall utstyrskomponent (tags) utsatt for direkte vanneksposering er ca. 28.000. Skadekartleggingsgruppen hadde pr. 15.04.2021 sjekket ca. 19.000, og av disse var det avdekket funn som følge av brann eller slukkeskade, som av sikkerhets- eller oppstartshensyn må utbedres før anlegget kan settes i drift, på ca. 600 tags (A-punch). Områdene nær GTG3 og GTG4 ble utsatt for de største vannmengdene. Gassturbin GTG4 er tatt ut og sendt til leverandør for inspeksjon på grunn av sotskader. Det var spylt hull på kjøleribbene på transformatoren til GTG4. Det er observert inntrenging av sjøvann i mye av utstyret, vann inn i svanehalser, etc. Det er likevel kabeljobben som er styrende for stansens varighet. De øvrige funnene utbedres parallelt, men er avhengig av å få tilført tilstrekkelig ressurser med HLNG-kompetanse.



Figur 5-14 3-D modell av prosessanleggets og de 5 gassturbinene

(Kilde: Sindre Hove Bjørnøy)



Figur 5-15 Modell som viser estimert vanneksposering

(Kilde: Sindre Hove Bjørnøy)

5.3.3 Kommunikasjon

Brannen på HLNG var lett synlig fra Hammerfest by, og framsto som dramatisk med synlige flammer fra brannen og fra fakkel, i tillegg til massiv svart røyk. Brannen skapte bekymring og usikkerhet for innbyggerne i byen. Fabrikkseier informerte i nyhetssendingen på NRK kl. 19.00 om status. Det ble gjort flere tiltak hvor hendelsesforløpet har blitt gjenfortalt og eksplisitt forklart hvorfor det ikke var fare for byen. Det ble bl.a. avholdt digitalt folkemøte kort tid etter brannen med påfølgende mediedekning. Ekstern pressedekning med kommentarer fra talspersoner ble ivarettatt fra sentralt hold.



Figur 5-16 Brannen fotografert fra Hammerfest by før kl. 15.53 (Foto: Ukjent)

6 Konsekvenser

Med utgangspunkt i kategoriserings- og klassifiseringsmatrisen i WR-9592 er det gitt en beskrivelse av faktiske og mulige konsekvenser for relevante konsekvenskategorier i **Tabell 6-1**.

Tabell 6-1 Matrise for kategorisering og klassifisering av alvorlighetsgrad for hendelser⁷

Kategori	Personskade		Arbeidsrelatert sykdom (ARS)		Ukontrollerte utslipp		Lekkasjer av olje/gass/brennbare væsker*		Brann/eksplosjon		Feil på sikkerhetsfunksjoner og barrierer	Renommé	
	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	Mulig	Faktisk	Mulig
1	Dødsfall		Arbeidsrelatert sykdom som medfører død		Enkeltutslipp med langvarig virkning på miljøet, eller Utslipp av komponent > årlig forventet utslipp		>10 kg/sek. eller kortvarigs >100 kg		Hele innretningen/anlegget eksponert		Truer hele innretningen eller anlegget	Stor internasjonal negativ eksponering i media og mellom organisasjoner	
2	Alvorlig fraværsskade / alvorlig personskade		Alvorlig arbeidsrelatert sykdom		Enkeltutslipp med mellomlang miljøpåvirkning, eller Utslipp til komponent > månedlig forventet utslipp		1-10 kg/sek. eller kortvarigs >10 kg		Store deler av innretning/anlegg eksponert		Truer stor del av innretningen eller anlegget	Middels internasjonal negativ eksponering i media og mellom organisasjoner	
3	Øvrig fraværsskade eller personskade med alternativt arbeid		Arbeidsrelatert sykdom som medfører kortvarig fravær eller begrenset/alternativt arbeid		Enkeltutslipp med korttids miljøpåvirkning, eller Utslipp av komponent > ukentlig forventet utslipp		0,1-1 kg/sek. eller kortvarigs >1 kg		Deler av innretning/anlegg eksponert		Truer deler av innretningen eller anlegget	Nasjonal negativ eksponering i media, fra myndigheter på nasjonalt nivå.	
4	Medisinsk behandlingsskade		Arbeidsrelatert sykdom som medfører behandling fra autorisert helsepersonell		Enkeltutslipp med liten miljøpåvirkning, eller Utslipp av komponent < ukentlig forventet utslipp		< 0,1 kg/s		Lokalt område av innretning/anlegg eksponert		Truer lokalt område	Lokal/regional negativ eksponering i media, fra myndigheter og kunder	
5	Førstehjelpsskade		Øvrig arbeidsrelatert sykdom		Enkeltutslipp til omgivelsene med neglisjerbar miljøpåvirkning.		<<0,1 kg/sek. (vesentlig mindre enn 0,1 kg/sek.)		Neglisjerbar risiko for innretning/anlegg		Neglisjerbar fare for innretning/anlegg	Begrenset til få personer eller en kunde	

Tabell 6-2 Referansetabell for kostnader/tap ved HMS-hendelser i MMP (ref. /11/)

		1	2	3	4	5
Kostnader/tap*	Faktisk	Svært store kostnader/tap for innretning/anlegg	Store kostnader/tap for innretning/anlegg	Middels store kostnader/tap for innretning/anlegg	Mindre kostnader/tap for innretning/anlegg	Ubetydelig kostnader/tap for innretning/anlegg
	Mulig					

6.1 Faktiske konsekvenser

For hver aktuell konsekvenskategori har granskingsgruppen gitt sin begrunnelse for klassifiseringen:

6.1.1 Personskade

Ingen personer ble fysisk skadet i løpet av hendelsen.

⁷ I tillegg skal storulykkepotensialet vurderes av gransker i henhold til RM100 for de mest alvorlige hendelsene.

6.1.2 Arbeidsrelatert sykdom (ARS)

Flere oppsøkte lege for samtaler i etterkant av hendelsen. Det dreide seg i hovedsak ikke om tilstander og forløp som skal defineres som sykdom, men som naturlige reaksjoner etter en dramatisk hendelse.

Det var pr. 04.03.2021 meldt om to tilfeller av ARS, som følge av brannen, til myndighetene.

Arbeidsrelatert sykdom (ARS) er klassifisert med alvorlighetsgrad faktisk Gul 3 – «Arbeidsrelatert sykdom som medfører kortvarig fravær eller begrenset alternativt arbeid».

6.1.3 Ukontrollerte utslipp

Det ble ikke observert spor av hetoljelekkasje til grunnen. Tilgjengelig film (CCTV-opptak) fra brannen viser heller ikke at brennende olje har rent ned mot grunnen.

I forbindelse med slukkearbeidet ble det spylt hull i kjøler til oljefyllt trafo til GTG4, og en stor andel av transformatoroljen (av totalt 21,6 tonn, ~ 27 m³ olje) rant ut i pukk, som drenerer til åpent avløp. Det er ikke registrert utslipp av transformatorolje til grunnen eller sjøen. Transformatoroljen som lakk ut, drenerte til kummer/LNG-avfallsbasseng à 100 m³ kapasitet. Dette ble senere sugd opp, transportert vekk og behandlet som spesialavfall av et eksternt firma; SAR. Samlet sett ble det fra sugd opp ~ 30 m³ olje og 667 m³ vann forurensset med slukkeskum og spor av oljerester fra kummer/LNG-avfallsbasseng og 65-TP-105, ref. /40/. Dette betraktes som utslipp til systemer som er designet for å håndtere slike hendelser, og dette systemet har oppfylt sin designintensjon.

Det ble kaldfaklet 9283 Sm³ som følge av at fakkelen sluknet (basert på fiskal måling). Dette tilsvarer 5,54 tonn utslipp av metan under kaldfakling. I henhold til Virksomhetstillatelsen, ref. /21/, tillates et årlig utslipp på 220 tonn; dvs. at ukentlig ramme på 4,23 tonn ble overskredet med ca. 1,3 tonn metan. Det ble varmfaklet som følge av trykkavlasing. Estimert (varm) fakling var 3375 CO₂ eq. (tonn CO₂), ref. /41/.

Granskingsgruppen har klassifisert faktisk ukontrollerte utslipp med alvorlighetsgrad Gul 3 – «Enkeltutslipp med korttids miljøpåvirkning eller Utslipp av komponent > enn ukentlig forventet utslipp».

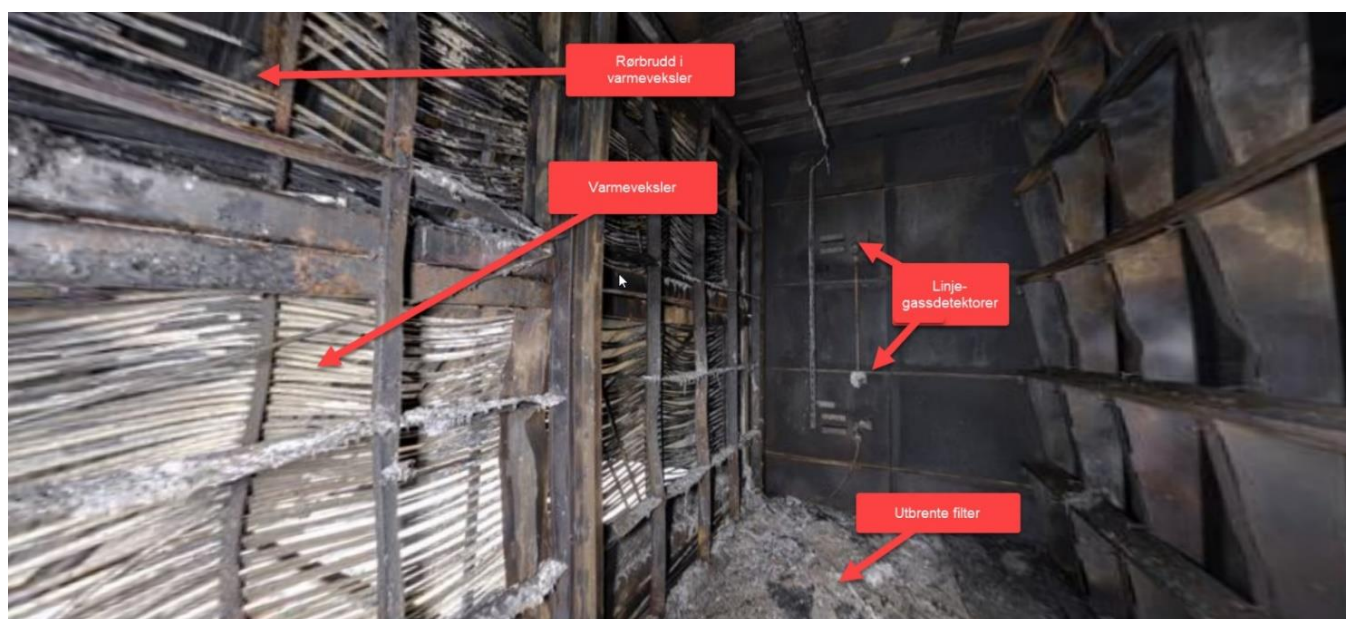
6.1.4 Lekkasjer av olje/gass/brennbare væsker

Det legges til grunn at det meste av hetoljen som lakk ut av varmeveksleren i luftinntaket på GTG4 brant opp. Det meste av hetoljen som ikke brant opp, drenerte sammen med slukkevann til kummer der det senere ble sugd opp av et eksternt firma og behandlet som farlig avfall. Det ble ikke observert lekkasje til sjø. Konsekvenser klassifiseres derfor under kap.6.1.3 og 6.1.5.

6.1.5 Brann

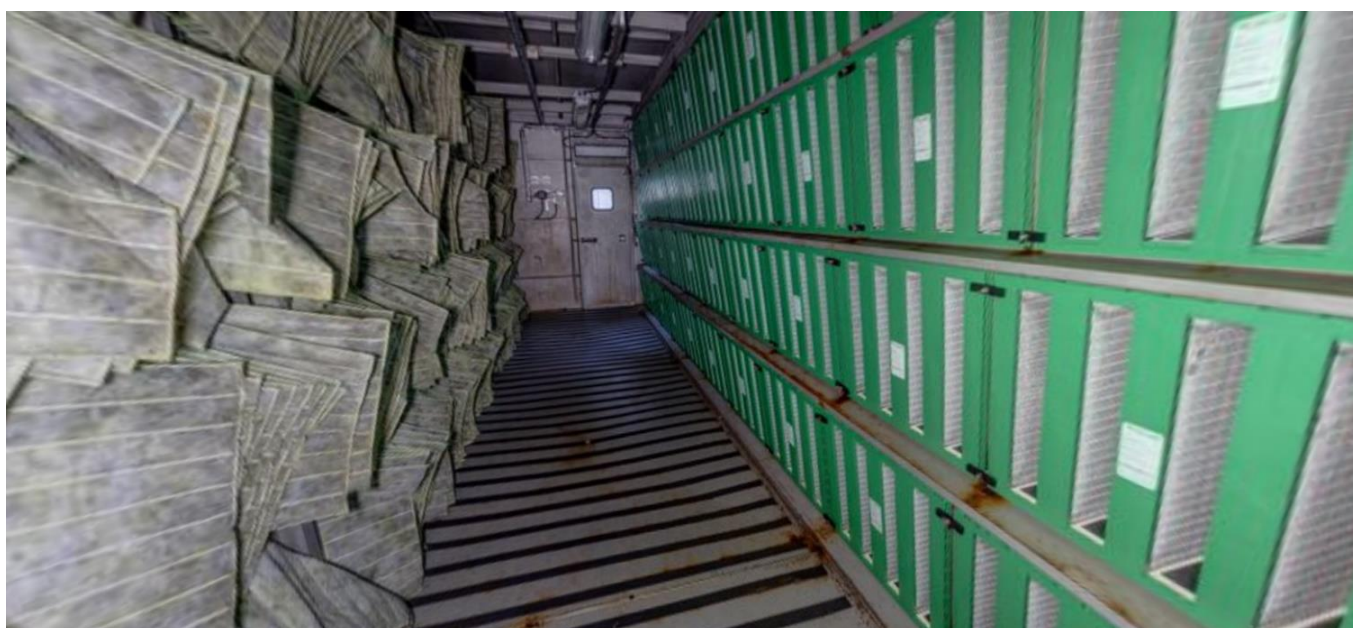
Brannen ble begrenset til filterhuset på GTG4. Selve filterhuset, med tilhørende utstyr, ble skadet i brannen. Videre har brannen medført sotforurensing innvendig i gassturbinen. Filterhuset på GTG4, med tilhørende utstyr, kan relativt enkelt bygges opp igjen, og regnes som en begrenset skade. Gassturbinen må sendes til spesialverksted for inspeksjon og rengjøring. Granskingsgruppen har klassifisert faktisk brann/eksplosjon med alvorlighetsgrad faktisk Grønn 4 - «Lokalt område av innretning/anlegg eksponert».

Brannslukking og nedkjøling under hendelsen utsatte både kabler og annet utstyr for store mengder sjøvann. Brannen i seg selv og brannslukkingen medførte nye usikkerheter og ytterligere svekkelse av kablene i dette området. Som følge av dette besluttet ledelsen ved HLNG å skifte alle skadde kabler i den aktuelle del av anlegget før oppstart. Beslutningen innebærer at anlegget vil bli stående nedstengt i om lag ett og et halvt år.



Figur 6-1 Innvendig i filterhuset 2. etasje etter brannen på GTG4

Foto: Kripos



Figur 6-2 Bilde fra filterhus med intakte filter (GTG5)

Foto: Kripos

6.1.6 Kostnader

Hendelsen har påført Equinor svært store kostnader og tap for anlegget. Kostnadene er primært relatert til reparasjon av brann- og slukkeskader og tapt produksjon. Kostnader og tap relatert til utsatt innfasing av nye felt kommer i tillegg til de direkte kostnadene relatert til hendelsen.

Granskingsgruppen har klassifisert faktisk alvorlighetsgrad med hensyn til kostnader rød 1 – «Svært store kostnader/tap for innretning/anlegg».



Figur 6-3 Foto av skadet luftinntak på GTG4, 1.10.2020

Kilde: Granskingsgruppen

6.2 Mulige konsekvenser

Granskingsgruppen har vurdert mulige konsekvenser for hendelsen med utgangspunkt i hva som kunne ha skjedd under «ubetydelig endrede omstendigheter». Ubetydelig endrede omstendigheter er i Equinor sin styrende dokumentasjon definert slik: «Det er bare tilfeldig at alternative utfall av hendelsen ikke inntraff, ikke hva som i verste fall kunne skjedd.»

6.2.1 Potensiell personskade

Det var ingen aktivitet i umiddelbar nærhet til luftinntaket på GTG4 da brannen oppsto. Ingen var i fare da det antente, og i ettertid er det granskingsgruppens vurdering at det skulle vesentlig mer til enn «ubetydelig endrede omstendigheter» for at personer skulle ha kommet til skade ved brannen eller bekjempelse av brannen. Granskingsgruppen har beregnet at varmestrålingen på bakkenivå, 37 m fra brannen, var ca. 1 kW/m² ref. App D, og ville således ikke vært til hinder for manuell innsats fra det åpne området vest for GTG4, se Figur 6.4.

Branntekniske forsøk ved Rise Fire Research, ref. App D, viste at varmgang i filtrene var sannsynlig brannårsak, og at en slik brann utvikler seg raskt når filtrene antenner. Dersom det var blitt foretatt en «Sjekk og rapporter» da to gassdetektorer i luftinntakets 2. etasje «gikk i feil» (linje-blokk) ca. 5-6 timer før brannen ble rapportert, er det sannsynlig at de ville ha kjent røyklukt og varme, og meldt fra om dette. Da filtrene antente var det rikelig lufttilgang i filterhuset som følge av tilførsel av en oppvarmet strøm av luft fra varmeveksleren. Forsøkene ved Rise Fire Research viste at selvantennelse mest sannsynlig skjedde spontant som følge av gradvis økende indre varmgang i filtre som ble utsatt for temperaturer over 160 °C. Åpning/lukking av dører i filterhusets 1. etasje ville sannsynligvis ikke påvirket antennelsen.



Figur 6-4 Åpent planert område ved anleggets gassturbingeneratorer

Kilde: Google map

Foruten hetolje eksponerte ikke brannen hydrokarbonførende utstyr eller rørapplegg. Kjøling av anlegget med brannmonitorene ble iverksatt umiddelbart, evakuering skjedde i løpet av de første ti minuttene og anlegget ble raskt trykkavlastet. Trykkavlastning av fyrgasssystemet, dvs. det systemet som var nærmest brannen, ble gitt høy prioritet i den første fasen, der man hadde lite informasjon om hendelsen. I ettertid er det granskingsgruppens vurdering at ved innsats skulle det derfor mer enn «ubetydelig endrede omstendigheter» til for at godt trent innsatspersonell i full brannmannsbekledning/PPE skulle kommet til skade under innsats mot brannen på GTG4, dvs. utenfra og i trygg avstand.

Granskingsgruppen klassifiserer alvorlighetsgraden for mulig personskade å være lik faktisk personskade. Det skulle mer enn ubetydelig omstendigheter til for at noen skulle bli skadet.

6.2.2 Mulige ukontrollerte utslipp og lekkasjer av olje/gass/brennbare væsker

Brannbekjempelses-fartøy er i henhold til TRA og Beredskapsplanen ikke en del av brannberedskap for produksjonsanlegget ved HLNG. Bruk av FIFI-fartøy inngår ikke i DFU3 brann/eksplosjon. En følge av brannbekjempelsen var at det ble spylt hull i kjølesystemet for trafo-olje. Maksimalt ukontrollert utslipp av trafoolje var 27 m³. Dette gikk til dreneringssystemet og ble senere håndtert som farlig avfall. Det er granskingsgruppens oppfatning at det ble gjort gode vurderinger med hensyn til styring av vinkel på vannstråle fra Esvagt Eurora. Dersom en ikke hadde hatt bevissthet om styring av vannstrålen fra *Esvagt Aurora*, er det mulig at slukkeskadene kunne blitt større.

Den initielle fasen av beredskapsinnsatsen ble håndtert godt. Det skulle mer enn ubetydelig endrede omstendigheter til for at skader og utslipp skulle bli større. Granskingsgruppen klassifiserer derfor mulig ukontrollerte utslipp til å være lik faktiske utslipp – Gul 3 «Enkeltutslipp med korttids miljøpåvirkning eller Utslipp av komponent > enn ukentlig forventet utslipp».

Granskingsgruppen har i ettertid vurdert at potensialet for ytterligere lekkasje av olje/gass/brennbare væsker som følge av brannen var begrenset fordi lekkasjepunktet for hetolje var begrenset til varmeveksleren i luftinntaket som brant. Potensialet var tatt ut i hendelsen.

6.2.3 Mulig brann og eksplosjon

ERT/1. linje viste initielt et godt handlingsmønster. ESD2 for prosessområdet ble aktivert umiddelbart etter at brannen var meldt inn. Deretter ble fyrgassrøret raskt identifisert som et trykksatt hydrokarbonførende system, og som var trykksatt fram til gassturbin GTG4. Det ble derfor prioritert å sette ESD2 i prosessområdet på vent mens fyrgasssystemet ble trykkavlastet. Da fyrgasssystemet var trykkavlastet fortsatte man videre trykkavlastning av prosessområdet. Prosessområdet var trykkavlastet kl. 16.38.

Sett bort fra fyrgassen til GTG'ene, er luftinntaket på GTG4 ca. 25 m fra annet trykksatt utstyr (50-VL-101, hetolje ekspansjonstank, 4 bar). Bærende struktur ble ikke utsatt for varmepåvirkning. Videre ble anleggets brannvannsmonitører og overrisslingsanlegg tidlig aktivert. Granskingsgruppens vurdering i ettertid er derfor at det ikke var fare for at brannen skulle eskalere til trykksatt prosessutstyr. Det var ingen nærliggende tanker med hydrokarboner i væskeform som eventuelt kunne gitt koking og overtrykking. Det var ingen BLEVE⁵-risiko. Brannen var avgrenset til dette området og det brant i filtre og hetolje. Varmebelastningen på omkringliggende områder er beregnet til maksimalt 1-2 kW/m², ref. App D

Flammeeksponerte rør i anti-is varmeveksleren gikk i brudd, og denne oljen brant. Det ble ikke observert brennende hetolje som strømmet utover og ned mot bakkenivå. Skadene på en av de oljefylte platekjølerene til generatorens trafo skyldes vanntrykket fra FIFI-fartøyets brannvannskanon.

Det er granskingsgruppens vurdering at det skulle mer enn ubetydelig endrede omstendigheter til for at den tilhørende generatoren ble involvert i brannen, og at selve brannen kunne medført vesentlig større konsekvenser. Potensialet i selve brannen ble tatt fullt ut. Granskingsgruppen klassifiserer derfor mulig alvorlighetsgrad for brann/eksplosjon lik faktisk alvorlighetsgrad – Grønn 4 «Lokalt område av innretning/anlegg eksponert».

6.2.4 Mulige kostnader

Granskingsgruppen anser at de faktiske kostnadene ved hendelsen allerede er på høyeste klassifiseringsnivå og klassifisering av potensialet i hendelsen samsvarer med de faktiske kostnader – Rød 1 «Svært store kostnader/tap for innretning/anlegg».

6.3 Feil på sikkerhetsfunksjoner og barrierer

Etter siste oppdatering av konsekvensklassifiseringsmatrisen (pr. 01.10.2020) skal kun potensialet ved «Feil på sikkerhetsfunksjoner og barrierer» vurderes. Fokus her er å vurdere i hvilken grad identifiserte feil på sikkerhetsfunksjoner og barrierer kunne ha utgjort en annen og alvorligere trussel i anlegget, uavhengig av hvilke faktiske konsekvenser hendelsen fikk.

Oppfølging og kontroll av lavtrykks fakkelsystem

Lavtrykksfakkelsystemet har både en sikkerhetsfunksjon og en miljøfunksjon ved at gass fra prosessen kan bløse av på en sikker måte (når det oppstår driftsproblem) og brennes av til CO₂. Samtidig forhindres utslipp av brennbar gass med høy negativ klimaeffekt. Pilotflammen i lavtrykks fakkelsystemet slukket etter kort tid, fordi det manglet propan for å holde liv i pilotflammen. Dette førte til at det ble frigitt uforbrent gass fra lavtrykksfakkelen (kaldfaklet). Mangelfull oppfølging og kontroll av lavtrykks fakkelsystemet var årsak til at LT-fakkel slukket. Feil på dette systemet hadde ingen betydning for selve brannforløpet, men påvirket utslipp av metangass til atmosfæren. Anlegget er designet for å håndtere utilsiktet slukking av fakkel og det er derfor ikke vurdert at denne svekkelsen kunne ha hatt alvorlige konsekvenser i andre situasjoner.

Brannvannsdekning og styring av brannvannet

Brannvannsdekningen ved HLNG var dimensjonert etter beregnet brannfrekvens og i henhold til industriell designpraksis; «Installasjon av fastmonterte anlegg for brannbekjempelse skal baseres på en risikovurdering», ref. /22/. Luftinntakene til GTG'ene var vurdert å ha lav brannfrekvens. Brannvannsmonitorene var lokalisert for å kunne kjøle den varme enden av turbinene (eksosenden) og fungerte som tiltenkt, det vil si som en vannvegg mellom område G (prosessmodulen) og H (generator, gassturbiner og substasjoner). Designløsningen i henhold til industriell praksis kan medføre at det er andre områder på anlegget hvor det ikke er dedikerte, faste slokkesystemer og hvor det kan være krevende å bekjempe en brann i et lav-risiko område

Mulig manglende brannvann ved strømbrudd

I anlegget er det installert en elektrisk (71-PS-103, fødet fra strømmettet) og en dieseldreven (71-PS-102) brannvannspumpe. Ved strømutfall skal den dieseldrevne brannvannspumpen ivareta funksjonen.

Ved den ukentlige testen av startfunksjonen på den dieseldrevne brannvannspumpen 20.09.2020, feilet testen av fjernoperert luftstart av dieselpumpen fra kontrollrommet. Redundans av startsystem falt bort og notifikasjon 463117113 ble opprettet. Notifikasjon i SAP ble ikke risikovurdert av Operasjonelt Systemansvarlig (OSR). Notifikasjonen var registrert som «HIGH»; dvs. klassifisering i vedlikeholdssystemet (SAP) som innebærer at utbedring skal være gjennomført innen 5 dager. Synergisaken ble avsluttet av SSU uten risikovurdering og OSR ble ikke kontaktet for vurdering av kompensierende tiltak. Den ble klassifisert som grønn 5 med hensyn til svekking bortfall av sikkerhetsfunksjoner og barrierer og ble kvittert ut som avsluttet den 28.09.2020. I perioden 22.-28.09.2020 ble det gjort flere startforsøk og arbeidsorden viser at feilen ble utbedret 09.10.2020. Da hendelsen oppsto var det svekkelse på sekundært startsystem til 71-PS-102 Brann-diesel. Anbefalingen ved svikt var manuell start av brann-diesel utført fra en pumpekonteiner ute i anlegget.

Granskingsgruppen anser denne sikkerhetsfunksjonen som en svekkelse som kunne true anlegget, selv om det ikke fikk konsekvenser i denne hendelsen.

Konklusjon:

Granskingsgruppen vurderer konsekvensklassifisering av feil på sikkerhetsfunksjoner og barrierer til Rød 2- «Truer store deler av innretningen eller anlegget», ref. /11/.

6.4 Vurdering av storulykkesrisiko

Det var ingen aktivitet i umiddelbar nærhet til luftinntaket på GTG4 da brannen ble oppdaget. Det var ikke potensiale for en storulykke med hensyn til personskade eller miljøpåvirkning.

Brann og brannbekjempelse medførte imidlertid skade med svært stor økonomisk konsekvens.

6.5 Klassifisering av hendelsen

Nedenfor er det gitt en oppsummering av alvorlighetsgrad for de ulike konsekvenskategoriene i kategoriserings- og klassifiseringsmatrisen. I tabellen betyr «Ingen» at konsekvensen ikke inntraff eller ikke kunne inntruffet. «Ikke klassifisert pga. lav sannsynlighet» betyr at mulig konsekvens kunne ha skjedd, men ikke under ubetydelig endrede omstendigheter.

Tabell 6-3 Klassifisering av hendelsen

Konsekvenskategori	Faktisk alvorlighetsgrad	Mulig alvorlighetsgrad under ubetydelig endrede omstendigheter
Personskade	Ingen	Ikke klassifisert på grunn av lav sannsynlighet
Arbeidsrelatert sykdom (ARS)	Gul 3	Ikke vurdert
Ukontrollerte utslipp	Gul 3	Gul 3
Lekkasje av olje/brennbare væsker	Ingen	Ikke klassifisert på grunn av lav sannsynlighet
Brann/eksplosjon	Grønn 4	Grønn 4
Feil på sikkerhetsfunksjoner og barrierer	Rød 2	
Kostnader	Rød 1	Rød 1

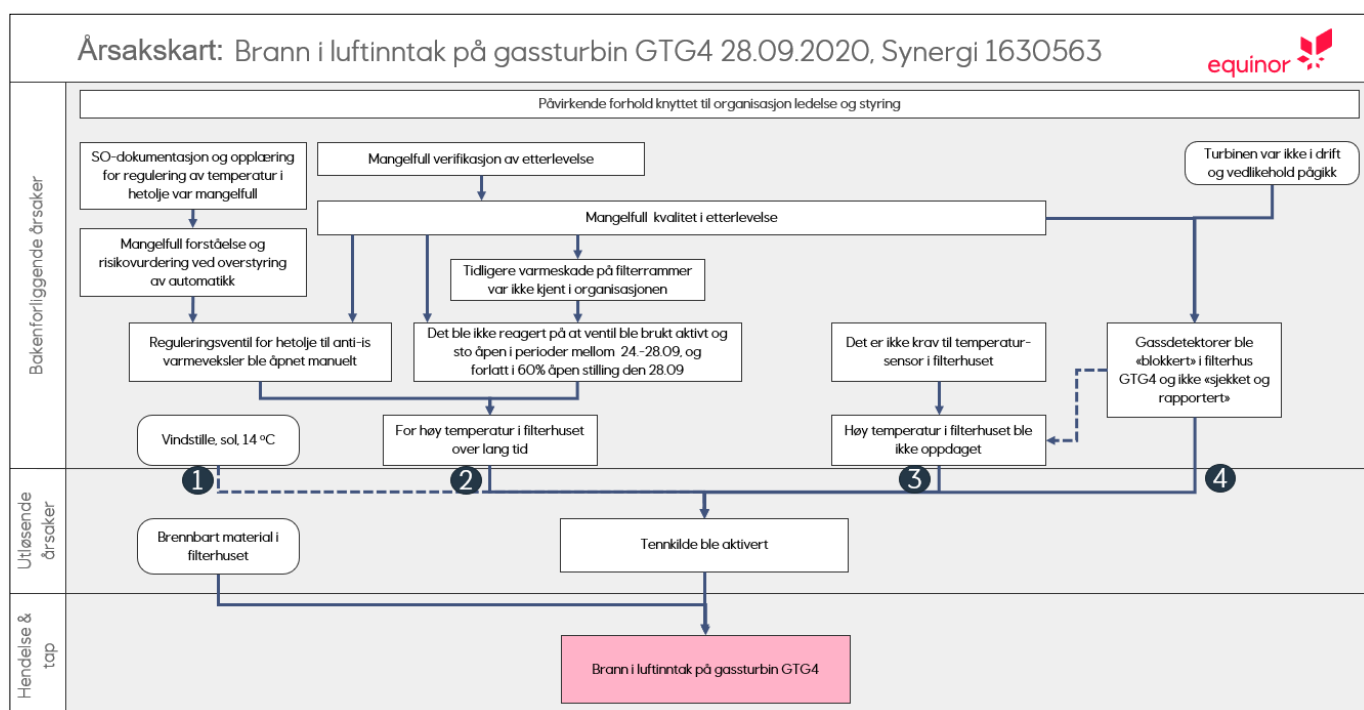
Hendelsen er klassifisert med Grønn 4 for brann/eksplosjon «Lokalt område av anlegget eksponert» og med høyeste alvorlighetsgrad Rød 1 – «Svært store kostnader for anlegget»

7 Årsaker og observasjoner

Det er utarbeidet et årsakskart som forklarer brannen i luftinntaket på GTG4, se **Figur 7-1**. Kartet viser utløsende årsaker, bakenforliggende årsaker og sammenhengen mellom disse. Årsakskartet er etablert med utgangspunkt i hendelsesbeskrivelsen i kap. 5. Øverste boks i årsakskartet er beskrevet i prosatekst i kap 7.3. som omhandler organisasjon, ledelse og styring.

Granskingsgruppen har i sitt arbeid hatt en systemorientert tilnærming i arbeidet. Dette betyr at det ikke pekes på en enkeltstående feil som årsak, men til en serie av tekniske feil, beslutninger, designmessige forhold, operasjonell praksis og organisatoriske forhold som til sammen førte til at brannen og slukkeskadene oppsto.

7.1 Årsaker knyttet til Brann i luftinntak på gassturbin GTG4 28.09.2020



Figur 7-1 Årsakskart for brann i luftinntak på gassturbin GTG4


Årsakskartet bruker følgende symboler:

- Stiplet linje – usikker årsakssammenheng.
- Boks med avrundede hjørner – gir leseren tilstrekkelig informasjon om hvordan hendelsen oppsto, men informasjon i disse boksene er forhold som er av «ikke praktisk betydning» for valg av tiltak, eksempelvis værforhold.

I de påfølgende delkapitlene er det først gitt en nærmere beskrivelse av de utløsende årsakene og deretter de bakenforliggende årsakene for hver av de fire årsakstrådene knyttet til brannen.

7.1.1 Utløsende årsaker til brann i luftinntak på gassturbin GTG4

Tabell 7.1 Utløsende årsak: Brennbart material i filterhuset

Årsak	Beskrivelse	Virkning
Utløsende årsak		
Brennbart material i filterhuset	<p>Filterposene som benyttes i luftinntaket i filterhuset til turbinene på HLNG er en type som er vanlig brukt i luftinntak på gassturbiner og HVAC anlegg. Selve filteret består av glassfiber som er innsatt med (brennbart) resin og sitter i en ramme av plast. Hensikten med filtrene er å fjerne forurensninger fra inntaksluften. I spesifikasjonen for filterposene, se App F, er det angitt driftstemperatur på maksimum 70 °C. Når turbinen er i drift, passerer en luftstrøm på ca. 100 m³/s.</p> <p>Driftstemperatur i filterhuset er som utetemperaturen unntatt når utetemperaturen synker under 4,5 °C og luftfuktighet er rundt eller over 70 % relativ fuktighet. Da aktiveres anti-is systemet for turbinen automatisk for å unngå at turbinen ødelegges av isdannelse. I henhold til design skal ikke anti-is være aktivert når turbinen ikke er i drift. Se nærmere beskrivelse og bilder i kap.4.3.4.</p> <p>Advarsel på dørene inn til filterhus i de fem gassturbine angir at det er lettantennelig, brannfarlig materiale der inne.</p> 	Brann i luftinntak på gassturbin GTG4

Tabell 7.2 Utløsende årsak: Tennkilde ble aktivert

Årsak	Beskrivelse	Virkning
Utløsende årsak		
Tennkilde ble aktivert	<p>Hetoljen i varmeveksleren holdt 260 °C. Simulering ved hjelp av Computational Fluid Dynamics (CFD) modellering utført av Teknisk Sikkerhet ref. /26/ har vist at på en vindstille dag med utetemperatur 14 °C kan de mest eksponerte posefiltrene over tid ha nådd en temperatur på om lag 175 °C. Branntekniske undersøkelser av brukte posefilterkassetter viste at ved 150 °C gikk det varmgang i filtrene, og ved 160 °C selvantente de, ref. /27/.</p>	Brann i luftinntak på gassturbin GTG4

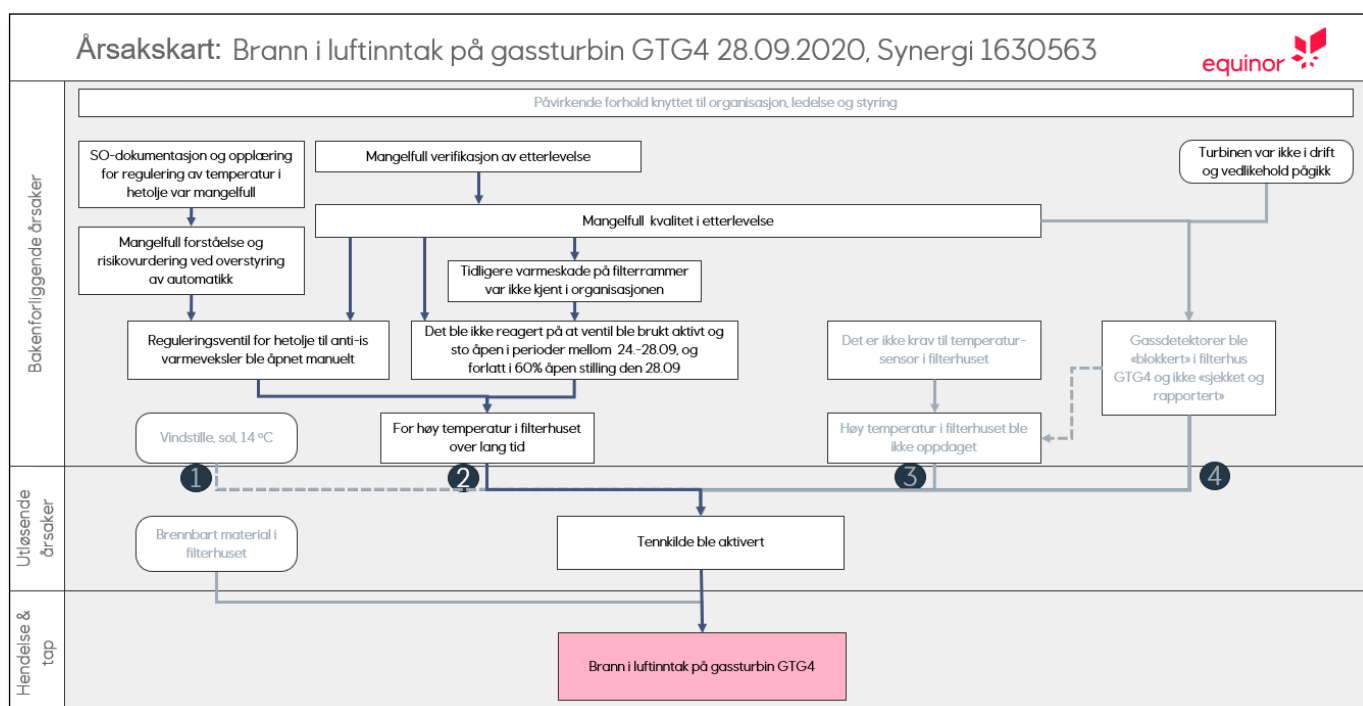
7.1.2 Bakenforliggende årsaker til at «Tennkilde ble aktivert»

7.1.2.1 Årsakstråd 1: Vindstille, sol, 14 °C

Tabell 7.3 Bakenforliggende årsak 1: Vindstille, sol, 14 °C

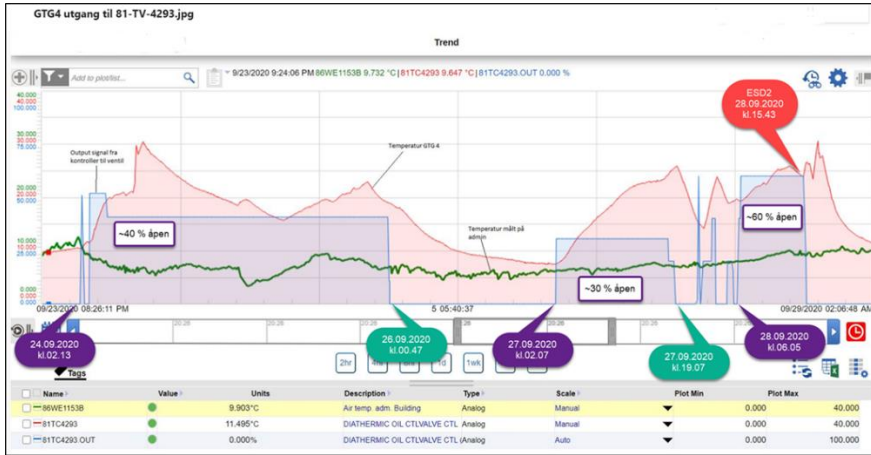
Årsak	Beskrivelse	Virkning
Vindstille, sol og utetemperatur 14 °C	Det var usedvanlig fint høstvær og vindstille. Været kan ha vært medvirkende, men ikke avgjørende til at en fikk overoppheting i filterhuset.	Tennkilde ble aktivert

7.1.2.2 Årsakstråd 2: For høy temperatur i filterhuset over lang tid



Figur 7-2 Årsakstråd 2 – For høy temperatur i filterhuset over lang tid

Tabell 7.4 Bakenforliggende årsak 2: For høy temperatur i filterhuset over lang tid

Årsak	Beskrivelse	Virkning
For høy temperatur i filterhuset over lang tid	<p>Den 24.09.2020 fikk man oversuddsvarme i hetoljesystemet. Kontrollromsoperatør besluttet å bruke anti-is på GTG4, som var ute av drift, for å regulere temperaturen i hetoljesystemet. Ventil 81-TV-4293 ble manuelt overstyrt og satt i 40% åpen posisjon. Årsaken til å bruke varmeveksleren i GTG4 var å unngå å forstyrre den aktive reguleringen på de andre turbinene som var i drift. Man ønsket å bruke anti-is varmeveksleren i stedet for hetoljekjelen for å minimalisere temperaturfluktuasjoner i hetoljesystemet. I perioden fra 24.09.2020 til hendelsen inntraff 28.09.2020 viste skiftloggen ref. /17/ at ventilen som styrte mengde hetolje inn på varmeveksleren, ble justert flere ganger, ref. Figur 5-3/App C.</p>  <p>Brann tekniske undersøkelser viste at oppvarming av brukte posefiltre til 150 °C og høyere, ga varmgang i filtrene, med mulig videre utvikling mot flammebrann, ref. punkt over, App D og /27/. Brukte filter har vist å ha en noe lavere selvantennelsestemperatur enn nye filter. Filterelementenes driftstid anses imidlertid ikke som signifikant for brannforløpet.</p>	Tennkilde ble aktivert
Reguleringsventil for hetolje til anti-is varmeveksler ble åpnet manuelt	<p>Ved oppstart av turbiner og tilhørende eksoskjeler (Waste Heat Recovery Unit, WHRU), eller ved driftsproblemer, kan eksoskjelen (WHRU), som er montert på eksosgass ut av gassturbinene, produsere mer varme enn produksjonen trenger. I slike tilfeller er det kontrollromsoperatøren som manuelt må regulere dette. Metoden for å "kvitte seg med varme" gjøres ved å rute hetolje til andre forbrukere, og hetolje-kjele er ofte den foretrukne forbruker da den har stort volum. I denne oppstartsfasen valgte kontrollromsoperatørene å regulere temperaturen ved å manuelt overstyre reguleringsventilen for hetolje til anti-is-panelet på gassturbin GTG4.</p> <p>Det var kjent at reguleringsventilen 81-TV-4293 for hetolje inn på varmeveksleren i luftinntaket hadde en ekstern luftlekkasje i aktuatorens. Dette medførte at ventilen reagerte langsommere. Denne luftlekkasjen i aktuatorens hadde ingen betydning for på hendelsesforløpet.</p>	For høy temperatur i filterhuset over lang tid

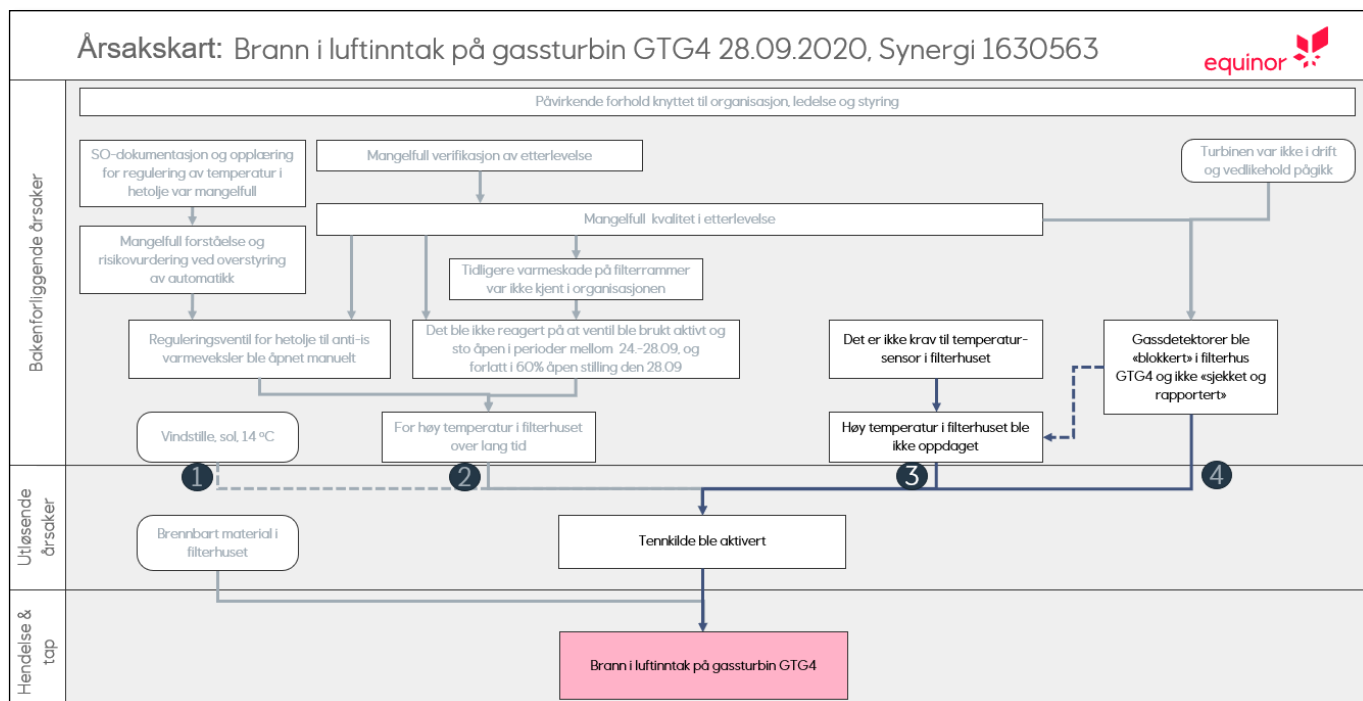
Årsak	Beskrivelse	Virkning
Mangelfull forståelse og risikovurdering ved overstyring av automatikk	<p>Risikovurdering i designfasen</p> <p>TRA fra 2005 beskriver ikke risiko for brann i luftinntaket eller antennelse av hetolje. Grov-HAZOP (E066-AB-S-RE-0008) satte lav prioritet på hetoljesystemet (system 50), ref. /23/. Endelig HAZOP for system 50 (E066-AB-S-RE-0037.050) inkluderer brannfare ved hetoljepumper og mulig ulmebrann i oljefuktet termisk isolasjon, ref. /24/. Denne, og endelig HAZOP for system 81 (E066-AB-S-RE-0037.081), handler mest om feilfunksjon i forhold til is inn i luftinntaket, ref. /25/. Brannfare som følge av oppvarmede filtre når turbinene står i ro ble ikke vurdert.</p> <p>Ventil 81-TV-4293 for hetolje var designet for å bli styrt automatisk. Vurdering av konsekvens for at den automatiske ventilen for hetolje skulle feile i åpen stilling eller bli satt i manuell, og videre at anti-is varmeveksleren kunne punktere i luftinntaket, var ikke blitt fanget opp i HAZOP (E066-AB-S-RE-0037.081).</p> <p>Brann i luftinntaket har vært ansett som så lite sannsynlig at det ikke er blitt gjort videre analyser eller iverksatt risikoreduserende tiltak, som f.eks installere en avstengningventil for å hindre tilbakestrømning av hetolje, ref. /19/ og /20/. Det har heller ikke vært gjennomført beredskapsøvelser for denne typen hendelser.</p> <p>Mangelfull forståelse og operasjonell risikovurdering</p> <p>Varmeveksler for anti-is på GTG4 ble aktivert til tross for at gassturbinen var ute av drift, dvs. varmeveksleren ble brukt til noe den ikke er designet for. Bruk av anti-is varmeveksleren til å «kvitte seg med overskuddvarme» var en kjent metode på noen skift, og metoden hadde være brukt siden 2009. Dette var derimot ikke en metode som var diskutert med operasjonelt systemansvarlig (OSR) og heller ikke risikovurdert. Skiftlogg og trendplott viser at de tre andre involverte skiftene i perioden 24-28.09.2020 hadde tilgang til informasjon om at varmeveksleren periodevis var i bruk. Ingen vurderte dette som risikabelt, ingen reagerte og ingen tok problemstillingen opp med sin leder. Dette var «helt vanlig» og ingen kjente til at dette tidligere hadde medført noen form for problem. Intensjonen var å styre temperaturen i hetoljesystemet i oppkjøringsfasen av anlegget, uten å forstyrre de andre turbinene som var i drift – en såkalt «work around». Det er en svakhet i design når det gjelder temperaturregulering i hetoljesystemet, anbefalt metode er ikke beskrevet. Valgte metode var ikke kvalitetssikret. Systemforståelse og risikovurdering var ikke god nok. Det var ingen tekniske barrierer som hindret dette handlingsmønsteret.</p>	Reguleringsventil for hetolje til anti-is varmeveksler ble åpnet manuelt

Årsak	Beskrivelse	Virkning
SO-dokumentasjon og opplæring for regulering av temperatur i hetolje var mangelfull	<p>Krav til SO-dokumentasjon er gitt i TR2381 og videre beskrevet i GL0469, som beskrevet kap. 4.4. System- og operasjonsdokumenter (SO) knyttet til system 50-Hetolje og 81-Elektrisk Kraftproduksjon er mangelfulle og beskriver ikke utfordringen med fluktuerende temperatur i hetolje systemet under oppkjøring av anlegget. Det har ikke vært satt av ressurser til å holde SO-dokumentasjon ved like, denne oppgaven har ikke vært prioritert.</p> <p>Det har vært opp til den enkelte kontrollromsoperatør å finne en metode å regulere temperaturen. Valg av metode var avhengig av kvalitet på opplæring og erfaring hos den enkelte kontrollromsoperatør. Intervjuer har bekreftet at skiftene som var på jobb i perioden 24.-28.09.2020 hadde forskjellig praksis for dette. Metode for å regulere temperatur i hetoljesystemet har ikke vært vurdert og kvalitetssikret av hverken Operasjonell systemansvarlig (OSR) eller Teknisk Integritet (TI). Varmeveksler for anti-is på GTG4 ble i oppkjøringsfasen benyttet for å regulere temperatur i hetoljesystemet, og varmeveksleren ble aktivert til tross for at gassturbinen var ute av drift, dvs. varmeveksleren ble brukt til noe den ikke er designet for. Risiko knyttet til å bruke anti-is varmeveksleren til å ta ut varme fra hetoljesystemet var ikke kjent. Systemforståelse og risikovurdering var ikke god nok.</p> <p>Granskingsgruppen har ikke funnet informasjon om hvordan regulering av hetoljetemperatur var tenkt utført da anlegget ble designet. Reguleringsproblemene kan både ha sammenheng med en mulig svakhet i design, at anlegget kjøres på en annen måte enn forutsatt ved design, og/eller at man har funnet en måte å håndtere dette problemet på – uten at metoden er blitt kvalitetssikret eller risikovurdert.</p> <p>Ved HLNG utarbeider Operasjonelt Systemansvarlig hver dag arbeidsoppgave/informasjon eller endret kjøremønster i en logg, i arbeidsverktøyet SATOS (tidligere kalt døgninstruks), som skal beskrive arbeidsoppgaver som ikke er rutineoppgaver, samt beskrive forhold som ikke finnes i SO-dokumentasjon. Siden SO-dokumentasjonen er mangelfull og av prosessoperatørene regnes som utdatert og vanskelig å finne frem i, blir «døgninstruksen» førende.</p> <p>Prosessutstyret har definerte rammer for de ulike driftsparameterne og er sårbart for store temperatursvingninger. Under oppkjøring av anlegget er det spesielt driftstemperatur og strømtrekk kontrollromsoperatøren på utility-panelet konsentrerer seg om. Temperaturregulering av hetolje er derfor viktig. Kontrollromsoperatørene anser dette som sin oppgave og forventningen i organisasjonen er at de ivaretar dette. «Døgninstruksen» inneholdt derfor ingen føringer om hvordan temperaturen i hetoljen burde reguleres.</p>	Mangelfull forståelse og risikovurdering ved overstyring av automatikk

Årsak	Beskrivelse	Virkning
Mangelfull kvalitet i etterlevelse av styrende dokumenter	<p>I denne hendelsen er det observert mange avvik, og klikkrapporter av et utvalg av arbeidsprosesser, ref. /14/, har vist at relativt få er inne og aktivt bruker systemet, se mer om dette i kap. 8.1.</p> <p>Ansvar for oppstarten ble håndtert av de ulike skiftlederne, men det manglet en overordnet styring og oppfølging.</p> <p>Dokumentasjon av risikovurdering og godkjenning av oppstart foreligger ikke. Det mangler også dokumentasjon av de andre forholdene som bør dokumenteres i forbindelse med en oppstart av anlegget, ref. /13/. Avvik fra I-element må begrunnes, men det er ikke krav til avviksbehandling.</p> <p>Det er krav til at rammebetingelser blir ivaretatt; i dette ligger bl.a. at anleggets System og Operasjons-dokumentasjonen skal være oppdatert, ref. /13/.</p> <p>I perioden med Covid-19 har en av smittevernansvarlig gjennomført handovermøter med hele skiftet på Teams. Flere ga i intervju uttrykk for en opplevelse av dårligere samhandling og en større grad av enveis kommunikasjon. Dette kan ha ført til at sentral informasjon ikke har nådd fram.</p> <p>Vesentlig informasjon ble ikke ført i skiftlogg; på hendelsesdagen var det ikke nevnt at reguleringsventil for hetolje var forlatt i 60 % åpen stilling, det var kun uttrykt muntlig. Ved påfølgende skiftbytte ble det heller ikke loggført at to linjedetektorer hadde gått i «block» tidligere på skiftet.</p> <p>Tidligere fantes det et vedlegg med rollebeskrivelser til OMC04. Dokumentet inneholdt en oversikt over avdelinger og aktører ved HLNG. Uklarhet i roller og ansvar skaper også utydelig sammenheng med arbeidsprosessene i ARIS. Samlet sett bidrar dette til at det er vanskelig å etterleve kravene.</p>	Reguleringsventil for hetolje til anti-is varmeveksler ble åpnet manuelt (og ble etterlatt åpen)
Det ble ikke reagert på at ventil ble brukt aktivt og sto åpen i perioder mellom 24.-28.09.2020, og forlatt i 60% åpen stilling den 28.09.2020	<p>Kontrollromsoperatører på fire skift hadde i denne perioden tilgang på informasjon om at ventilen periodevis hadde stått manuelt åpen, med det formål å ta ut varme fra hetoljesystemet via anti-is varmeveksleren.</p> <p>Opplysningen om at ventilen sto åpen ble ikke viet mye oppmerksomhet. Det var en «normal» måte å gjøre dette på, hadde vært gjort mange ganger før, og ingen av de involverte hadde erfaring med at det kunne forårsake problem av noe slag. Den prioriterte arbeidsoppgaven i perioden, fra 24.9.2020 til det ble meldt om brann den 28.9.2020, var å starte opp igjen produksjonen. Se mer om dette i kap 5.1.3 og 7.3.2 om normalisering av avvik.</p> <p>Morgenen den 28.09.2020 ble ventilen åpnet til 60%.</p>	For høy temperatur i filterhuset over lang tid

Årsak	Beskrivelse	Virkning
Mangelfull kvalitet i etterlevelse av styrende dokumenter	<p>Det ble ikke foretatt risikovurdering eller gjennomført et A-standard handlingsmønster med hensyn på å ta ut varme fra hetoljesystemet i en anti-is varmeveksler på en gassturbin som ikke var i drift. Valgte metode var ikke kvalitetssikret av Operasjon- og Systemansvarlig (OSR).</p> <p>Det manglet en kvalitetssikret beskrivelse i SO-dokumentasjonen av hvordan temperatur skal reguleres manuelt i en oppstartsfase.</p> <p>Uklar og mangelfull beskrivelse av roller og ansvarsforhold i OMC04 for HLNG bidro til at det ble vanskelig å etterleve krav.</p>	<p>Det ble ikke reagert på at ventil ble brukt aktivt og sto åpen i perioder mellom 24.-28.09.2020, og forlatt i 60% åpen stilling den 28.09</p>
Tidligere varmeskade på filterrammer var ikke kjent i organisasjonen	<p>I perioden 2009-2013 er det rapportert om tilfeller der filter har løsnet fordi filterrammen (i plast) var blitt så varm at den ble deformert (smeltet). Teksten i SAP er at «filter løsnet/smeltet». Det ligger ikke informasjon i SAP om at det har vært problem med smeltede filterrammer etter 2013. Denne erfaringen ble ikke registrert i Synergi som en hendelse med HMS-potensiale og heller ikke nedfelt i SO-dokumentasjonen. Risiko ved manuell overstyring av ventilen som regulerer volumstrøm av hetolje inn på anti-is varmeveksleren på gassturbinene ble ikke gjort kjent for kontrollromsoperatørene.</p>	<p>Det ble ikke reagert på at ventil ble brukt aktivt og sto åpen i perioder mellom 24.-28.09.2020, og forlatt i 60% åpen stilling den 28.09</p>
Mangelfull kvalitet i etterlevelse av styrende dokumenter	<p>Erfaringer med smeltede filterrammer ble aldri rapportert i Synergi som en mulig HMS-risiko og ble heller ikke inkludert i SO-dokumentasjonen.</p>	<p>Tidligere varmeskade på filterrammer var ikke kjent i organisasjonen</p>
Mangelfull verifikasjon av etterlevelse	<p>Ledelsens involvering i oppstarten av anlegget framstår som utilstrekkelig og involvering er ikke dokumentert.</p> <p>A-standard/C&L-modellen er styrende for all aktivitet i Equinor. Granskingsgruppen har mottatt informasjon om at A-standard i forkant av oppstarten ble gjennomført av ett av de fire skiftene som var på jobb i perioden fra 24.-28.09.2020. A-standard handlingsmønster/C&L eller risikovurdering hvorvidt anlegget var klart for oppstart ble ikke dokumentert. Ledelsens involvering i og oppfølging av kvaliteten i SO-dokumentasjon, samt oppfølging av bruk av C&L/A-standard handlingsmønster har vært mangelfull. Det er behov for bedre systematikk for erfaringsoverføring.</p>	<p>Mangelfull kvalitet i etterlevelse av styrende dokumenter</p>

7.1.2.3 Årsakstråd 3: Høy temperatur i filterhuset ble ikke oppdaget



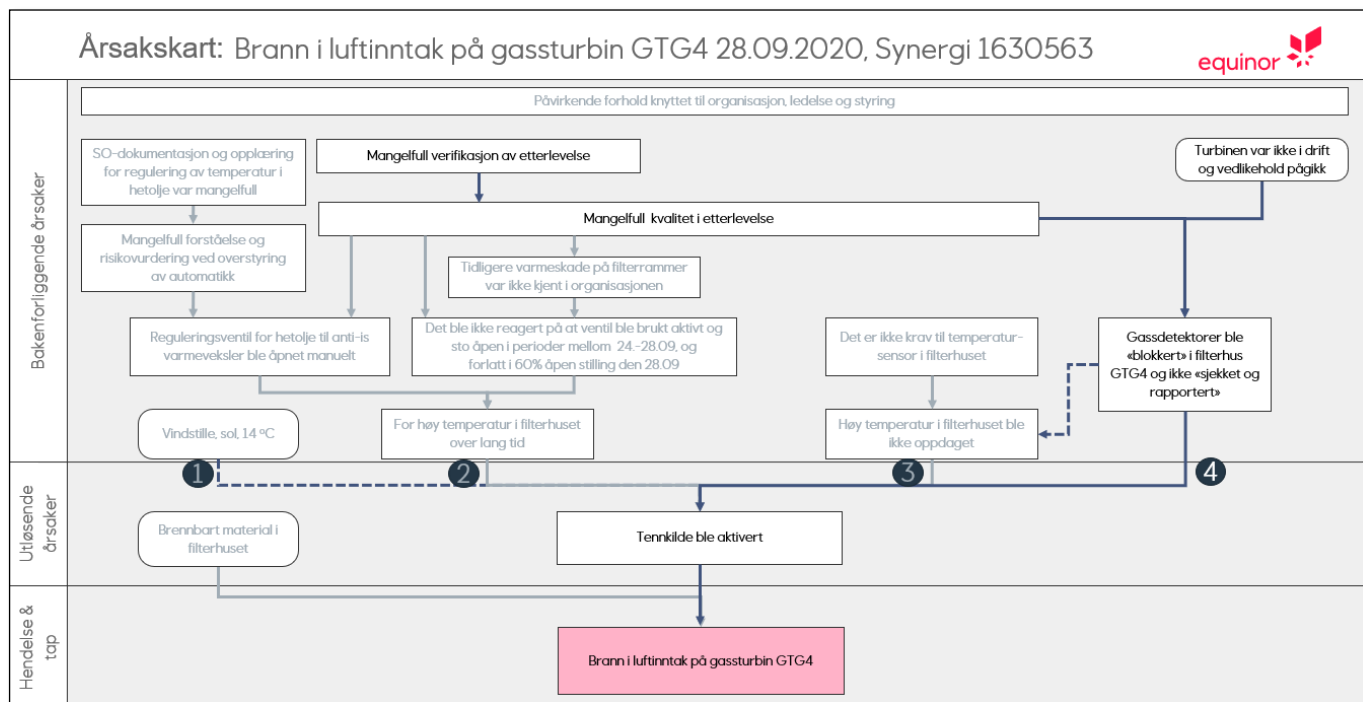
Figur 7-3 Årsakstråd 3 – Høy temperatur i filterhuset ble ikke oppdaget

Tabell 7.5 Bakenforliggende årsak 3: Høy temperatur i filterhuset ble ikke oppdaget

Årsak	Beskrivelse	Virkning
Utløsende årsak		
Høy temperatur i filterhuset ble ikke oppdaget	<p>Det var kun kontrollromsoperatører som visste at ventilen hadde vært satt i manuell stilling. Basert på intervju har det framkommet at ingen av dem reflekterte over at varmetapet over varmeveksleren kunne medføre så høy temperatur at filtrene kunne ta fyr. Derfor vurderte ingen av dem å sjekke temperaturen i filterhuset. Fokuset var primært å få i gang anlegget etter en lengre periode med driftsproblemer.</p> <p>Hetolje i varmeveksleren holdt 260 °C. Simulering ved hjelp av Computational Fluid Dynamics (CFD) modellering utført av Teknisk Sikkerhet ref. /26/, har vist at på en vindstille dag med utetemperatur 14 °C kan de mest eksponerte posefiltrene over tid ha nådd en temperatur på om lag 175 °C.</p>	Tennkilde ble aktivert
Det er ikke krav til temperatursensor i filterhuset	I alle gassturbiner som er plassert i et klima der lufttemperaturen kan gi risiko for isdannelse, er det plassert en varmekilde i luftinntaket. Hensikten med denne er å beskytte filterhus og selve turbinen mot isdannelse ved lave utetemperaturer og høy relativ (>70%) luftfuktighet. Lufttemperaturen inne i filterhuset er i henhold til design ikke forventet å bli mer enn 5 °C høyere enn uteluften når gassturbinen er i drift. Styring av hetolje til varmeveksleren var automatisert. Under forutsetningen at varmeveksleren ble brukt etter intensjonen var hetoljen i varmeveksleren ingen tennkilde. Det er derfor ikke krav til temperatursensor.	Høy temperatur i filterhuset ble ikke oppdaget

Årsak	Beskrivelse	Virkning
Gassdetektorer ble «blokkert» i filterhus GTG4 og ikke «sjekket og rapportert»	<p>Granskingsgruppen har ikke grunnlag for å si noe sikkert om hvorfor linjedetektorene gikk i «beam block», men det er ikke unaturlig å anta at fuktighet frigjort fra oppvarmet biomasse i filtrene kan ha kondensert på kaldere flater, inkludert linjedetektorer. Videre kan ulmebrann ha blitt initiert i enkelte filtre på et tidlig tidspunkt og produsert røyk i filterhuset uten å gå over til flammebrann. Det tok ca. 5 timer fra gassdetektorene gikk i «block» til brannen ble varslet kl. 15.41. De branntekniske undersøkelsene har vist at i filtre som oppvarmes til 160 °C over tid (timer) utvikler så mye varme at de selvantenner, ref. App D og /26/.</p> <p>Kontrollromsoperatør visste at GTG4 ikke var i drift og antok at feilmeldingen på linjedetektorene skyldtes «skitten» detektor, eller kunne ha sammenheng med pågående vedlikehold (stillasbygging, etc.). Planen var å skrive notifikasjon på dette før skiftavløsning, men det ble ikke gjort. Dersom kontrollromsoperatør hadde kalt opp en uteoperatør for «sjekk og rapporter» av de to linjedetektorene som gikk i «block» ca. kl. 10 og 10.30 på formiddagen den 28.09.2020 kunne det blitt oppdaget at temperaturen i filterhuset var blitt unormalt høy.</p>	Høy temperatur i filterhuset ble ikke oppdaget

7.1.2.4 Årsakstråd 4: Gassdetektorer ble «blokkert» i filterhus GTG4 og ikke «sjekket og rapportert»



Figur 7-4 Årsakstråd 4 – Gassdetektorer ble «blokkert» i filterhus GTG4 og ikke «sjekket og rapportert»

Tabell 7.6 Bakenforliggende årsak 4: Gassdetektorer ble «blokkert» i filterhus GTG4 og ikke «sjekket og rapportert»

Årsak	Beskrivelse	Virkning
Utløsende årsak		
Gassdetektorer ble «blokkert» i filterhus GTG4 og ikke «sjekket og rapportert»	Det tok ca. 5 timer fra gassdetektorene gikk i «block» til brannen ble varslet kl. 15.41. De branntekniske undersøkelsene har vist at i filtre som oppvarmes til 160 °C over tid (timer) utvikler så mye varme at de selv antenner, ref. App D og /26/.	Tennkilde ble aktivert
Mangelfull kvalitet i etterlevelse av styrende dokumenter	<p>Det ble ikke foretatt noen aksjoner eller informert videre da linjegassdetektorene gikk i «block» om formiddagen den 28.09.2020. Det ble heller ikke rapportert i skiftlogg. Kontrollromsoperatørene hadde fokus på oppstart av anlegget og vurderte disse alarmene, blant mange andre alarmer, til ikke å ha relevans for oppstarten. Det ble gjort en antagelse om at detektorene gikk i «block» fordi det pågikk vedlikeholdsarbeid på GTG4.</p> <p>Det er krav i styringssystemet om at gassdetektorer som gir alarm eller som feiler (går i «block») skal sjekkes, ref. kap. 8.1. Gjennom intervju fikk granskningsgruppen informasjon om at mange unødvendige alarmer er et problem ved HLNG. Alarmbelastningen er høy (TIMP-karakter D) og over grenseverdi på alle fire operatørstasjoner. Det har foreligget DISP for dette forholdet periodevis siden 2010. «Høy alarmbelastning og ikke oppdatert O-del av SO-manual svekker operatørens evne til å avverge faresituasjoner», se også kap. 8.2 , PS22. Det har ført til at operatørene noen ganger har gjort egne vurderinger hvorvidt det var nødvendig å «sjekke og rapportere». Kontrollromsoperatør så ingen grunn til å ta dette opp med leder eller andre operatører. Kontrollromsoperatør mente notifikasjon på de to linjedektorene kunne skrives senere.</p>	Gassdetektorer ble «blokkert» i filterhus GTG4 og ikke «sjekket og rapportert»
Turbinen var ikke i drift og vedlikehold pågikk	På hendelsesdagen pågikk det vedlikehold og reparasjon på gassturbin GTG4, turbinen var altså ikke i drift. Kontrollromsoperatøren var ikke klar over nøyaktig plassering av de to linjedektorene som gikk i «block», men hadde en tanke om at feilmeldingen kunne ha sammenheng med personell som jobbet der, og anså det som usannsynlig at det var noe annet enn en feil på detektorene siden turbinen ikke var i drift.	Gassdetektorer ble «blokkert» i filterhus GTG4 og ikke «sjekket og rapportert»

7.2 Observasjoner knyttet til beredskapshåndteringen

I det følgende oppsummeres observasjoner som granskingsgruppen har gjort knyttet til den beredskapsmessige håndtering av hendelsen.

Beredskapsledelsen sto overfor en kompleks og krevende situasjon

Situasjonen; som ble opplevd som en stor brann i et område med lav sannsynlighet for en slik hendelse, og som innebar evakuering av Melkøya, trykkavlastning av anlegget og utfall av hovedkraft med ringvirkninger til vitale hjelpesystemer, var en kompleks, dynamisk og krevende situasjon å forstå og å håndtere.

Situasjonsforståelsen i beredskapsledelsen var at det var risiko for eskalering

Beredskapsledelsens vurderinger, beslutninger og aksjoner bygde på den situasjonsforståelse som utviklet seg underveis i hendelsen. Før igangkjøring var det besluttet at anlegget skulle evakueres dersom det oppsto en situasjon med nedstenging (tripp). Dette var knyttet til en vurdering av enkelte svekkelser i anlegget og en risiko for at det ville kunne oppstå hydrokarbon-lekkasjer i en slik situasjon. Beredskapsledelsen anså under hendelsen at dette var svekkelser som kunne medføre fare for at brannen kunne spre seg og eskalere.

Beredskapsledelsen la vekt på å unngå unødig fare for personell

Equinor sine beredskapsprinsipper bygger på at slukking så langt som mulig skal gjøres med faste slukkeanlegg for å unngå at personell utsettes for unødvendig fare. Da brannen oppsto i et område der det ikke var dekkende faste slukkesystemer besluttet beredskapsledelsen å benytte *Esvagt Aurora* og andre fartøy til slukking og kjøling. Slukking og kjøling fra fartøy fortsatte inntil beredskapsledelsen vurderte at det var forsvarlig å gå over til manuell innsats med egne ressurser og mannskaper fra Hammerfest Brannvesen. Beredskapsledelsens vurdering av situasjonen var knyttet til usikkerhet om svekkelser i anlegget og risikoen for at brannen kunne eskalere.

Slukkemetoden medførte omfattende slukkeskader

Inntrykket fra granskingen er at det var en felles oppfatning hos Equinor sin beredskapsledelse og innsatsledere hos nødetatene mht. til vurderingen av når manuell innsats ble ansett som forsvarlig. Granskingsgruppen ser at de strategiske valgene som ble tatt under denne hendelsen ble gjort i tråd med selskapets overordnede beredskapsprinsipp og ut fra den situasjonsforståelse som den samlede beredskapsorganisasjonen hadde. Slukkemetoden eksponerte deler av anlegget for store mengder sjøvann samt mekanisk påvirkning som følge av vanntrykket fra fartøyene over en periode på 5-6 timer. Det er rimelig å anta at dette har påført større slukkeskader på mekanisk-, elektro- og instrumentutstyr enn om en hadde valgt en strategi med manuell innsats på et tidligere tidspunkt under brannen

Beredskap ved HLNG - trening, ressurser, kompetanse og ledelsesoppmerksomhet

Selv om man ved HLNG har fulgt krav og anbefalinger til beredskapstrening med hensyn til omfang av trening, viser denne hendelsen at det er rom for forbedring og behov målrettet trening. De sentrale rollene i beredskapsledelsen ved HLNG er komplekse og krevende. Det følger av størrelsen og kompleksitet på anlegget, de mange scenarier som kan oppstå og det betydelige ansvar for mennesker, miljø og materiell som hviler på enkeltindivider og lag ved slike hendelser. Sammenlignet med andre deler av selskapet er dette forholdet ikke tilstrekkelig reflektert i trening, ressurser, kompetanse og ledelsesoppmerksomhet som er satt inn for å utvikle og vedlikeholde beredskapsfunksjonene ved HLNG.

Samtrening med nødetatene – viktigheten av felles forståelse for effektiv samhandling

Effektiv håndtering av beredskapshendelser ved Equinor sine landanlegg bygger på gjensidig forståelse, felles forståelsesmodeller og et tett samspill mellom Equinor sin beredskapsledelse og innsatsledelse fra nødetatene. Dette samspillet er avgjørende for å kunne utnytte hverandres styrker ved kritiske situasjoner og veivalg. Det krever at man trener sammen både teknisk, taktisk og på et strategisk nivå. For HLNG betyr det at nødetatene må ha relevant kunnskap om anlegget og om Equinor sin måte å agere på. På samme måte må Equinor sin beredskapsledelse ha kunnskap om nødetatenes organisering, ressurser og måte å agere på. HLNG har gjennomført samtrening med nødetatene, men basert på læring fra denne hendelsen bør kvaliteten på samtreningen bli mer målrettet.

Formelle ansvarsforhold ved beredskapshendelser

Ulik forståelse av begrepet *sikker sone*, App E, skapte uklarhet ved beslutning om innsats. Politiet ønsker ingen personer innenfor det de har definert som sikker sone, men brannmannskap er trent til å jobbe i rød sone, dvs. innenfor den avgrensningen som politiet regner som sikker sone. Equinor sin beredskapsplan beskriver ansvar og myndighet for Equinor sin beredskapsledelse. Norsk lovverk regulerer ansvar og myndighet for innsatsledelse fra Politi og Brannvesen. Samspillet i en beredskapssituasjon mellom disse aktørene er avgjørende, og det er nødvendig å klargjøre de formelle roller og ansvar i en slik situasjon.

Utnytte potensialet ved proaktiv beredskapsledelse i alle faser av en hendelse

Equinor bygger sin beredskapsmetodikk på en proaktiv tilnærming der en gjennom statusmøter ser fremover i situasjonen, setter mål og beslutter aksjoner. Til støtte brukes visuelle oversikter, plot og tavler for å dele informasjon og vedlikeholde et felles bilde. Ved brannen benyttet beredskapsledelsen disse hjelpemidlene, men et stykke ut i hendelsen gikk en bort fra å bruke beredskapstavlen. Dette kan indikere at man ved hendelsen ikke tok ut den fulle nytten av den proaktive beredskapsmetodikken.

Tilrettelegging av lokaler for de ulike funksjoner ved en alvorlig hendelse

Erfaring har vist at det ofte mønstrer svært mange aktører i beredskapslokaler ved alvorlige hendelser. Særlig skjer dette når hendelsene trekker ut i tid. Dette skaper forstyrrelser og vanskelige forhold for personellet som skal håndtere den pågående hendelsen. Dette skjedde også den 28.09.2020 ved HLNG. Dels bør dette håndteres ved tilrettelegging av lokaler for de ulike funksjoner ved en hendelse og dels ved at beredskapsledelsen styrer/begrenser hvem som får oppholde seg i beredskapslokalene ut fra den aktuelle situasjonen.

Andre forhold

- Under evakuering fra Melkøya var det en gruppe personell som ble stående igjen på mønstringsplass uten å få nærmere informasjon eller nødvendig assistanse for å kunne forlate øya. Dette skapte unødig usikkerhet og bekymring hos de involverte
- I en tidlig fase av hendelsen, etter at varsling var gjort, var det et problem at CMT (3. linje) ikke fikk kontakt med IMT (2.linje)

7.3 Påvirkende forhold knyttet til organisasjon, ledelse og styring

Årsaksanalysen viser hva som rent teknisk utløste selve brannen. Analysen skal også belyse bakenforliggende og organisasjonsrelaterte forhold som kan ha bidratt. Slike årsakssammenhenger er gjerne indirekte av natur. Granskingsgruppen har i all hovedsak undersøkt de lokale forholdene ved HLNG. Samtidig er det klart at det overordnede ansvaret for rammebetingelser, styring og oppfølging av tilstanden ved HLNG ligger hos MMP sentralt.

I dette delkapittelet er påvirkende forhold som kan ha hatt betydning for hendelsen først drøftet med hensyn på relevante perspektiver for sikker og effektiv drift, med utgangspunkt i anerkjent sikkerhetslitteratur. Deretter er det gjort en vurdering av forhold knyttet til organisasjon, ledelse og styring ved HLNG.

7.3.1 Perspektiver på sikker og effektiv drift

Systemperspektivet på sikker og effektiv drift

Gjennomgangen har vist at det er flere bakenforliggende forhold ved HLNG som har likheter med problemstillinger som har blitt drøftet og belyst innenfor sikkerhetslitteraturen det siste tiåret. Der fremheves det blant annet at det er helt sentralt å skape forståelse for at menneskelig feil i den skarpe enden av virksomheten vanligvis ikke er årsaken til problemene i komplekse adaptive systemer. Hendelser og ulykker skjer ikke på en lineær måte, de kommer av fremvoksende fenomener som skyldes kompleksiteten i det samlede systemet. I dette ligger at grunnlaget for hendelser og ulykker bygger seg opp over tid gjennom ulike skrittvis endringer og tilpasninger som gjensidig påvirker hverandre og som er vanskelig å fange opp hver for seg. Sikkerhet, og forbedring av sikkerhet, må derfor forstås i konteksten av hele systemet, ikke basert på enkeltindivid, deler, hendelser eller utfall.

Det er ikke mulig ut fra et slikt perspektiv å konkludere med at det er en direkte og klar «årsak-virkning» mellom de bakenforliggende «årsakene» og selve brannen og de påfølgende slukkeskadene. Det er imidlertid granskingsgruppens oppfatning at identifiserte forhold knyttet til organisasjon, ledelse og styring, over tid kan ha bidratt til å øke sannsynligheten for hendelser som denne brannen.

Samtidig må det understrekes at HLNG opererer innenfor et sett med rammebetingelser og er en integrert del av en større organisasjon. Det betyr at det er sentralt å forstå om rammebetingelsene har vært tilpasset de unike behov som eksisterer på HLNG. Med tanke på læringseffekt for selskapet er det viktig å vurdere om noen av disse rammebetingelsene også kan være relevante for andre deler av selskapets virksomhet.

Det faller utenfor rammen for denne granskingsrapporten å gå lengre i drøftingen av systemperspektivet i forhold til hendelsen ved HLNG. Erfaringene fra hendelsen viser, etter granskingsgruppens vurdering, at selskapet vil kunne hente verdifulle nye impulser for å styrke arbeidet med sikker og effektiv drift fra denne type forståelsesmodeller. Det vises her til ref. /30/, /31/ og /34/.

7.3.2 Normalisering av avvik som årsak til brannen i luftinntaket på GTG4

I boken "Drift into failure" fokuserer Dekker på hvordan de organisatoriske rammebetingelsene påvirker et komplekst system over tid, ref. /29/. Ett av de mønstrene som blir synlige, spesielt etter hendelser, er at det var «drifting», eller at det var normalisering av avvik som var årsaken til at det gikk galt. Hendelser skjer ofte under vanlig arbeid gjennomført av vanlige mennesker i en vanlig organisasjon. Det medfører at det vanlige arbeidet, i dette tilfellet oppstart av HLNG, vil inkludere løsninger og daglige frustrasjoner, improvisasjoner og tilpasninger for å få design og prosedyrer til å fungere i praksis.

Ønsket om å starte opp igjen anlegget medførte at nødvendige risikovurderinger, som A-standard med skiftene, ikke ble gjennomført før oppstarten. Det ble heller ikke utnevnt en ansvarlig person for oppstartsaktivitetene. Man valgte å benytte anti-is varmeveksleren på GTG4 til noe annet enn den var tiltenkt. Da det ble utløst alarm («block») på gassdetektorene i filterhuset til GTG4, så ble ikke dette sjekket ut og rapportert. Erfarte tripper og lekkasjer under oppstarten ble ikke rapportert i Synergi. Det at detektorene gikk i «block» ble sett på som en av mange forstyrrelser, ikke et «svakt signal». Kontrollrommet hadde i lang tid hadde hatt en for høy alarmrate og dette kan ha påvirket kontrollromsoperatørens handlingsmønster. Et avvik knyttet til dette (betegnet «Høy alarmbelastning over grenseverdi for alle fire operatørstasjoner, mangler ved HMI inkonsistent visning av alarmer i alarmlister og block-log»), ref. /18/, hadde blitt forlenget flere ganger. Høy alarmbelastning ble også påpekt i PTIL tilsyn i 2018 og er også beskrevet i TIMP PS 22, Q3 2020. Den høye alarmraten har svekket operatørenes årvåkenhet og ført til at alarmer har blitt kvittert ut uten at alarmen har blitt sjekket og at gassdetektorer som har gått i «block» ikke har blitt registrert i SAP («laskelogg»). Det har bidratt til at de lokale beslutningene som ble tatt fremstod som fornuftige av de som tok beslutningene på det tidspunktet de ble tatt; gitt de mål, den kunnskap og tankesett som beslutningstakerne hadde da beslutningen ble tatt.

Metoden som ble anvendt ved oppstart ved HLNG hvor man regulerte temperaturen i anlegget ved å rute hetolje til andre forbrukere, i dette tilfelle anvende GTG4 for å lette oppstarten av anlegget, var en del av normalt arbeid. Sannsynligheten for at det skulle ende opp med et skadelig resultat ble ikke vurdert da det var ansett som en normal måte for å komme rundt vanskelighetene med temperaturregulering under oppstart. Avviket ble dermed en del av den dagligdagse oppfatningen til operatørene av dette skiftet og tilstøtende skift.

Normalisering av avvik skjer gjennom små steg. Her foregår det en kontinuerlig organisatorisk og operasjonell tilpasning til målkonflikter, og usikkerhet bidrar til skrittvis normalisering av det som tidligere var vurdert som avvikende, eller sett på som brudd. Hvert skritt er kun et lite avvik fra den tidligere aksepterte normen, og fortsatt operasjonell suksess blir oppfattet som en garanti for at de små tilpasningene er sikre og at de ikke vil skade fremtidig sikkerhet. Det vokser frem en antagelse om at dette er den rette måten å gjøre det på. Imidlertid så vil det å gjøre det samme to ganger i et komplekst adaptivt system ikke nødvendigvis medføre det samme resultatet. Det å regulere temperaturen ved hjelp av GTG'er hadde vært gjort tidligere. I komplekse adaptive systemer kan ikke tidligere suksess bli sett på som en garanti for fremtidig sikkerhet. En veldig liten beslutning tidlig i livet til et komplekst system kan medføre meget store effekter på et senere tidspunkt. Det betyr at «driften inn i feil» kan skyldes veldig små og tilsynelatende ubetydelige beslutninger eller hendelser.

7.3.3 Observasjoner knyttet til organisasjon, ledelse og styring ved HLNG

Granskingsgruppen har i tillegg til drøftingen av påvirkende forhold ovenfor gjort flere mer spesifikke observasjoner knyttet til organisasjon, ledelse og styring.

Rammebetingelser for HLNG

LNG-anlegget på Melkøya er unikt både som LNG-anlegg og i Equinor sammenheng. Den spesielle kjøleteknologien med de tilhørende elektro og hjelpesystemene gjør at anlegget er krevende å sette seg inn i og drive. Anlegget krever mye kunnskap på mange nivå; kunnskap som ikke er lett å hente fra andre deler av selskapet, men som må bygges og vedlikeholdes lokalt gjennom arbeid med utstyr og systemer i anlegget og i samspill med driften på Melkøya.

Flere forhold knyttet til organisasjon, ledelse og styring, belyst nedenfor, har en sammenheng med at HLNG som anlegg, med sine utfordringer; lokalisering, hyppig utskifting i ledergruppen, kompleksitet i anlegget, kan ha blitt gitt for stramme og rigide rammebetingelser. Det er derfor viktig å evaluere hvordan rammebetingelsene har vært tilpasset de unike behov som eksisterer på HLNG. En vurdering av hvordan rammebetingelsene påvirker sikker og effektiv drift vil også kunne gi læring i andre deler av selskapet.

Uforutsatte hendelser medførte store utfordringer for HLNG-organisasjonen

I perioden før brannen måtte HLNG utsette den planlagte vedlikeholdsstansen grunnet Covid-19 situasjonen. De mest kritiske aktivitetene ble utsatt til en stans i slutten av 2020 og resterende arbeidsomfang til 2021. Da det ble oppdaget forhøyede kvikksølvverdier måtte det gjennomføres en krevende ikke planlagt stans i perioden 17.5.-26.6.2020. En ny stans oppsto i perioden 10.09.-24.09.2020 grunnet følgefeil ved oppstart av en ny strømlinje mellom Norge og Tyskland. Dette var hendelser som på kort varsel krevde betydelig omlegging av prioriteringer, oppgaver og planer ved anlegget. I sum var det svært krevende og belastende for organisasjonen å snu seg rundt og finne løsninger på kort varsel med den kapasitet og kompetanse som var tilgjengelig. Driftsorganisasjoner stilt overfor en oppgavemengde som overskrider organisasjonens kapasitet, har lett for å gjøre veivalg som gjør organisasjonen mer sårbar og mindre motstandsdyktig når det gjelder å ivareta sikker og effektiv drift.

Kontinuitet, tillit og samspill i organisasjonen

Rekruttering og istandsetting av nye ledere til oppgaver ved HLNG påligger MMP sentralt. Det har i stor grad siden oppstart av LNG-anlegget vært lite kontinuitet i ledergruppen. Kort tjenestetid i noen av de sentrale lederstillinger ved HLNG, kombinert med få og mangelfulle krav til operasjonell erfaring kan ha bidratt til økte kommunikasjonsutfordringer, samt bidratt til svekket tillit i organisasjonen. Arbeidsmiljøundersøkelser ved HLNG har over mange år vist svakere resultater når det gjelder tillit til ledelsen enn i de fleste andre deler av selskapet. Det gjelder også tillit til ledelsen på MMP-nivå. Høy rotasjon av personer i sentrale stillinger i ledergruppen har gjort det vanskelig å oppnå stabilitet og en god gruppedynamikk. Tillit innad i ledergruppen vil påvirkes av dette, noe som kan ha svekket forutsetningene for et godt samspill og påvirket arbeidet med sentrale mål. Over tid er dette forhold som har innvirket på samspill og beslutningsprosesser på en måte som har svekket tilliten innad i lederlaget og organisasjonen som helhet.

Utilstrekkelig oppfølging av organisasjonsendringer

I 2016 ble det gjennomført en organisasjonsendring der MMP TPO gikk over til å bli en matriseorganisasjon. Endringen innebar at TPO gikk over fra å ha systemansvar til oppgaveansvar, altså at man skulle kunne få tildelt oppgaver på tvers av MMP TPO ved HLNG har i praksis ikke færre medarbeidere enn i 2016, men oppfattes av driftsorganisasjonen ved HLNG som mindre tilgjengelige. Granskingsgruppen har etterspurt risikovurderinger foretatt før endringen trådte i kraft. En slik vurdering har ikke blitt forelagt granskingsgruppen og det er uklart hva som er gjort for å sikre at operasjonalisering av organisasjonsendringen fikk den forventede positive effekten for HLNG. Det er også uklart hvordan effekten av organisasjonsendringen har blitt verifisert, jamfør risikostyringsprosessen i selskapet. Det framstår for granskingsgruppen som at overgangen til matriseorganisasjon for MMP TPO HLNG har ikke blitt tilfredsstillende fulgt opp.

Endringen har medført at den tekniske kompetansen, som tidligere hadde et system- og fagansvar, ikke lenger oppleves å være så tett på anlegget som organisasjonen på HLNG har vært vant til. Med dagens organisering er det Operasjonelt Systemansvarlig (OSR/driftsingeniør) som skal sikre at anlegget driftes innenfor gitte driftsparametere. Tidligere bidro også ingeniørene i Teknisk Integritet til driftsoptimalisering av systemene som de hadde ansvar for. Endringen har bidratt til å svekke eierskapet og kompetansen knyttet til systemene, og kombinert med avgang av fagpersonell med høy anleggsspesifikk kompetanse, har dette påvirket TPOs evne til å støtte drift. OSR ved HLNG har opplevd at deres hverdag er blitt mer krevende og at de har mistet sparringpartneren som de tidligere hadde i TPO.

Uklare roller og ansvar

Roller og ansvar i HLNG organisasjonen oppleves av personell ved HLNG som uklare. Det er behov for presisering, spesielt for å sikre tydelige og klare ansvars- og rollebeskrivelse for de ulike lederrollene på anlegget. Granskningen har vist at det også er behov for ytterligere avklaring av ansvarsforhold mellom de ulike avdelingene, og at mangel på sådan har bidratt til lite effektive beslutningsprosesser.

Ledere i de enkelte gruppene skal formidle og bidra til å skape:

- Målklarhet, målaksept og målorientering
- Ansvarsklarhet, ansvarsaksept og ansvarsorientering
- Rolleklarhet, rolleaksept og rolleorientering

På bakgrunn av gjennomførte intervju mener granskingsgruppen det er et klart forbedringsbehov ved HLNG knyttet til styrking av lederkommunikasjon som er nødvendige forutsetninger for å skape ansvarlighet gjennom kunnskap om mål, midler, ressurser og prestasjoner.

Vedlikeholdsprosessen krever en stor grad av samhandling med mange ulike aktører. For at prosessen skal fungere forutsetter det at rollene og ansvaret er klart definert og at hver enkelt aktør forstår sin egen rolle. Granskingsgruppen har på grunnlag av omfattende intervju og gjennomgang av vedlikeholdsstatus fått en oppfatning av at vedlikeholdsprosessen ikke har fungert tilfredsstillende. Granskingsgruppen mener det er mulig å forbedre kontroll på risikoen knyttet til etterslep på vedlikehold gjennom klarere roller og ansvarsforhold.

Målforskyving

Mange av de utførende i anlegget har hatt en opplevelse av sterk og for ensidig ledelsesoppmerksomhet på enkelte prestasjonsindikatorer (KPI). Det vil over tid påvirke den lokale oppfatningen av hva som er viktig. Det er granskingsgruppens oppfatning at ledelsen ved HLNG, blant annet på grunn av tidligere hendelser, har hatt så stor oppmerksomhet på enkelt indikatorer som f.eks. personsikkerhet at det over tid kan ha gått på bekostning av hensynet til overordnede mål knyttet til ivaretagelse av anleggets tekniske integritet og gjennomføring av sikker og effektiv drift.

Mangelfull etterlevelse av styrende dokumenter

En gjennomgang for perioden 01.01.2018 – 01.10.2020 viser at flere sentrale arbeidsprosesser sjelden blir slått opp og sjekket ut i styringssystemet, og at det kun er et lite antall av de relevante brukerne som har gått inn og brukt styringssystemet. Det har også vært en nedadgående trend mht. antallet aktive brukere.

For at produksjonsavdelingen skal kunne operere anlegget sikkert og effektivt er det nødvendig med oppdaterte System- og Operasjonsdokumenter (SO-dokumenter) slik at det blir en enhetlig og avklart måte å kjøre anlegget på og ikke blir opp til den enkelte operatørs erfaring og kunnskap. Gjennomførte intervjuer tilsier at disse dokumentene ikke alltid har blitt etterlevd, noe som begrunnes med at de i liten grad har vært oppdaterte.

Personell skal kjenne til og følge de kritiske driftsrammene for systemene. For å kunne styre risiko er det nødvendig med inngående kunnskap om anleggets tilstand og virkemåte, og ledere på alle nivå må kjenne til hva de skal etterspørre for å kunne forsikre seg om at prosessrisiko er ivarettatt og at det er operasjonell disiplin i driften av anlegget. Operasjonell disiplin innebærer etterlevelse av styringssystem og at etterlevelse følges opp av ledelsen. For de utførende handler det i stor grad om å få jobben gjort og å handle ut fra det som blir etterspurt - mennesker agerer ut fra det som blir etterspurt.

Manglende og mangelfull kvalitet i SO-dokumentasjon

Det skal foreligge oppdatert System- og Operasjons-dokumentasjon for alle innretninger og anlegg i selskapet. Leder produksjon skal sikre at operasjons del (O dokument) til enhver tid samsvarer med måten anlegget skal opereres på og at SO-dokumenter brukes. Integritets eier (fabrikksjef) og oppgave eier (TPO) skal sikre at System (S-delen) beskriver systemene på en slik måte at den kan gi de som opererer anlegget en god innføring i viktige driftsparametere, samt danne grunnlag for å kunne operere anlegget med lav risiko.

Gjennom intervju har granskingsgruppen fått vite at før oppstart av anlegget i 2007 og i de første driftsårene var det stor fokus på å lære opp personell; det ble kjørt systemkurs og den enkelte operatør fikk god innsikt i de systemer de hadde ansvar for. Operasjonelt systemansvarlige bidro ved gjennomføring av disse kursene og kunne gi tilleggsinformasjon om det var uavklarte spørsmål. SO-dokumentasjonen var den samme som i dag, men den sterke knytningen mellom opplæring og OSR gjorde at selv om dokumentene var mangelfulle fungerte opplæring bedre da. Gjennom intervju framkom det at flere opplever at de ikke har god nok kompetanse til å håndtere driftsproblemer, og at det hender at personell til stede på jobb ikke kan gi gode svar når SO dokumentasjonen er mangelfull. Det som skjedde under oppstarten av anlegget understøtter dette. De utførende var opptatt av å «få jobben gjort». Manglende SO-dokumentasjon, mangelfull overordnet kunnskap om hvordan systemene fungerte sammen og hver for seg, lav grad av automatisering og høy alarmbelastning i kontrollrommet satte kontrollromsoperatørene i en krevende arbeidssituasjon.

Ved HLNG har det utviklet seg en praksis der man i liten grad bruker SO-dokumenter aktivt. Man har valgt å bruke instruks fra Operasjonelt systemansvarlige (OSR) og døgninstruks som styrende for hvordan anlegget skal driftes. Disse instruksene beskriver gjerne avvik fra normal måte å kjøre anlegget på, og er ofte korrigerende. OSR har en dagtidsstilling og vil dermed ikke kunne korrigere avvik eller rettlede driftspersonellet i 80% av produksjonstiden. For å bistå skiftene med utfordringer er det etablert en vaktordning hvor OSR kan kontaktes på fritiden. Dersom den som har vakt ikke kjenner systemet, kan vedkommende ringe sin kollega for råd. Dette er omforent og sett på som en muntlig gjensidig avtale. Terskelen på enkelte skift er stor for å kontakte OSR på fritiden, og med manglende eller mangelfulle SO-dokumenter må kontrollromsoperatør basert på egen erfaring og kompetanse beslutte hvordan systemet opereres. HLNG er et komplekst anlegg som krever mange manuelle operasjoner i kontrollrommet under oppstart. Siden man enten mangler SO-dokumenter, eller de er mangelfulle, er man avhengig muntlig kunnskaps- og erfaringsoverføring mellom enkeltpersoner.. Resultatet blir at anlegget ikke nødvendigvis driftes på en tilstrekkelig kvalitetssikret, enhetlig og sikker måte – og dette medfører økt risiko.

Praksis for å registre tekniske hendelser i Synergi

Andrew Hopkins har i bøkene «Lessons From Longford – The Esso Gas Plant Explosion» ref. /32/ og «Failure to learn – The BP Texas City Refinery Disaster» ref. /33/, vist hvordan et overdrevent søkelys på personskader undergravde oppmerksomheten på prosessrisiko ved de to anleggene og bidro til alvorlige storulykker.

WR9592, ref. /11/, danner grunnlag for hva som bør registreres i Synergi. HMS-hendelser som bør registreres er der hvor fare- eller ulykkessituasjoner har resultert i, eller kunne ha resultert i, skade på mennesker eller miljø. Granskingsgruppen har sett at det rapporteres relativt få tekniske prosessrelaterte hendelser, med faktisk eller mulig HMS-konsekvens i Synergi. Tekniske forhold med HMS-konsekvens rapporteres for litt større hendelser, men ikke alltid for mindre hendelser/tilløp. Når det gjelder hendelser knyttet til personskade, så rapporteres dette også for «enkle» hendelser og er ofte forklart med menneskelige feilhandlinger. Granskingsgruppen har gått gjennom skiftloggen for perioden 23.09. - 28.09.2020 og fant i løpet av denne perioden ti forhold med mulig HMS-risiko som granskingsgruppen mener burde vært rapportert i Synergi.

Styrende dokumenter er ikke uttømmende med hensyn til hva som skal registreres, men WR9592 App B har en liste med eksempler på svekkelser og feil på sikkerhetsfunksjoner og barrierer som kan føre til fare- eller ulykkessituasjoner, og som skal registreres i synergi og klassifiseres i denne kategorien. Ofte kan mindre svekkelser være «svake signaler» som utgjør indikasjoner på underliggende problemer som kan lede til større hendelser. Erfaringene med de smeltede filterrammene i perioden før 2013 illustrerer dette. Det er derfor viktig å utvikle organisasjonens evne til å fange opp slike

Klassifisering: Åpen
Status: Endelig - Frigitt
Dato: 07.05.2021

Gransking av: Brann i luftinntak på gassturbin GTG4,
Hammerfest LNG 28.09.2020



signaler og registrere dem, blant annet i Synergi, slik at informasjonen blir tilgjengelig og kan sees i den større organisasjonen og ut over den enkelte vedlikeholds- eller driftsavdeling.

8 Arbeidsprosesser, krav og barrierer

8.1 Arbeidsprosesser og krav

Kritiske oppgaver som bidro til hendelsen relateres i dette kapittelet til arbeidsprosesser i styringssystemet og andre relevante krav. Både avvik fra kravene og utilstrekkelige krav/ prosesser adresseres. Aktuelle krav er beskrevet i **Tabell 8.1** Status arbeidsprosesser og krav. Avvik er definert i henhold til ARIS som mangel på oppfyllelse av spesifiserte krav.

Tabell 8.1 Status arbeidsprosesser og krav

	Arbeidsprosess/ krav	Referanse til krav/ informasjons-element	Status	Årsaker
1	FR06 Drift og vedlikehold	1.Hvert anlegg skal ha en kompetent og kapabel organisasjon for å drive effektive operasjoner og styre risiko 2.Operasjonell risiko skal identifiseres, vurderes og styres for alle aktiviteter og grensesnitt gjennom hele levetiden. 3.Ansvarsforhold og operasjonelle grensesnitt skal beskrives for hvert anlegg 4.Barrierestyring og praksis for sikkert arbeid skal være etablert og ivaretatt. 9. Vedlikehold skal sørge for at alle system forblir sikre å operere og utfører nødvendige funksjoner når påkrevd.	Avvik Granskingsgruppen mener organisasjonen utviste mangelfull etterlevelse av flere krav i FR06: <ul style="list-style-type: none"> Operasjonell risiko ved oppstart av anlegget med TIMP status E for PS1 (Containment) og PS6 (Tennkildek kontroll) var ikke dokumentert Ansvarsforhold som beskrevet i OMC04 for HLNG var ikke klart definerte Granskingsgruppen har identifisert flere avvik og mangler knyttet til barrierestyring Det er identifisert etterslep på vedlikehold både på sikkerhets- og produksjonskritisk utstyr 	Kap. 7.3 og 8.2.

	Arbeidsprosess/ krav	Referanse til krav/ informasjons-element	Status	Årsaker
2	TR2381 LCI Requirements Master	SR-2768 – <i>System and Operation documents</i> System- og Operasjonsdokumenter skal gi teknisk informasjon, funksjonelle beskrivelser og beskrive hvordan anlegget skal driftes. Det skal være utarbeidet SO-dokumenter for alle system. Hensikten med disse dokumentene er å sikre god forståelse hos de utførende, bygge kompetanse, sikre erfaringsoverføring og legge til rette for best mulig drift under varierende forhold.	Avvik SO-dokument for system 50 (SO09350) manglet beskrivelse for temperaturregulering av hetolje i oppstartsfasen. Det framkom i intervju at SO-dokumenter er generelt lite brukt ved HLNG. Begrunnelsen som ble gitt var at SO-dokumentene ikke er blitt oppdatert og har vært vanskelig tilgjengelige.	Kap. 5.1.3, 7.1.2 og 7.3.3
3	OM201.05.01 Oppstart og overvåking av utstyr/system	R-108808 – <i>Kompetanse – Systembegrensninger</i> Personell (Operasjonelt systemansvarlig) skal ha dokumentert kunnskap om kritiske driftsrammer for systemet det gjelder, i henhold til lokale kompetansekrav for den aktuelle stilling. R-107548 – <i>Operere innenfor planer og styrende dokumentasjon</i> Operasjonelt systemansvarlig skal sikre at rammebetingelser for oppstart er ivaretatt <i>Informasjonselement⁸</i>	Avvik <i>Uklar ansvar/rolle-beskrivelse i OMC04 for operasjonelt systemansvar og rollen Operasjonelt Systemansvarlig (OSR).</i> Det er uklart for granskingsgruppen hvordan de ulike rollene (inkludert avdelingen som OSR tilhører, operative skift, skiftleder) som i OMC04 i tillegg til Operasjonelt Systemansvarlig (OSR) er beskrevet å ha operasjonelt systemansvar, har tilstrekkelig «dokumentert kunnskap om kritiske driftsrammer for systemet det gjelder, etc. ...» og hvordan dette ansvaret deles. <i>Operasjonelt Systemansvarlig (OSR) var ikke oppmerksom på at anti-is varmeveksler ble benyttet utenfor designbetingelser og at ventil for hetolje var manuelt</i>	Kap.7.1.2.2 og 7.3

⁸ Informasjonselementer skal også etterleves. Ved avvik må man forsikre seg om et fullverdig alternativ, men det er ikke krav om DISP.

	Arbeidsprosess/ krav	Referanse til krav/ informasjons-element	Status	Årsaker
		<i>I-106861 - Dokumenter godkjent oppstart med underlag - Mid & downstream</i> Driftsansvarlig (leder produksjon) skal godkjenne oppstart i henhold til I-106861	overstyrt i dagene før brannen oppsto. TIMP karakterer, føringer i skiftlogg og intervju tyder på at beslutningen om å starte opp produksjonen kan ha blitt gjort uten at det forelå en samlet risikovurdering.	
4	OM201.05.04 Håndtere produktavvik og driftsforstyrrelse	<i>R-107548 - Operere innenfor planer og styrende dokumentasjon</i> Avvik. Aktuelle driftssituasjoner som normal drift, ned- og opp- kjøring, skal opereres innenfor krav gitt i anleggets SO-dokumentasjon. Dersom deler av disse retningslinjene ikke kan følges, skal operasjonelt systemansvarlig involveres for nødvendige avklaringer. Oppdatering av SO-dokumentasjon skal da vurderes	Avvik. Det manglet en kvalitetssikret metode for regulering av temperatur i hetolje. OSR ble ikke involvert.	Kap. 7.1 og 7.3
5	OM204.04.02 Gjennomføre skiftavløsning	<i>R-109940 - Skrive skiftlogg</i> <i>R-109652 - Sikre nødvendig overføring av informasjon</i> <i>R-109031 – Informere, koordinere og prioritere aktiviteter</i> <i>R-109543 – Overføre informasjon internt på skift</i>	Avvik Mangelfull handover ved skiftavløsning; det ble ikke registrert i skiftlogg eller informert om linjegassdetektorene som hadde gått i «blokk» tidligere på hendelsesdagen. Det ble ikke registrert i skriftlig skiftlogg på hendelsesdagen at ventil 81-TV-4293 til anti-is i luftfilterinntak på GTG 4 var blitt manuelt overstyrt og satt i 60% åpen stilling. Smittevernregler på grunn av Covid-19 medførte at er Skiftleder gjennomførte skift-avløsning på Teams. Enkelte av de som ble intervjuet ga uttrykk for at de opplevde dette som	Kap. 7.1 og 7.3

	Arbeidsprosess/ krav	Referanse til krav/ informasjons-element	Status	Årsaker
			en dårligere løsning fordi det ble mindre grad av dialog og engasjement.	
6	OM.205.06.03 Tiltak ved uplanlagt svekkelse av sikkerhetssystem	<i>R-108087 Definere kompenserende tiltak ved svekkelse av sikkerhetssystem</i> <i>R-108122 Dokumentere/loggføre svekkelse av sikkerhetssystem</i>	Avvik: Da hendelsen oppsto var det svekkelse på sekundert startsystem til 71-PS-102 Brannndiesel Fjernstart fra kontrollrommet på luftstart-systemet feilet under test 20.09.2020 og ble utbedret 09.10.2020. Risiko for å måtte sende personell ut i anlegget ved en eventuell beredskapssituasjon for manuell oppstart av brannndieselpumpen var ikke vurdert. Om den elektriske startmotoren hadde feilet på hendelsesdagen ville dette medført at personell måtte gå inn i et evakuert område med en pågående brann uten at det var slukkevann tilgjengelig. Det var heller ikke gjort risikovurdering på hvor lang tid det ville gått fra hendelsen oppsto til brannvannspumpen eventuelt var i drift.	Kap. 6.3 og 8.2
7	OM.205.06.03 Tiltak ved uplanlagt svekkelse av sikkerhetssystem	SO-dokument 4.3.9 Flaskesentral for propan <i>Hvis flaskesentralen for propan brukes som reserve for pilotbrennerne, vil forbruket ligge på ca. 10 Sm³/t. Det bør alltid være nok propan i reserve til ca. to dagers drift. For å sikre at flaskesentralen har tilstrekkelig mengde med propan, bør det hver dag kontrolleres at de tilkoblede flaskene er fylt.</i>	Avvik: Under hendelsen mistet man fyrgass til lavtrykkfakkel (54-FC-103) på grunn av ESD2 og tap av hovedkraft. I et slikt tilfelle skal piloter forsynes med propan via en lokal flaskebank med propangass. I dette tilfellet var flaskebanken tømt kl. 17 og pilotflammen sluknet. Ved start av trykkavlastning av LNG/LPG-tankene ble det derfor kaldfaklet. Fakkelen ble tent etter 7 timer ca. kl. 24	Kap. 5.2.5 og 6.3

	Arbeidsprosess/ krav	Referanse til krav/ informasjons-element	Status	Årsaker
8	OM201.15.01 Sette og loggføre lask	R-108122 - Dokumentere/loggføre svækkelse av sikkerhetssystem	Avvik Det ble ikke ført i «laskelogg» at to linjegassdetektorer hadde gått i «blokk» om formiddagen den 28.09.2020. Det skulle ha vært ført som M9 i SAP og godkjent av skiftleder. Hverken skiftleder eller assisterende skiftleder var oppmerksomme på at linjegassdetektorene i filterhus GTG4 var gått i «blokk».	Kap. 7.1.2.2
9	TR1494 – Alarm system / v4.01	Hammerfest LNG, TIMP Q2 2020 -PS22 – HMI & Alarmer i SKR – Karakter D Alarmmengde i kontrollrommet er utafor krav på 2 av 4 operatørstasjoner. Utdrag fra TIMP Q3 2020 (etter hendelsen) -PS22 – HMI & Alarmer i SKR – Karakter D (PS22) Høy alarmbelastning og ikke oppdatert O-del av SO- manual svekker operatørens evne til å avverge faresituasjoner.	Avvik: Høy alarmbelastning (over grenseverdi på alle 4 operatørstasjoner), mangler ved HMI, inkonsistent visning av alarmer i alarmlister og blocklog. Manglende prioritering av å begrense alarmbelastning for kontrollromsoperatører. Det har siden 2010 foreligget DISP for dette forholdet. DISP: 90916, 22.09.2010 – 01.12.2011 (2013) DISP:139297, 02.07.2015 – 01.06.2019 DISP:174878, 01.06.2019 – 03.05.2023	Kap. 0 og 7.3
10	OM205 – Sikkert arbeid OM205.01.02 – Arbeidsprosessen skal sikre at arbeidet som skal utføres blir koordinert med andre aktiviteter i området eller på anlegget, og identifisere risikoer i forbindelse med samtidige aktiviteter.	R-110088 – Oversikt og kontroll over aktive arbeidstillatelser (AT)	Avvik: Detektorer gikk i feil og mistet sin funksjon i et område hvor det pågikk arbeid, uten at arbeidslaget ble varslet. (AT 9509584071 Feilsøking på GTG 4 Hydraulic starter). Ved utkobling av sikkerhetssystemer skal arbeidslaget avslutte sin jobb, sikre arbeidsted og forlate området.	Kap.7.3
11	WR2181 Beredskapsplan HLNG 2. linje	App. A	Avvik Det framgår ikke av beredskapslogg at aksjoner ble gjennomført i	Kap. 5.2

Klassifisering: Åpen
 Status: Endelig - Frigitt
 Dato: 07.05.2021

Gransking av: Brann i luftinntak på gassturbin GTG4,
 Hammerfest LNG 28.09.2020



	Arbeidsprosess/ krav	Referanse til krav/ informasjons-element	Status	Årsaker
			henhold til sjekklister; f.eks. tilkalle personell fra Teknisk Sikkerhet <i>for å støtte 1. linje i vurdering av reell risiko for manuell brannbekjempelse med Brannvesenet</i> , statusmøter med oppdatering av fokus og aksjoner, utarbeidelse av «Holding statement», m.m.	
12	WR2181 Beredskapsplan HLNG 1. linje	DFU 3	Avvik Den første PA-meldingen som ble sendt ut var ikke i henhold til beredskapsplanens DFU. Det ble ikke varslet til Equinor Notification Center (ENC)	Kap. 5.2

8.2 Barrierer

En barriere er definert som en teknisk eller organisatorisk foranstaltning som kunne ha stanset hendelsesforløpet eller begrenset omfanget av hendelsen. Styringsforskriften § 5 stiller krav til at det skal etableres barrierer som reduserer sannsynligheten for at feil og ulykkessituasjoner utvikler seg og begrenser mulige skader og ulemper. Det skal være etablert krav til ytelse for de tekniske, operasjonelle og organisatoriske elementene som er nødvendige for at den enkelte barrieren skal være effektiv. Ytelseskravene skal være etterprøvbare. Barrieresvikt kan skyldes enten brutte, svake eller manglende barrierer. I barriereanalysen inkluderes relevante risikoreduserende foranstaltninger, som er eller burde vært planlagt med ytelseskraav og oppfølging, og som retter seg mot å redusere sannsynlighet for eller omfang av hendelsen.

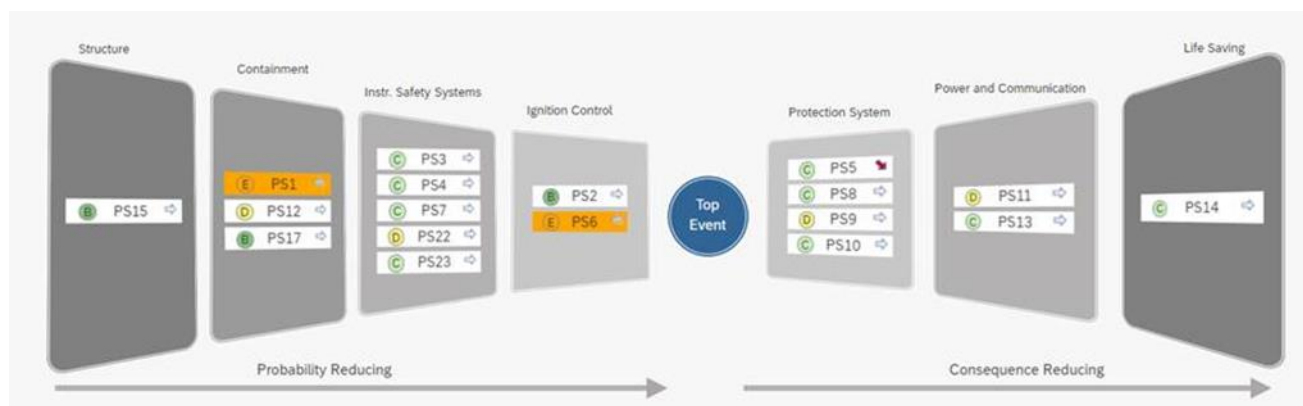
Brutte/Svake barrierer er barrierer som skulle/kunne ha stanset eller begrenset hendelsen dersom barrieren hadde fungert fullt ut. Det vil si at dersom svikt i barrieren ikke hadde inntruffet, så ville sannsynligvis heller ikke hendelsen eller konsekvensene ha skjedd.

Manglende barrierer er barrierer som ikke var etablert, men som kunne ha stanset eller begrenset hendelsen om de hadde vært til stede.

Intakte barrierer er barrierer som virket som forutsatt og som dermed stoppet eller begrenset omfanget av hendelsen.

Ytelsesstandard - Performance Standard (PS) - som barriere

Granskingsgruppen har vurdert funksjonen av de ulike PS'er knyttet til hendelsen.



Figur 8-1 Timp status ved HLNG pr 23.09.2020

Figur 8-1 viser HLNG's oppdaterte status pr. 23.09.2020 for teknisk integritet på anlegget. Karaktersystemet bruker statuskodene som er vist i **Tabell 8.2**. PS1 (Containment) og PS6 (Tennkildek kontroll) hadde karakteren E «Alvorlige mangler» før oppstart av anlegget 24.09.2020.

Tabell 8.2 Statuskoder for Timp-evaluering (Hentet fra ARIS R-107226 – Sikkerhetskriterier for å sette status på indikatorer)

Status	Kategori
B	Ingen / ubetydelige mangler
C	Noen mangler
D	Betydelige mangler
E	Alvorlige mangler
F	Full svikt

Tabell 8.3: Vurdering av status for aktuelle barrierer

Nr.	Barriereelement	Referanse til krav/ytelsesstandard	Barrierestatus	Årsaker
1	PS 1 Containment	TR2237 «The Containment function shall prevent release of hydrocarbons, other flammable fluids, and/or harmful fluids (chemicals, toxic gases, steam and other similar pressurised fluids, etc.)»	Brutt barriere Varmeveksleren gikk i brudd og det lakk ut hetolje som fødet brannen. Det oppsto også mindre lekkasjer i forbindelse med oppstarten av anlegget, men disse knyttes ikke til brannen.	Kap. 5.2.1 og 5.1.3
2	PS3	TR2237 «The gas detection system shall continuously monitor for presence of flammable or toxic gases, to alert personnel and allow control actions to initiated manually og automatically to minimise the probability of personnel exposure, explosion and fire»	Intakt barriere To linjegassdetektorer (74-AR-4227 og 74-AR-4228) i luftinntaket på GTG4 registrerte tidlig at noe «var på gang» og varslet om dette (de gikk i «blokk»). Utover sin tiltenkte hensikt varslet de dermed om en unormal tilstand.	Kap.5.1.4 og 0
3	PS 4 Emergency shutdown (ESD/NAS)	TR2237 «The purpose of the emergency shutdown system (ESD) is to prevent escalation of abnormal conditions into a major hazardous event and to limit the extent and duration of any such events that do occur.»	Intakt barriere Kontrollromsoperatører foretok ESD fra kontrollrom kl. 15.43.	Kap. 5.2.3
4	PS 5 Open drain	«The purpose of the open drain system is to provide for Containment and proper disposal of flammable liquid leaks as well and handling rainwater and firewater»	Intakt barriere Transformatoroljen som lakk ut, drenerte til kummer/LNG-avfallsbasseng à 100 m ³ kapasitet (65-TP-101 og 65-TP-102). Dette ble senere sugd opp, transportert vekk og behandlet som spesialavfall av et eksternt firma; SAR. Samlet sett ble det fra sugd opp ~ 30 m ³ olje og 667 m ³ vann forurenset med slukkeskum og spor av oljerester fra kummer/LNG-avfallsbasseng og 65-TP-105, ref. /40/.	Kap. 6.1.3

Nr.	Barriereelement	Referanse til krav/ytelsesstandard	Barrierestatus	Årsaker
5	PS 6 Ignition source control	<p>TR2237 - SR-61165 «All non-essential equipment located in naturally ventilated areas shall be disconnected on single low gas alarm anywhere on the plant»</p> <p>PS 6.4.5 Hot surfaces SR-3579 «The surface temperature of equipment, piping and exhaust ducts etc. that can be exposed for leaks from flammable mediums shall not exceed auto-ignition temperatures (AIT). Insulating material shall if applied, cover the entire hot surface. Necessary means of protection shall be provided to avoid that flammable medium can penetrate into the insulating material»</p>	<p>Delvis intakt barriere</p> <p>Den automatisk regulerende ventilen for hetolje fungerte i dette tilfellet, da den ble manuelt overstyrt, som tennkilde.</p> <p>Teknisk sett var utstyret i orden, men kunnskap om konsekvensen ved manuell overstyring av automatikk og å benytte utstyr til noe annet enn det det var designet for var mangelfull.</p>	Kap. 7.1.2.2
6	PS 7 Fire detection	<p>TR2237</p> <p>«The fire detection system shall continuously monitor for the presence of a fire to alert personnel and allow control actions to be initiated manually or automatically to minimise the likelihood of fire escalation and probability of personnel exposure. The fire detection system shall, relevant to specific equipment and areas, monitor continuously for the presence of an incipient fire condition to alert personnel and allow control actions to be initiated manually to minimise the probability of a fire condition to develop»</p>	<p>Manglende barriere</p> <p>Det var i designfasen ikke ansett som sannsynlig at den automatisk regulerende ventilen skulle feile i åpen posisjon eller at den ville bli manuelt overstyrt når gassturbinen ikke var i bruk, slik at det ville kunne bli så varmt i filterhuset at filtrene kunne selvantenne. Det var derfor ikke installert branndeteksjon i filterhusene på gassturbinene.</p>	Kap.7.1.2.3
7	PS 8 Emergency depressurisation and flare/vent system	<p>TR2237</p> <p>«The purpose of the Emergency Depressurisation system is to:</p>	Intakt barriere	Kap. 5.2.5

Nr.	Barriereelement	Referanse til krav/ytelsesstandard	Barrierestatus	Årsaker
		<ul style="list-style-type: none"> Reduce the pressure and inventory in a process segment in case of a fire exposing the segment in question. A reduction in pressure implies reduced material stress and, hence, reduced risk of rupture due to heating caused by the fire. <p>The purpose of the flare/ /cold vent and atmospheric vent system is to</p> <ul style="list-style-type: none"> Provide safe disposal of releases from pressure relief, depressurisation, process vents and spill-off flaring from control valves Route gas from atmospheric vent lines to a safe location» 	<p>Fyrgassystemet ble først trykkavlastet da dette systemet var nærmet brannstedet. Deretter ble resten av prosessanlegget trykkavlastet. Fyrgass og prosessgass ble rutet til fakkell.</p> <p>Svekket barriere Det ble kaldfaklet i perioden fra ca. kl. 17.05 – kl. 23.56. Årsaken til dette var manglende buffer av propan. Beholdningen av fakkelskudd var liten, og det ble skaffet ekstra skudd fra en privatperson i Hammerfest.</p>	
8	PS 9 Active Fire Protection	<p>TR2237 «The main purpose of the firefighting systems is to provide quick and reliable means for firefighting in addition to cooling of equipment and structures. Firefighting systems may be used to reduce explosion pressure»</p>	<p>Svekket barriere Sekundært startsystem for dieseldrevet brannvannspumpe feilet ved ukentlig test den 20.09.2020 og ble utbedret den 10.10.2020</p> <p>Delvis intakt barriere Det er installert brannvannskanoner i prosessanlegget og disse kan styres individuelt, men ikke stenges av fra kontrollrommet. Brannvannskanonene bidro til å kjøle prosessanlegget, men nådde ikke fram til brannen i luftinntaket på GTG4. På grunn av lav risiko ved brann i området ved luftinntaket på GTG4 manglet det brannvannsdekning her.</p> <p>De automatiske slukkesystemer lar seg ikke automatisk stenge fra kontrollrom og dette medførte et økt forbruk av ferskvann og derav økt behov for supplering med sjøvann</p> <p>Intakt barriere Hammerfest Brannvesen ankom HLNG ca. kl. 15.45, få minutter etter at det var foretatt trippelvarsling.</p>	Kap. 5.2.3
9	PS 12 Process safety	<p>TR2237 - SR-3901 Pressure safety valves</p>	<p>Intakt barriere I henhold til etablerte rutiner på HLNG ble det foretatt manuell trykkavlasting fra kontrollrom</p>	<p>Kap. 5.2.5</p> <p>Kap. 7.1.2</p>

Nr.	Barriereelement	Referanse til krav/ytelsesstandard	Barrierestatus	Årsaker
		<p>«An appropriate number of PSV's shall be in operation at any time»</p> <p>TR2237 – SR-3903 Alarms «Alarms shall support operator decision-making during upsets and accidental situations, ref TR1494 Alarm Philosophy. Actions shall be initiated automatically when process or equipment protection limits are exceeded»</p> <p>TR2237 – SR-3898 «Valves with process safety functions shall prevent a process upset to develop, normally by stopping the process flow. Requirements for actuation of PSD valves are defined in TR3001»</p>	<p>ved aktivering av full nødavstengning (ESD) (se PS4).</p> <p>Svekkede barrierer Alarmbelastningen i kontrollrommet utgjør en svekket barriere. Kontrollrommet hadde i lang tid hatt en for høy alarmrate. Et avvik knyttet til dette, ref. /18/ har blitt forlenget flere ganger. Høy alarmbelastning ble også påpekt i PTIL tilsyn i 2018 og er også beskrevet i TIMP PS 22, Q3 2020.</p> <p>Manglende barrierer Det er en høydeforskjell i hetolje-systemet mellom høyeste punkt og anti-is varmeveksleren på GTG4. Ved brudd eller lekkasjer i anti-is varmevekslerne er det ikke mulig å seksjonere ut anti-is-panelene fordi det mangler avstengningsmuligheter nedstrøms for hetolje.</p> <p>Det mangler prosessikringsutstyr som kan detektere eller hindre at temperaturen overstiger designtemperatur eller maksimal driftstemperatur for filterelementene i filterhuset. Fordi brannfrekvensen i filterhuset var regnet som lav, var det ikke vurdert som nødvendig å ha temperatursensorer her. I anti-is varmeveksleren fødes hetoljen med en temperatur på 260 °C. En temperatursensor ville i dette tilfellet kunne ha fanget opp at temperaturen overgikk filterprodusentens anbefalte maksimumstemperatur på 70 °C.</p>	
10	PS 13 PAGA/Alarm and Communication System for use in Emergency Situations	<p>TR2237 PAGA, Alarm and communication systems for use in emergency situations shall: Alert, inform and guide personnel as quickly as possible in the event of a hazardous or emergency situation</p>	<p>Intakt barriere Det ble automatisk aktivert blålys i anlegget som varslet personell i anlegget om gasslekkasje/ brann.</p> <p>Det ble aktivert evakueringsalarm fra kontrollrom samtidig som det ble trykket ESD.</p>	Kap. 5.2.3
11	PS 14 Escape, Evacuation and Rescue (EER)		<p>Intakt barriere POB-kontroll var etablert 7 minutter etter evakueringsalarm. Dette er godt innenfor kravet på 45 minutter</p>	Kap. 5.2.4

9 Tilsyn og revisjoner

Det har vært gjennomført en flere tilsyn og revisjoner ved HLNG i løpet av de siste årene. Det er granskingsgruppens oppfatning at bedre kvalitet i oppfølging av noen av de påpekte forbedringspunktene og avvikene kunne ha gjort HLNG mer robust og bedre i stand til å håndtere denne hendelsen.

PTIL - Tilsyn med styring av risiko i drift – driftstilsyn ved Hammerfest LNG, 21.-23.08.2018

Det ble ikke påvist avvik i dette tilsynet, men påpekt tre forbedringspunkter. Av disse er punktet om «Bedre informasjon til og opplæring av nytilsatte operatører om risiko ved utføring av arbeid» relevant for denne hendelsen. Under tilsynet ble det opplyst at flere erfarne operatører hadde sluttet og blitt erstattet av nytt personell som hadde gått som lærling enten ved HLNG eller fått operatøropplæring fra andre steder. Erfarne operatører oppga at de var usikre på om de nye operatørene hadde fått tilstrekkelig opplæring og god nok forståelse i den spesielle prosessen og risiko som fabrikken representerer. PTIL fikk i dette tilsynet et inntrykk av at de som arbeider ved HLNG hadde et reflektert forhold til den risiko de utsettes for daglig, i tillegg til storulykkerisiko.

PTIL – Tilsyn med alarmbelastning og Human Factors i kontrollrommet på Hammerfest LNG 14.-16.05.2018

Målsettingen med tilsynet var å undersøke hvorvidt alarmsystemene ved HLNG gir operatørene nødvendig støtte i håndteringen av prosessanlegget under ulike forhold; normal drift, driftsforstyrrelser og ved hendelser. Det ble ikke påvist avvik i dette tilsynet, men påvist to forbedringspunkt. Relevant for denne hendelsen er forbedringspunktet som gjaldt kartlegging av psykososiale forhold og menneskelige faktorer (HF) i hovedkontrollrommet. PTIL ble i tilsynet også orientert om et prosjekt som var etablert for å legge bedre til rette for kontrollromsoperatørene og at det pågikk et arbeid med oppgradering av treningssimulatoren.

PTIL – Tilsyn med drift og vedlikehold av røyrleidninger, undervassanlegg og landanlegg på Snøhvit og HLNG 27.-29.08.2019

Målet med tilsynet var å følge opp drift av rørledninger og undervassanlegg som en integrert del av landanlegget på Melkøya og se til at Equinor har en driftsmodell med tilstrekkelig kapasitet til å håndtere normale drifts- og vedlikeholdsoppgaver. Det ble identifisert tre avvik og et forbedringspunkt. Avvikene gikk på mangler ved styring av vedlikeholdet, manglende fastsettelse og videreutvikling av strategi for vedlikehold og manglende oversikt over konsekvenser av svekkelser knyttet til undervassanlegg. Det ble også identifisert forbedringspunkt knyttet til mangler ved kapasitet til å få gjennomført vedlikehold og påpekt at uavhengig av hvordan en løser bemanningsbehovet (lokalt eller tilreisende) så må det være tilstrekkelig med ressurser med rett kompetanse og det må være klart hvordan kommunikasjon skal foregå (organisering). Det ble understreket at for et så komplekst anlegg som HLNG krever en viss grad av lokal kompetanse og opplæring for å kunne jobbe der, anleggsspesifikk kompetanse er viktig for å kunne gjennomføre planlagte og uplanlagte jobber.

PTIL – Tilsyn med storulykke og elektriske anlegg på Hammerfest LNG 21.-24.09.2020

Målsetting med tilsynet var å føre tilsyn med at regelverksbestemmelser ble fulgt, selskapets arbeid etter storulykketilsyn og tilsyn med elektriske anlegg i perioden 26.-29.06.2017. Det ble påvist fem avvik og forbedringspunkter som ikke var håndtert i tråd med tilbakemeldinger som var gitt til PTIL etter elektrotilsynet i 2017. Videre ble det påvist avvik når det gjelder risikohåndtering knyttet til bidragsyttere til storulykke. Dette ble begrunnet med TIMP-status E for PS1 (Containment) og PS6 (Tennkildekontroll). Svekkelser i kablene til turbinene ble nevnt spesielt og det ble påpekt at det tar lang tid fra svekkelser blir oppdaget til de blir utbedret. Det ble også påvist avvik når det gjelder bemanning og kompetanse i teknisk avdeling, spesielt innenfor elektro- og instrument disiplinene. Det ble videre registrert avvik i felt og forbedringspunkt knyttet til overvåking av elektrisk utfall ved kraftutfall.

Beredskapsrevisjon utført av COA, 2018-01: Emergency response onshore plants

Det ble gjennomført en revisjon av beredskap i MMP i 2018. Hensikten med revisjonen var å forvise seg om at roller, planer, kapasitet, evne, trening, øvelser og kriterier for å trigge beredskapsrespons var tydelig, implementert og fungerte som tiltenkt. Ved HLNG ble det gjort gule funn: «Melkøya gjør mye bra arbeid innenfor beredskap. Forbedringer må gjøres innenfor kjemikalievern og redning fra høyden. Ledelsens styring og bekreftelsesaktiviteter må forbedres ved at relevante ledere på flere nivå etablerer egevaluering som sikrer kvalitet på personell, utstyr og handlingsmønster». I rapporten ble det understreket at dersom ledere ikke planlegger, gjennomfører og rapporterer bekreftelsesaktiviteter er det en risiko for at uakseptable forhold ikke oppdages og korrigeres. Det ble gitt sju anbefalinger etter denne revisjonen.

Anbefaling

1. Melkøya må forbedre kjemikalievern gjennom en tydeliggjøring av hva som skal håndteres av eget personell og hva som skal håndteres av andre. Eget personell må gis utstyr og trening på det de skal håndtere og det må sikres gjennom verifikasjoner og øvelser at valgte eksterne aktører kan ta «sin bit».
2. Melkøya må forbedre redning fra høyden ved at det utarbeides detaljerte planer for redning fra alle tårn og høytliggende lokasjoner samt at en gjennom trening og øvelser verifiserer at nødvendig utstyr er på plass og fungerer.

Security Classification: Internal - Status: Final

Page 13 of 28

Status: Final
Title: 2018-01 Emergency response at onshore plants



equinor

3. Melkøya ledere må sørge for at bekreftelsesaktiviteter (assurance) innen beredskap kommer inn på deres planer for egevalueringer. Dette gjelder alle nivå.
4. Kjøretøy og maskiner inne på anlegget: Det anbefales at det gjøres en grundigere og uavhengig risikovurdering med klare retningslinjer.
5. Treningsplan må lages (og godkjennes) for IMT - linje 2 -, disse skal sikre at alle lag får trent på alle relevante DFU'er innenfor periode gitt i SF700
6. Rolle spesifikk trening i Emergency Response Team (ERT) – 1. linje - bør vurderes, man må sikre at alle deltakere får trent tilstrekkelig i sin primære rolle.
7. Det bør innarbeides en systematikk med regelmessige møter for enkelte roller i ERT og IMT – dette skal sikre læring og forbedring. Hvilke roller dette skal gjelde bør vurderes og dokumenteres.

Revisjon av drift og vedlikehold, utført av COA, 2019-1: «Operation and maintenance of ageing onshore plants»

Det ble gjennomført en revisjon av drift og vedlikehold ved aldrende landanlegg i MMP i 2019. Hensikten med revisjonen som ble gjennomført våren 2019 var å gå gjennom og vurdere landanleggenes integritet og vedlikeholdsstyring ut over produksjon og sikkerhetskritisk aspekter, inkludert budsjettprioritering. Det ble gjort «gule funn» ved HLNG: «After a strenuous start-up and run-in period, the Melkøya LNG plant now has 98% regularity at 106% of design throughput capacity. Melkøya is experiencing a high turnover of personnel, and replacement recruitment is challenging. The TRIF is high at 14.1 compared to the target of 4.0. Melkøya needs to identify appropriate actions to reduce the high turnover within operation and maintenance. Melkøya needs to intensify actions to reduce the TRIF. The plant needs to secure more capacity within the rotating mechanical, inspection disciplines and the electrical technician group. Melkøya should perform a third-party (TPD) corrosion protection assessment to ensure that Hammerfest LNG (HLNG) has a long-term sustainable corrosion strategy.»

Det ble gitt fire anbefalinger etter denne revisjonen:

- «Melkøya needs to identify appropriate actions to reduce the high turnover within operation and maintenance.
- Melkøya needs to intensify actions to reduce the TRIF.
- Melkøya needs to secure more capacity within the rotating mechanical, inspection discipline and the electrical technician group.
- Melkøya should perform a third-party (TPD) corrosion protection assessment to ensure that HLNG has a long-term sustainable corrosion strategy. »

Granskingsgruppen har ikke undersøkt hvordan funn fra tilsyn og revisjoner er blitt fulgt opp, men registrerer at flere av de påpekte forhold har hatt betydning i denne hendelsen.

Rapport etter storulykketilsyn ved Hammerfest LNG 13.-14. juni 2019, utført av Næringslivets Sikkerhetsorganisasjon (NSO), ref. /28/.

Hensikten med tilsynet var å kontrollere virksomhetens systematiske arbeid for å begrense storulykker. Det ble spesielt lagt vekt på virksomhetens beredskapssystemer og evne til å gjennomføre en innsats både på taktisk og strategisk nivå. Oppfølging og tiltak etter forrige storulykketilsyn og årets felles tema-, strategi ble gjennomgått. I tillegg ble virksomhetens industrivern kontrollert i henhold til NSOs myndighetskrav, dvs. forskrift om industrivern og internkontrollforskriften. Tilsynet ble gjennomført ved gjennomgang av dokumentasjon, samtaler og verifikasjoner i virksomheten. Tilsynet var ikke en fullstendig gjennomgang av virksomhetens HMS-arbeid.

Det ble ikke avdekket avvik, men det ble gitt anbefalinger om at sette tydelige mål ved gjennomføring av øvelser for lettere å kunne evaluere og identifisere forbedringsområder. NSO registrerte også at virksomheten hadde fokus på personskader og at det ble øvd godt på håndtering av disse. Det ble gitt anbefaling om at det også ble gjennomført mental trening som del av målsetting med treningen for å være bedre forberedt på sterke inntrykk relatert til personskade.

10 Andre granskede hendelser

Granskingsgruppen har sett gjennom noen av de siste granskningene gjennomført av COA på HLNG, samt en nylig gjennomført gransking på nivå 3. Det ble også funnet en granskingsrapport hos PTIL med samme brannårsak.

Tabell 10.1 Andre granskede hendelser

Synergi nr./ Dato	Tittel	Likhetstrekk med aktuell hendelse
24.03.2015 Gransket av PTIL	Fire in HVAC room onboard Petrojarl Knarr Petrojarl Knarr, Teekay	Brann filtre i ventilasjonssystem til boligkvarter. Dampvarmeveksler (maks. temperatur 165 °C) var aktivert uten at ventilasjonssystemet var i drift. Test av filter ved 180 °C bekreftet varmgang og antennelse etter 8 timer. Likhetstrekk: samme type filter som antente i et HVAC anlegg. Hendelsen var gransket av PTIL i 2015, men forholdet rundt risiko for antennelse av filterposer i gassturbiner og HVAC anlegg var ikke kjent i Equinor.
1503370 02.04.2017 Gransket av COA	Gratingplate falt ned ved Hammerfest LNG	En arbeider på vei til arbeidsstedet tråkket på en løs gratingplate på 33 kg som vippet rundt og falt totalt 5,8 m ned på gulmerket gangvei. Personen klarte å holde seg fast og fikk små fysiske skader. Det ble gjort følgende observasjoner knyttet til ledelse, styring og HMS-kultur: AT-systemet ble i liten grad benyttet til å håndtere risiko, mangelfullt korrigerende og forbyggende vedlikehold på grating. Det var utført få egenevalueringer i de enkelte fagdisipliner med få forbedringstiltak. Likhetstrekk: Mangelfull risikostyring
1546586 17.06.2018 Gransket av COA	Fortøyning av LPG/C Clipper Jupiter på Hammerfest LNG	Under fortøyning av LPG-skipet Clipper Jupiter ble to fortøyningstrosser strammet opp før man oppdaget at de lå over hverandre ved fortøyningskrokene på land, den ene trossen ble presset opp og løsnet fra kroken. Personell til stede på kaien var ca. 0,5-1 m fra å bli truffet av kroken. Hendelsen ble klassifisert som potensielt rød 1 – mulig dødsfall. Likhetstrekk: mangelfull risikovurdering ved endring av framgangsmåte, mangelfull læring og erfaringsoverføring fra tidligere operasjoner.
1571588 26.02.219 Gransket av COA	Hendelse med gangbro på kaien ved Hammerfest LNG	Under utbedring av lekkasje på hydraulisk system på gangbro ble det bygget stillas for tilkomst. Den ene stillasbyggeren ble klemmt mellom gangbroen hovedsyndere og stillaset. Hendelsen ble klassifisert som mulig Rød 2 – mulig alvorlig personskaade. Likhetstrekk: mangelfull dokumentasjon og brukeropplæring, mangelfull samhandling og manglende planlegging. Anbefalingene for læring var: utstyrsspesifikk opplæring, etablering av barrierer for sikkert arbeid og forbedret samhandling mellom avdelingene.
1573445 11.03.2019 Gransket av COA	Svekket sikkerhetsbarriere mot overtrykking på Hammerfest LNG	Manglende varmekabler og isolasjon på sikkerhetsventiler over lang tid. Hendelsen ble klassifisert som Rød 2 – svekkelse av sikkerhetssystem. Likhetstrekk: mangelfull overordnet forståelse av risiko, samt mangelfull anleggs- og prosessforståelse

Klassifisering: Åpen
Status: Endelig - Frigitt
Dato: 07.05.2021

Gransking av: Brann i luftinntak på gassturbin GTG4,
Hammerfest LNG 28.09.2020



Synergi nr./ Dato	Tittel	Likhetstrekk med aktuell hendelse
1618506 30.03.2020 Gransket på Nivå 3	Høyt kvikksølv innhold i prosesstrøm etter kvikksølvfelle ved HLNG	Det ble påvist høyt kvikksølvinnhold i prosesstrøm etter kvikksølvfelle, med påfølgende nedstengning av anlegget våren 2020. Likhetstrekk: Mangelfull samhandling og kommunikasjon, utilstrekkelig bemanning og kapasitet i TPO, uklare roller og ansvar ved HLNG

11 anbefalinger for læring

Hendelsen viser viktigheten av at beslutninger blir tatt på rett grunnlag. En forutsetning for å lykkes med det er kompetanse, relevant erfaring, kommunikasjon og kvalitet i samhandling – og dette gjelder for alle roller og nivå i organisasjonen.

De konkrete anbefalingene som er beskrevet i dette kapittelet er gruppert i tekniske anbefalinger og tiltak knyttet til beredskap. Tiltak knyttet til organisasjon, ledelse og styring vil konkretiseres av forbedringsprosjektet nedsatt av MMP som vil undersøke forhold knyttet til organisasjon, ledelse og styring ved HLNG-organisasjonen. Det er en del av målsettingen at relevante læringspunkter kommer hele selskapet til gode., ref. /62/.

Det gjøres oppmerksom på at det kan være andre relevante tiltak enn de som er anbefalt i denne rapporten.

11.1 Umiddelbare tiltak anbefalt etter hendelsen

Den utløsende brannårsaken ble identifisert tidlig i granskingen. Basert på funn og observasjoner ble det i begynnelsen av november 2020 sendt ut en Sikkerhetsmelding (Safety Alert) til alle relevante installasjoner i selskapet og til andre operatører via fagnettverket med følgende informasjon.

Det er klart for granskningsgruppen at brannen ble utløst i forbindelse med overoppheting i luftinntaket fordi varmeveksleren til anti-is systemet ble manuelt aktivert (på en gassturbin som ikke var i drift). På ett tidspunkt har det oppstått en lekkasje i varmeveksleren som har ført til at luftinntaket har fått tilført hetolje via drenering gjennom returlinja. Som forbedringstiltak før oppstart av turbinene, har granskningsgruppa foreslått følgende tekniske tiltak for å robustgjøre anti-is systemet:

- *Anti-is systemet skal kun brukes til formålet det er designet for – sikre forvarming av inntakslufta til gassturbinene når værmessige forhold tilsier at dette er nødvendig. Dette er automatisk regulert og skal ikke manuelt overstyres*
- *Installasjon av temperaturfølere med alarm og tripp-funksjon øverst i filterhuset i forkant av for-filtrene (Filterelementene har en maksimal tillatt operasjonstemperatur på 70°C.)*
- *Installasjon av enveisventiler på returen fra varmeveksleren i luftinntaket for å hindre at en eventuell lekkasje fødes av tilbakedrenering av hetolje.*
- *Når nytt filterhus skal bygges, bør avstanden mellom varmeveksler og filterposer økes fra dagens 400mm.*

De tekniske forslagene må vurderes, kvalitetssikres og designes i henhold til vanlige prosedyrer for modifikasjonsarbeid.

Denne informasjonen ble kvalitetssikret og godkjent av ledelsen i MMP den 10.11.2020.

11.2 Anbefalinger knyttet til beredskap

Selv om man ved HLNG har fulgt krav og anbefalinger til omfang av beredskapstrening, viser hendelsen at det er forbedringsområder. Granskingsgruppen har i kapittel 7.2 sammenfattet observasjoner knyttet til den beredskapsmessige håndteringen av brannen. Det anbefales med utgangspunkt i hendelsen og observasjonene at MMP OPL igangsetter følgende forbedringsaktiviteter med formål å gjennomgå og styrke beredskapen ved HLNG. Det bør vurderes om dette er tiltak som også er relevant for de andre landanleggene.

1. Beredskap - trening, ressurser, kompetanse og ledelsesoppmerksomhet

Basert på læring fra hendelsen, gjennomgå MMP OPL sine krav til og gjennomføring av opplæring og trening av sentrale roller i beredskapsledelsen ved HLNG, herunder å holde dette opp mot krav og praksis i andre deler av selskapet. Iverksette tiltak som sikrer at det settes inn tilstrekkelig trening, ressurser, kompetanse og ledelsesoppmerksomhet for å utvikle og vedlikeholde beredskapsfunksjonene ved HLNG. Målsettingen er å sikre en enhetlig og høy standard på beredskapsledelse i Equinor.

2. Samtrening med nødetatene – bygge felles forståelse for effektiv samhandling

Basert på læring fra hendelsen, gjennomgå MMP OPL sine krav til og gjennomføring av samtrening mellom Equinor sin beredskapsledelse ved HLNG og nødetatene. Iverksette tiltak som sikrer at Equinor sin beredskapsledelse har nødvendig kunnskap om nødetatenes organisering, ressurser og måte å agere på. Målsettingen er å sikre at Beredskapsledelse ved HLNG og innsatsledelse fra nødetatene blir satt bedre i stand til å etablere felles situasjonsforståelse og samhandle effektivt ved alvorlige hendelser.

3. Klargjøre formelle ansvarsforhold ved beredskapshendelser

Klargjøre de formelle ansvarsforhold mellom anleggets beredskapsledelse og innsatsledelse fra myndigheter ved beredskapshendelser. Herunder hva en sikkerhetssone satt av myndigheter under en hendelse innebærer av begrensninger for manuell innsats. Innarbeide konklusjoner i relevant beredskapsplanverk.

4. Utnytte potensialet ved proaktiv beredskapsledelse i alle faser av en hendelse

Gjennomgå krav og praksis til proaktiv beredskapsledelse. Identifisere eventuelle gap og forbedringsområder. Iverksette tiltak for å styrke utøvelsen av proaktiv beredskapsledelse ved HLNG. Målsettingen er å sikre en enhetlig og høy standard på beredskapsledelse i Equinor.

5. Videreutvikle lokalt samarbeid mellom HLNG og nødetater i Hammerfest

Det anbefales at HLNG organisasjonen forsterker og videreutvikler samarbeidet med de lokale nødetater med sikte på å:

- Utvikle et informasjonsdokument med kart, plotplaner, oversikter over hovedutstyr og risikopotensiale og annen beredskapsrelevant informasjon for de enkelte sektorer i anlegget. Formålet er å sikre at nødetatene, særlig brannvesenet får en anleggsforståelse som støtter og istandsetter dem til å bidra effektivt med sin kompetanse ved hendelser
- Legge til rette for systematisk samtrening i et mønster der en får trent på hendelser knyttet til objekter i de ulike sektorer ved anlegget
- Gjennomgå MMP OPL sine krav til hvordan beredskapslokaler skal være tilrettelagt for å imøtekomme behovet for effektiv samhandling med nødetatene. Iverksette tiltak som sikrer at det foreligger planer ved HLNG som sørger for allokering av nødvendige lokaler for de ulike aktører/funksjoner ved en hendelse
- Gjennomgå anleggets sambandsplan for kommunikasjon og bruk av utstyr og radiokanaler.

Målsettingen er å legge til rette for effektiv kommunikasjon og samhandling ved hendelser der nødetatene mobiliserer for innsats ved anlegget

11.3 **Anbefalinger knyttet til organisasjon, ledelse og styring**

Granskingsgruppen har i kapittel 7.3 søkt å belyse påvirkende forhold knyttet til organisasjon, ledelse og styring. Dette er forhold som krever en mer omfattende gjennomgang for å identifisere og anbefale konkrete tiltak enn det som ligger innenfor rammen av denne granskingen. Med utgangspunkt i dette granskingsarbeidet har MMP nedsatt et forbedringsprosjekt, ref./35/, som vil undersøke forhold knyttet til organisasjon, ledelse og styring ved HLNG-organisasjonen. Det er en del av målsettingen at relevante læringspunkter kommer hele selskapet til gode. Følgende hovedområder vil inngå i prosjektets mandat:

Styring

- Strategi, plan, KPI'er og målstyring
- Klarhet i operasjonsmodell, roller og ansvar
- Operasjonalisering av og etterlevelse av styringssystemet

Organisasjon

- Kompetanse, erfaring og bemanning
- Læring og trening
- Kultur, demografi og rammebetingelser

Ledelse

- Kompetanse i sentrale lederstillinger
- Kontinuitet i lederstillinger
- Samarbeid og lagarbeid

12 Forkortelser og begreper

Forkortelse	Forklaring/definisjon
AO	Arbeidsordre
ARIS	Betegnelse på dataverktøy i styringssystemet
ASTM	American Society for Testing and Materials
AT	Arbeidstillatelse
BLEVE	Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion
CCOM	Corporate Communication
CCTV	Intern Kameraovervåkning på anlegget
CIM	Elektronisk støtteverktøy for bruk i beredskapssituasjoner
CMT	Crisis Management Team, også betegnet som 3.linje beredskap
CO ₂	Karbondioksid
COA	Corporate Audit
CoS	Chief og Staff Leder avCMT (3. linje) stab
DFU	Definert fare og Ulykkessituasjon
DPN	Development and Production Norway
DSB	Direktoratet for Sivil Beredskap
ENC	Equinor Notification Center er mottaks sentral for nødmeldinger
Equinors R&T-avdeling	Forsknings og Teknologiavdeling i Equinor
ERT	Emergency Response Team, også betegnet som 1.linje beredskap
ESD	Nødvstengingssystem for fabrikk (Emergency Shut Down). Se NAS
FIFI fartøy	Fire Fighting Fartøy
FLIR-kamera	Forward looking infrared (varmesøkende Kamera)
FV	Forebyggende Vedlikehold
GL	Guideline
GPS Undersøkelse	Årlige medarbeiderundersøkelse i selskapet
GTG	Gass Turbin Generator
HAZOP	Analysemetode for Hazardous operations
Hg Stans	Vedlikeholdsstans som følge av Kvikksølvproblem i anlegget
HVAC anlegg	Ventilasjonsanlegg
ILKO	I redningstjenesten på land etablerer ofte innsatsledelsen et KommandoOmråde, benevnelsen er da innsatsleders KO (IL-KO)
IMT	Incident Management Team, også betegnet som 2.linje beredskap
KO	Kommandoplass. Sted hvor lederne på et skadested samles, og som de utøver ledelse fra.
KPI	Key Performance Indicator
KV-prosjekter	Korrektivt vedlikeholdsprosjekter
LCI	Life Cycle Information
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petrol Gas
MMP	Marketing Manufacturing and Processing
NAS	Nødvstengingssystem for fabrikk. Se ESD
OSR	Operasjonelt Systemansvarlig
PA	Public Announcement. Internt varslingsanlegg på anlegget (Høytaleranlegg)
PBV Plan	Plan for prosjektbasert vedlikehold
POB	Personell On Board - er et begrep for personellstatus på anlegget

Forkortelse	Forklaring/definisjon
PPC	Avdeling for prosjekter
PPE	Personlig verneutstyr
PS	Performance Standards
PTIL	Petroleumstilsynet
Ramp	Stegvis økning av produksjonen
Rise FR	Rise brannlaboratorium
SAP	System for vedlikeholdsstyring
SKR	Sentralt Kontrollrom
SO Dokument	System- og Operasjonsdokumentasjon
SSU	Safety and Sustainability
TI	Teknisk Integritet
TIMP	Technical Integrity Management Programme
TPO	Technical Plant Optimisation
TR	Technical requirement
TRA	Total risikoanalyse
TTS	Teknisk Tilstand Sikkerhet
TTS -Verifikasjon	Verifikasjon av anleggets tekniske tilstand
UHF	Sambandssystem for operativ kommunikasjon på Anlegget
UPN	Undersøkelse og Produksjon Norge, samme som DPN
WHRU	Waste Heat Recovery Unit.
WR	Working Requirement

13 Referanser

- /1/ Synergi 1630563 Brann i luftinntak på GTG4, Hammerfest LNG 28.09.2020
- /2/ Synergi 1628732, Hydrokarbonlekkasje fra varmeveksler 54-HA-101A, HLNG 13.09.2020
- /3/ Teknisk tilstandsevaluering av kabler til GTG'er etter hendelse 28.september 2020, E06-SD-E-RB-03. 05.1.2020
- /4/ Varsel til PTIL, 29.09.2020
- /5/ ARIS OMC04 Hammerfest LNG (MMP PM HLNG) – Organisasjon, ledelse og styring Ver.2. Gyldig fra 09.12.2020
- /6/ ARIS OMC04 Technical and Plant Optimisation (MMP PM TPO) - Organisation, management and control.
- /7/ ARIS OMC04-500 Processing and Manufacturing (MMP PM) – Organisation, management and control_MS chapter_29.08.17. Final ver.1.
- /8/ WR2181 Beredskapsplan for Hammerfest LNG – 1. linje, Ver. 10, Gyldig fra 03.01.2020
- /9/ WR2181 Beredskapsplan for Hammerfest LNG – 2. linje
- /10/ WR2610 MMP PM oppgaver og kompetansekrav for beredskapsorganisasjoner
- /11/ WR9592 Registrer sikkerhets- og sikringshendelser, App. B Eksempler på svekkelser og feil på sikkerhetsbarrierer ARIS SF700 Preparedness and respons
- /12/ TR2381 LCI requirements Master, GL0496
- /13/ ARIS OM201.05.01 Oppstart og overvåkning av utstyr/system
- /14/ «Klikkrapport» av utvalgte arbeidsprosesser
- /15/ SAP- informasjon om vedlikehold på anti-is varmevekslere
- /16/ GPS-undersøkelser for HLNG 2017-2020
- /17/ Skriftlig handover mellom kontrollromsoperatørene på utilitypanelet i perioden 24.-28.09.2020
- /18/ DISP 174878 «Høy alarmbelastning over grenseverdi for alle fire operatørstasjoner»
- /19/ DNV GL Hammerfest LNG update TRA/HRA Hovedrapport, Rapport No.:2017-0216, Rev.01, Dokument nr.: 112A3RWZ-18 Dato 2017-12-08. Statoil dokument E066-AB-S-RE-009, Statoil rev. C, 23.01.2018
- /20/ DNV GL Hammerfest LNG update TRA/HRA Appendix I- Områderisikokart, Rapport No.:2017-0216, Rev.0, Dokument nr.: 112A3RWZ-18 Dato 2017-11-17.
- /21/ RR083 Tillatelse til kvotepliktige utslipp av klimagasser for Hammerfest LNG, Gyldig fra 22.01.2020
- /22/ Lovdata. Forskrift om tekniske og operasjonelle forhold på landanlegg i petroleumsvirksomheten, §37Utstyr og anlegg for brannbekjempelse.
- /23/ Coarse HAZOP Hammerfest LNG, DNV Process Industry Benelux, Belgia, Mars 2001, (E066-AB-S-RE-0008)
- /24/ Final HAZOP Report Unit 50, Linde, 01.02.2007(E066-AB-S-RE-0037.050, Rev. A)
- /25/ Final HAZOP Report Unit 81. Linde, 01.02.2007. E066-AB-S-RE-0037-081, Rev A
- /26/ Simulering ved hjelp av Computational Fluid Dynamics (CFD) modellering utført av Teknisk Sikkerhet
- /27/ Branntekniske undersøkelser utført av RESE, labrapport. Dato 18.12.2020
- /28/ Rapport etter storulykkesetilsyn ved Hammerfest LNG, Næringslivets Sikkerhetsorganisasjon. 24.06.2019
- /29/ Sidney Dekker: «Drift into failure. From Hunting Broken Components to Understanding Complex Systems». Ashgate 2011.
- /30/ Snowden, D. J. & Friends. (2021). *Cynefin: Weaving sense-making into the fabric of our world*. Singapore: Cognitive Edge Pte Ltd.
- /31/ Snowden, D. J. & Boone, M. A. (2007). A Leader's Framework for Decision-Making. *Harvard Business Review*, 85(11), 68-76
- /32/ Andrew Hopkins «Lessons From Longford – The Esso Gas Plant Explosion»
- /33/ Andrew Hopkins «Failure to learn – The BP Texas City Refinery Disaster»
- /34/ Eurocontrol "System Thinking for Safety: Ten Principles A White Paper. Moving towards Safety-II
- /35/ Corporate news 16.04.2021 «Etablerer nytt prosjekt for å forsterke læring fra hendelser»
- /36/ E-post 23.09.2020, kl. 13.44: «Utsjekk Teknisk Integritet før oppstart»
- /37/ E-post 23.09.2020, kl. 16.46: «FW: Utsjekk Teknisk integritet før oppstart»

Klassifisering: Åpen
Status: Endelig - Frigitt
Dato: 07.05.2021

Gransking av: Brann i luftinntak på gassturbin GTG4,
Hammerfest LNG 28.09.2020



- /38/ E-post fra Stein Lyder 15.12.2020: Bekrefter tillatelse til bruk av bilder og filmopptak fra 28.09.2020
- /39/ E-post 20.01.2021: «CCTV tidspunkter»
- /40/ E-post med SAR 27.01.2021: Oljeoppsamling etter brann 28.09.2020.
- /41/ E-post 12.10.2020, 16.10.2020 og 09.03.2020: Kartlegging av miljøutslipp ved brannen i GTG4 luftinntak – rel. til virksomhetstillatelse

Klassifisering: Åpen
 Status: Endelig - Frigitt
 Dato: 07.05.2021

Gransking av: Brann i luftinntak på gassturbin GTG4,
 Hammerfest LNG 28.09.2020



App A Intervjulist

Rolle/tittel	Firma/avdeling
HVO	Equinor
Brannsjef	Hammerfest kommune
Chief of Staff 3. linje	Equinor
Direktør/Fabriksjef	Equinor
Ekstra ressurs for 2. linje	Equinor
Elektriker 1	Equinor
Elektriker 2	Equinor
Fungerende Produksjonssjef	Equinor
Fungerende skiftleder	Equinor
Fagleder industri	Equinor
Innsatsleder i brannvesenet	Hammerfest kommune
Innsatsleder i politiet	Hammerfest kommune
Isolatør	Bilfinger
Konsulent O&M	Equinor
Kontrollromsoperatør 1	Equinor
Kontrollromsoperatør 2	Equinor
Kontrollromsoperatør 3	Equinor
Kontrollromsoperatør 4	Equinor
Leder driftstøtte	Equinor
Leder for vaktelskapet	Avarn Security
Leder PL HLNG	Equinor
Leder PPC	Equinor
Leder SSU HLNG	Equinor
Leder TPO HLNG	Equinor
Leder TPO MMP	Equinor
Leder Vedlikehold	Equinor
Lærling	Bilfinger
Områdeoperatør på område 2	Equinor
Operasjonelt Systemansvarlig 1	Equinor
Operasjonelt Systemansvarlig 2	Equinor
Oppgaveeier Teknisk integritet, TPO	Equinor
OSM Beredskap operation chief	Equinor
Overingeniør i TPO	Equinor
Overingeniør Statisk mek.	Equinor
PS ansvarlig	Equinor
RS-leder	Equinor
Senioringeniør, Teknisk sikkerhet, TPO	Equinor
Skiftleder 1	Equinor
Skiftleder 2	Equinor
Skiftleder 3	Equinor
Stansleder	Equinor
Utrykningsleder 1	Hammerfest kommune
Utrykningsleder 2	Hammerfest kommune
Vakt i sørporten	Avarn Security
Vakt på Meland	Avarn Security

App B Kronologisk bildeserie av brannen



Figur 13-1: Situasjonsbilde kl. 16.00, CCTV-kamera 29



Figur 13-2: Situasjonsbilde kl. 16.01, CCTV-kamera 29



Figur 13-3: Situasjonsbilde kl. 16.10, CCTV-kamera 29



Figur 13-4: Situasjonsbilde kl. 16.20, CCTV-kamera 29



Figur 13-5: Situasjonsbilde kl. 16.30, CCTV-kamera 29



Figur 13-6: Situasjonsbilde kl. 16.38, CCTV-kamera 29
Anlegget var på dette tidspunktet bekreftet trykkavlastet



Figur 13-7: Situasjonsbilde kl. 16.45, CCTV-kamera 29



Figur 13-8: Situasjonsbilde kl. 16.55, CCTV-kamera 29
Audax hadde begynt å spyle, men nådde ikke helt frem med slukkevannet



Figur 13-9: Situasjonsbilde kl. 17.10, CCTV-kamera 29.
Esvagt Aurora posisjonerte seg for å nå fram til brannen.
Audax i bakgrunnen



Figur 13-10: Situasjonsbilde kl. 17.11, CCTV-kamera 29.
Esvagt Aurora posisjonerte seg for å nå fram til brannen



Figur 13-11: Situasjonsbilde kl. 17.20, CCTV-kamera 29
Esvagt Aurora FIFI traff GTG4



Figur 13-12: Situasjonsbilde kl. 17.30, CCTV-kamera 29.
Esvagt Aurora FIFI spylte GTG4



Figur 13-13: Situasjonsbilde kl. 17.40, CCTV-kamera 29.
Esvagt Aurora FIFI viste effekt på brannen i luftinntaket



Figur 13-14: Situasjonsbilde kl. 17.50, CCTV-kamera 29.
Esvagt Aurora FIFI



Figur 13-15: Situasjonsbilde kl. 18.00, CCTV-kamera 29.
Esvagt Aurora fortsatte slukkearbeidet
Det begynte å bli mørkt⁹



Figur 13-16: Situasjonsbilde kl. 18.20, CCTV-kamera 29.



Figur 13-17: Situasjonsbilde kl. 18.48, CCTV-kamera 29.
FIFI-fartøy var trukket tilbake. Situasjonen ble evaluert;
ingen synlig flamme på CCTV.



Figur 13-18: Situasjonsbilde kl. 20.00, CCTV-kamera 29
Fortsatte spyling av GTG4 med FIFI-fartøy

⁹ Den 28.09.2020 gikk solen ned kl. 17.58. Det var tussemørke fra solen gikk ned og fram til 21.38, ref. Astronomisk tabell for sol og skumring for Hammerfest 2020.



Figur 13-19: Situasjonsbilde kl. 20.50, CCTV-kamera 29.
Ingen synlig flamme



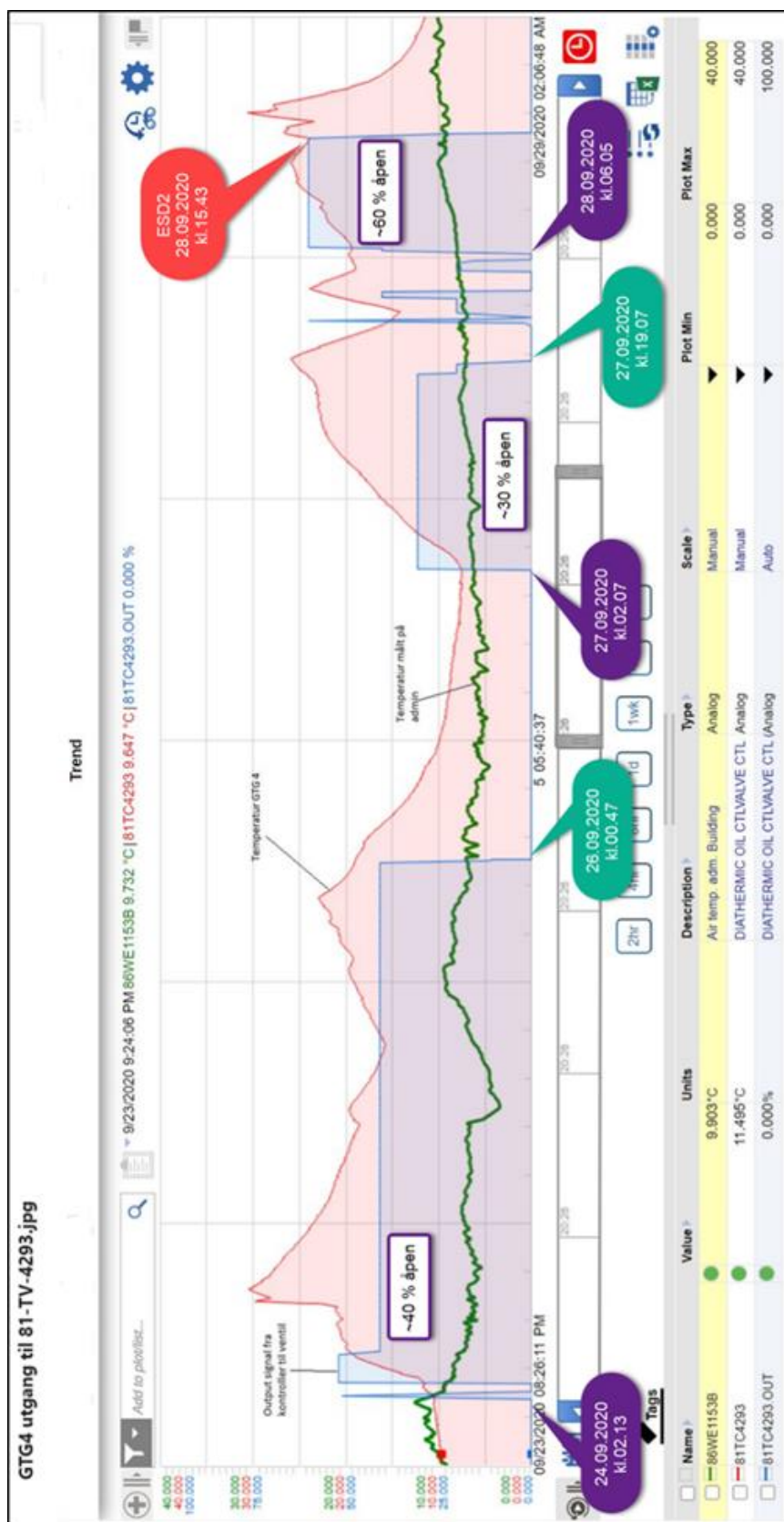
Figur 13-20: Situasjonsbilde ca. kl. 21.10,
Bilde fra dronevideo. *Esvagt Aurora* gjenopptok spyling
med FIFI-kanoner da dronen var ute av området.

Klassifisering: Åpen
 Status: Endelig - Frigitt
 Dato: 07.05.2021

Gransking av: Brann i luftinntak på gassturbin GTG4,
 Hammerfest LNG 28.09.2020



App C Manuell regulering av ventil 81-TV-4293



App D Branntekniske undersøkelser

Branntekniske undersøkelser

For at en brann skal starte kreves:

brennbart stoff

tilgang på oksygen

høy nok temperatur til å starte forbrenningen

Luft på vei inn i en gassturbin møter først en varmeveksler fylt med hetolje før den passerer videre gjennom en dråpe-fanger av aluminium. Deretter passerer luften gjennom et posefilter (grovfilter), går halvannen meter gjennom den åpne delen av filterhuset og passerer gjennom et finfilter. Værhetter og filterhus er laget av stål. Filtre og hetolje er de brennbare stoffene i filterhuset som eventuelt kan gi omfattende skader om de blir involvert i en brann.

Hetolje (Statoil Thermoil 30) som mulig primær brannkilde?

Hetoljen er brennbar, men er ikke lett antennelig. Dette skyldes at den har høyt flammepunkt (234 °C) og brannpunkt (320 °C). Dersom den ved normalt driftstrykk på 4 barg slipper ut gjennom et lite hull slik at den finfordeles kan den i teoretisk sett antennes i tåkeform. Dette ville kreve en meget sterk tennkilde/gnist. Det var ingen slike sterke tennkilder/gnister i området. Antennelse av hetolje i tåkeform virker derfor lite sannsynlig.

I og med at oljen på 260 °C er 26 °C over sitt flammepunkt kan den, om den lekker ut som flytende væske, kun antenne i et veldig begrenset område rundt utslippsstedet. Straks en slik lekkasje kjøles til under flammepunktet (234 °C) kan den ikke antennes av en gnist. Antennelse av flytende hetolje med gnist anses derfor som lite sannsynlig ved GTG4. Antennelse med åpen flamme er mulig, men da må noe annet være årsak til den åpne flammen.

I og med at det var praktisk talt vindstille den aktuelle dagen kan man regne med at overflaten på rørene i varmeveksleren, med 60% åpen ventil, holdt samme temperatur som oljen, dvs. 260 °C. Dette er vesentlig lavere enn oljens brannpunkt på 320 °C. Varmeveksleren kan derfor ikke i seg selv ha antent en mulig oljlekkasje.

Hetolje-prøver ved HLNG lab

Det tas jevnlig prøver av hetoljen, som analyseres ved laboratoriet ved HLNG. Der inngår blant annet måling av flammepunkt. Lab-tester i etterkant av brannen viste stabile verdier for flammepunkt, angitt som > 220 °C. Dette indikerte at det ikke er grunnlag for å anta at oljen har endret karakter ved bruk.

Studier av hetolje ved Gexcon (Cruz 2021)

En jerrykanne med 10 liter hetolje tappet fra systemet etter hendelsen ble sendt til Gexcon, Bergen, v. Dr. Kees van Wingerden, for uavhengige målinger av brannpunkt, flammepunkt og selvantennelsestemperatur. Disse målingene viste heller ingen endring av oljens karakter.

Videre ble det gjennomført en langtidstest der hetolje ble holdt varm, 1 time på 260 °C, for å sjekke om hetolje som eventuelt lekker ut, og holdes varm, kunne få endrede branntekniske egenskaper med hensyn på selvantennelsestemperatur (en. auto ignition temperature) ihht. europeisk standard NS-EN 14522:2005. Disse målingene viste at varmebehandling ikke gjorde hetoljen lettere antennelig, selvantennelsestemperatur hhv 345 °C og 346 °C for ubehandlet og temperaturbehandlet hetolje.

Ved Gexcon ble det også utført tester på lysarmatur av samme type som benyttet i GTG'ene ved Hammerfest LNG. Det var ingen observerbar skade under testing (holdetid 30 minutter) på 150 °C, og minimale skader ved 170 °C, mens det ble full nedsmelting, men ingen antennelse, ved 200 °C. Det er lite brennbart materiale i en slik lysarmatur. Det er derfor lite sannsynlig, og nærmest utelukket, at brannen startet i en av lysarmaturene i GTG4.

Samlet vurdering av hetolje som primær brannkilde

Basert på analysene av aktuell hetolje vurderes det som lite sannsynlig at lekkasje av hetolje har vært primær kilde til at en brann startet i luftinntaket på GTG4.

Varmgang i grovfiltre som mulig primær brannkilde? Innledende forsøk.

Innledende forsøk med oppvarming av 10 cm x 10 cm x 8 cm (høyde) filterposeprøver ble gjennomført ved Høgskolen på Vestlandet sine branntekniske laboratorier i Haugesund. Forsøkene ble utført av Amalie Gunnarshaug, Q-rådgivning, etter forespørsel fra granskingsgruppen, og i samarbeid med granskingsgruppens branntekniske fagkyndige.

Filterposer kunne enkelt antennes med en vanlig lighter. Figur App I.1 (venstre) viser et antent prøvestykke fra en ubrukt filterpose mens Figur App I.1 (høyre) viser at områder i filterposen gløder ved oppvarming. Flammene skyldes forbrenning av filterets plastmaterialer mens glødingen skyldes varme glassfibertråder. Under slike forsøk var det ingen påvisbar synlig forskjell på antennelse / forbrenning av nye og brukte filtre.

Glødingen ble observert i alle antennelsesforsøkene, men provosert ekstra tydelig i Fig. App I.1 (høyre). Glødingen indikerer at filterposene ikke oppfører seg som et vanlig plastmateriale i brann. Kombinasjonen plast og glassfiber i et porøst filter kan ha uventede branntekniske egenskaper i forhold til mulig varmgang, liknende varmgang i cellulosebaserte materialer.



Figur App I.1. Antent ubrukt posefilter (venstre), og oppvarming som viser glødende glassfiber i et brukt posefilter (høyre).

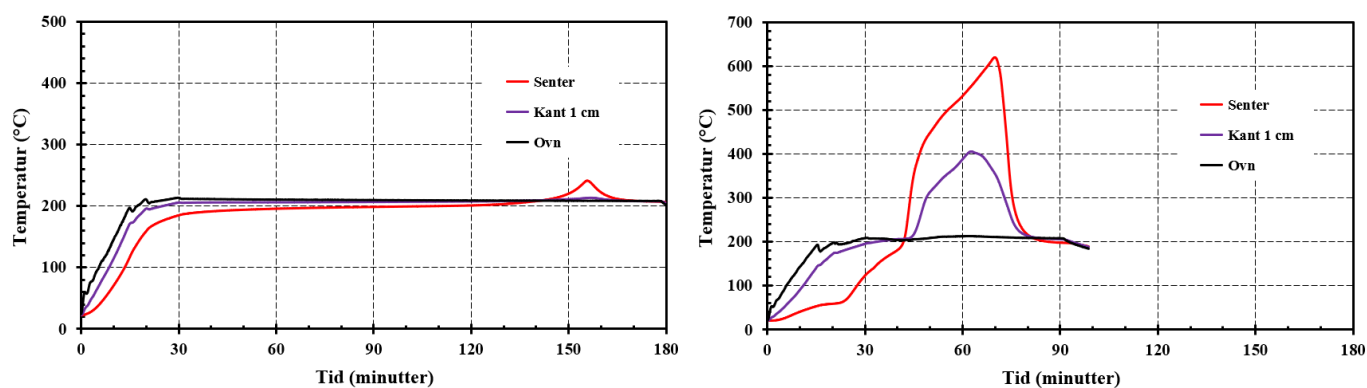
Varmgang og overgang til ulmebrann er karakteristisk for materialer som danner et stivt lag av kull, eksempelvis vått høy. Vått høy går først varmt som følge av bakteriell aktivitet, og der varmgang overtar når temperaturen er kommet opp i om lag 70-80 °C, ref. Drysdale (1999). Avhengig av volum/overflateforhold (varmeproduksjon/varmetap) kan temperaturen stabilisere seg eller øke videre gjennom at en kjemisk oksidasjon overtar. Denne kan igjen, avhengig av volum/overflateinnhold og lufttilgang utvikle seg til en ulmebrann, som eventuelt senere kan gå over til en flammebrann. Plasten i filterposene er Polyester, kjemisk formel $(C_{10}H_8O_4)_n$, som ikke i seg selv har den egenskapen at den kan gi en slik utvikling mot brann. Men, i kombinasjon med et stivt lag av glassfiber ble det vurdert at selve posefilteret antakelig kunne oppføre seg som et cellulosebasert materiale og gi mulig varmgang, ulming og overgang til flammebrann.



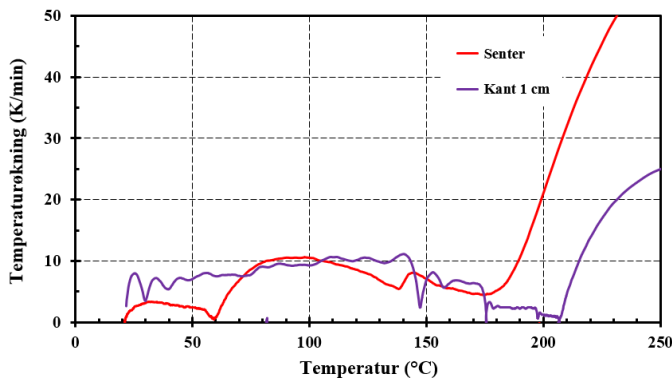
Figur App I.2. Prøvestykker (10 cm x 10 cm x 8 cm høyde) av ubrukt posefilter (venstre) og plassert inne i muffelovn for testing av mulig varmgang ved oppvarming (høyre).

Temperaturutvikling i 10 cm x 10 cm x 8 cm (høyde) nye og brukte filtre ved oppvarming 5 K/minutt og holdetemperatur på 205 °C er vist i Figur D.2. To type K termoelementer (0,5 mm diameter mantel, type K) var plassert inne mellom filterstykkene, det ene i sentrum og det andre ca. 1 cm fra den ene sidekanten.

Som man kan se i Fig. App I.3. var det stor forskjell på temperaturutviklingen i nye og brukte filtre. Temperaturutviklingen i ubrukt filter er i startfasen slik man kan forvente seg når varme ledes inn i et isolasjonsmateriale. For det brukte filteret er det noe som gjøre at temperaturen øker vesentlig saktere enn man skulle forvente opp til om lag 80 °C. Dette minner veldig om biomasse som må tørkes ut før temperaturen øker videre. (80 °C benyttes ofte som en standard for tørking av biomasse.) Deretter øker temperaturen slik man kan forvente som følge av varmeledning. Ved en temperatur på om lag 190 °C ser vi at temperaturen begynner å øke mye for til slutt å ende på over 600 °C. En noe mer detaljert analyse av temperaturendringen (dT/dt som funksjon av T) for Fig. App I.3(b) er vist i Fig. D.4. Figuren viser at det er en klar tendens til varmgang når temperaturen i senter kommer i området 180-190 °C.

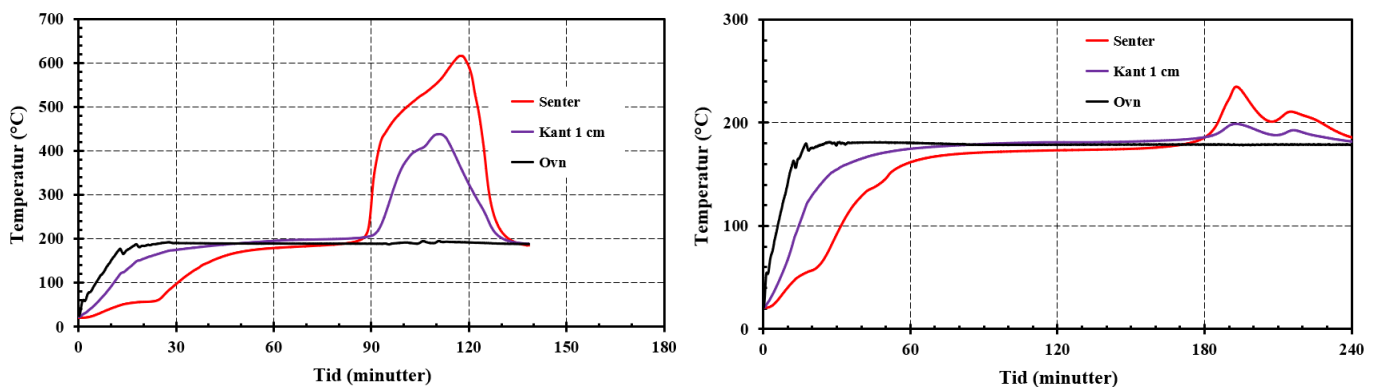


Figur App I.3. Temperaturutvikling i prøvestykker (10 cm x 10 cm x 8 cm høyde) av ubrukt posefilter (venstre) og brukt posefilter (høyre) varmet opp 5 K/minutt og holdetemperatur 205 °C.



Figur App I.4. Temperaturøkning (dT/dt som funksjon av T) for temperaturen i sentrum og 1 cm fra kanten for temperatur/tid-data for filterprøver fra Fig. App I.3(høyre).

Testing av brukte filter ble også gjennomført ved lavere holdetemperaturer, se Fig. App I.5.



Figur App I.5. Temperaturutvikling i prøvestykker (10 cm x 10 cm x 8 cm høyde) av brukt posefilter varmet opp 5 K/minutt og holdetemperatur 195 °C (venstre) og 180 °C (høyre).

Vurdering av varmgang i brukte filtre som primær brannkilde

Temperaturer over 550 °C er typisk for gløding og/eller synlig flamme, ref. Drysdale (1999). Basert på temperaturene målt i 10 cm skala kan man dermed ikke med sikkerhet si mer enn at det ble varmgang under testene, og at alvorlig varmgang skjedde ved vesentlig lavere temperaturer for brukte filtre og at akkumulert biomasse ser ut til å være av betydning. Hvorvidt en eventuell gløding med temperaturer over 600 °C ville gi flammebrann var usikkert da det ikke var innsyn i muffelovnen som ble benyttet. De innledede forsøkene i 10 cm skala gav imidlertid en klar indikasjon på at varmgang i brukte filtre er en mulig årsak til at brannen i GTG4 startet, og at det kan være lang induksjonstid før varmgang og antennelse.

Eventuell kritisk varmgang og utvikling mot høye temperaturer er en funksjon av areal/volum. Tester i liten skala gir kun en indikasjon, mens tester i større skala ofte viser at varmgangen starter ved lavere temperaturer, og at antennelse da kan skje ved lavere temperatur. Det kan også være lange induksjonstider før en utvikling i temperatur medfører gløding eller flammebrann og det er ofte litt tilfeldig om man får kritisk temperaturutvikling og flammebrann i den enkelte test. Testing i større skala gir mer sikre data.

Akkumulert biomasse

Filtrene har til hensikt å filtrere bort uønsket materiale fra luften inn mot turbinene. To representanter fra Petroleumstilsynets granskingsgruppe og en representant fra Equinors granskingsgruppe møttes ved RISE Fire

Research, Tiller, Trondheim, 10/11-2020 for å studere og gi råd til RISE FR for testrigg og studier av selv-antennelse av hele filterkassetter under oppvarming. I den sammenheng ble det tatt en prøve av biomasse fra

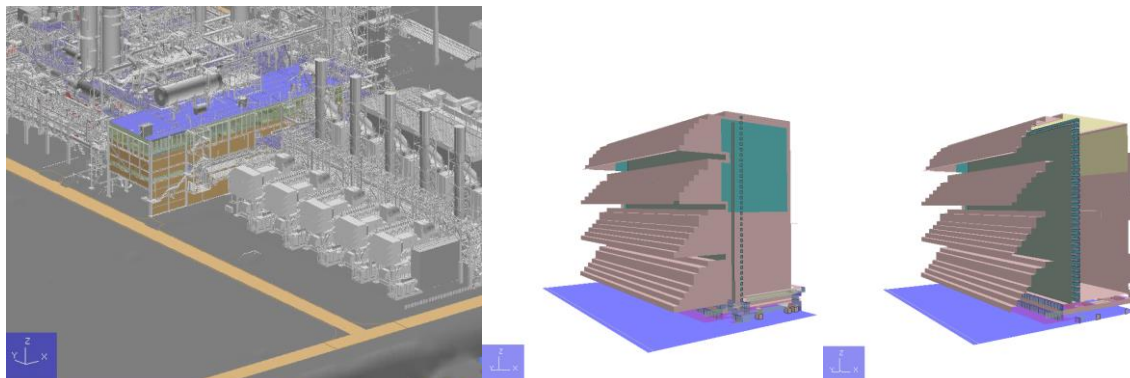
nedre del av en brukt filterpose, se Fig. D.6, der man kan observere diverse insekter, og deler av insekter, blant det oppsamlede materialet. Det ble ikke gjort noen dypere analyse av innholdet i filterposen annet enn å slå fast at den inneholdt biomasse man kan forvente å finne i et grovfilter, og som bekrefter trender observert under småskalatestingen.



Figur App I.6. Representativt innhold fra nedre del av en tilfeldig valgt brukt filterpose.

Computational fluid dynamics (CFD) modellering av temperatur i GTG4 filterhus

Hanne G. Thomassen, Equinor R&T, ble engasjert for å modellere temperatur i filterhuset ved omgivelsesbetingelsene den aktuelle dagen / tidspunktet, dvs. 14 °C og vindstille og 260 °C i varmeveksleren i luftinntaket, ref. Thomassen (2020). I simuleringene ble det antatt at forfilterkassetten ble stående på plass under hele simuleringstiden, dvs. det ble ikke tatt hensyn til at forfilterkassetter kan ha smeltet slik at de falt ned. Hele luftinntaket ble inkludert i modelleringen, som vist i Fig. App I.7. Hver modellering tok om lag 1 uke.



Figur App I.7. Modell for CFD-modellering av temperatur i GTG4 filterhus ved vindstille og 14 °C.

Hovedkonklusjonen fra CFD-modelleringene med Kamelon FireEx var at temperaturen i luften ved forfiltrene kunne komme opp i over 175 °C. Temperaturen ved finfiltrene i bakkant ble vesentlig lavere enn ved forfiltrene. Dette styrker antakelsen om at varmgang i forfiltrene var utløsende årsak til brannen i luftinntaket på GTG4.

Testing av mulig varmgang i hele filterkassetter

Det ble besluttet å be RISE Fire Research (tidligere "Sintef Norges branntekniske laboratorium"), Tiller, Trondheim, gjennomførte forsøk med oppvarming av hele filterkassetter (60 cm x 60 cm x ca. 55 cm dybde) i et oppsett som skulle simulere oppvarming i GTG4. Til dette måtte det lages en ny testrigg med volum på 2 m³, der temperaturen kunne styres slik at forsøk kunne utføres på en kontrollert måte. Til dette oppdraget designet forsker Reidar Stølen, RISE FR, en termisk isolert testrigg med mulighet for elektrisk oppvarming i bunnen. Testriggen ble bygget av Birger Rønning, som

også kjørte forsøkene. Det ble lagt vekt på at eventuelt materiale fra filterkassett under testing ikke skulle kunne falle ned og antennes av elektriske varmeelementer i bunnen av testriggen. Testriggen under konstruksjon er vist i App I.6. Riggen inneholdt vindu slik at eksempelvis røykutvikling ved eventuell varmgang og eventuell overgang til flammebrann. Termoelementer (type K, mantel, 1 mm) ble benyttet for registrering av temperaturøkning.

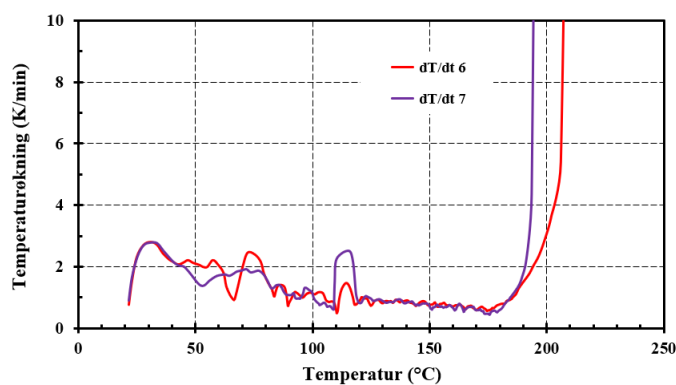
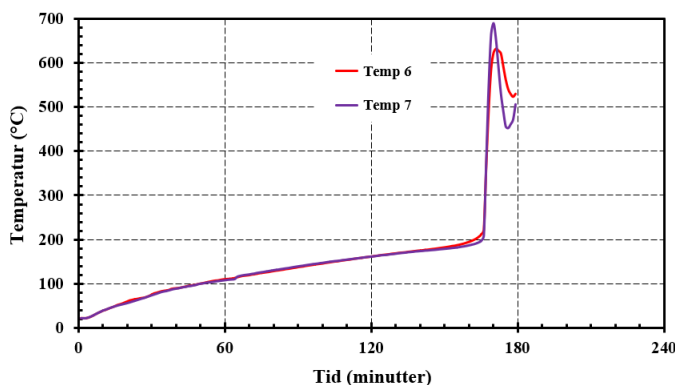


Figur App I8(. Testrigg under konstruksjon.

Test 1 (hel brukt filterkassett)

Første test ble gjennomført 10/11-2020, med observatører fra Equinor og Petroleurstilsynet. I den aktuelle testen ble en filterkassett plassert i samme stilling som ved bruk i filterhus, og instrumentert med termoelementer for å kunne følge temperaturutvikling inne i to av filterposene og mellom filterposer. Videre var det plassert termoelementer for måling av temperatur i luftvolumet rundt filterkassetten for å sjekke at temperaturen ble korrekt styrt.

Ved en temperatur på ca. 140 °C veltet filterkassetten, uten at det påvirket målingene nevneverdig. Temperaturen mellom filterposer, dvs. termoelement 6 og 7, er vist i Fig. App I.9, som også viser temperaturendring for disse termoelementene som funksjon av målt temperatur. Allerede før temperaturen stabiliserte seg på 200 °C ble det varmgang og kraftig temperaturøkning.



Figur App I.9. Temperatur i kassett med posefilter varmet opp til holdetemperatur 200 °C (venstre) og temperaturutvikling (dT/dt) som funksjon av temperatur (høyre).

Det var minimal røykproduksjon fra filterposene inntil røykproduksjonen raskt tiltok. 15-20 sekunder senere kom det tett røyt ut fra et par steder på filterposene, som 3-4 sekunder senere spontanantente. Både representanter fra Rise FR, Petroleurstilsynet og Equinor observerte denne raske overgangen fra varmgang til flammebrann. 4-5 sekunder senere var det full fyr i filterkassetten, se Fig. App I.8.



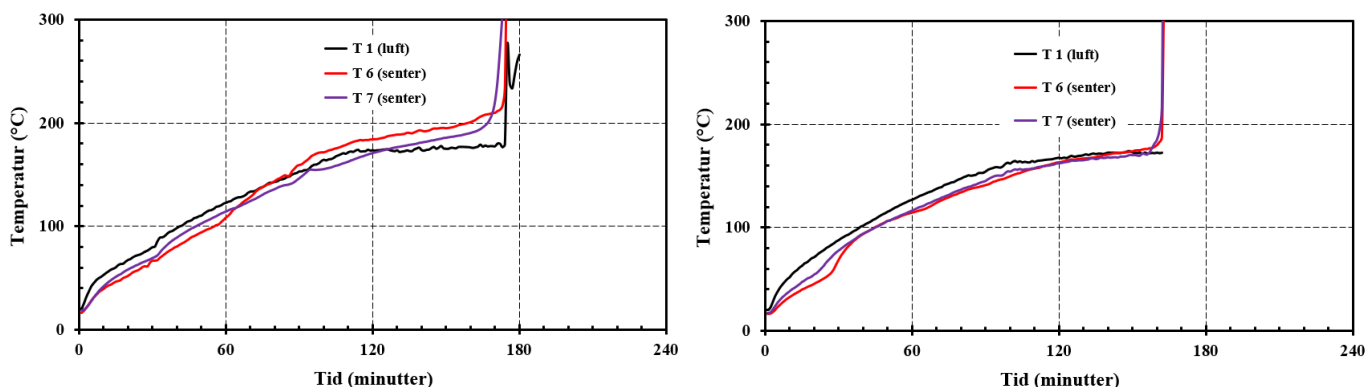
Figur App I.9. Antent filterkassett (Test 1)

Klassifisering: Åpen
Status: Endelig - Frigitt
Dato: 07.05.2021

Gransking av: Brann i luftinntak på gassturbin GTG4,
Hammerfest LNG 28.09.2020

Test 2 og 3 (hel brukt filterkassett)

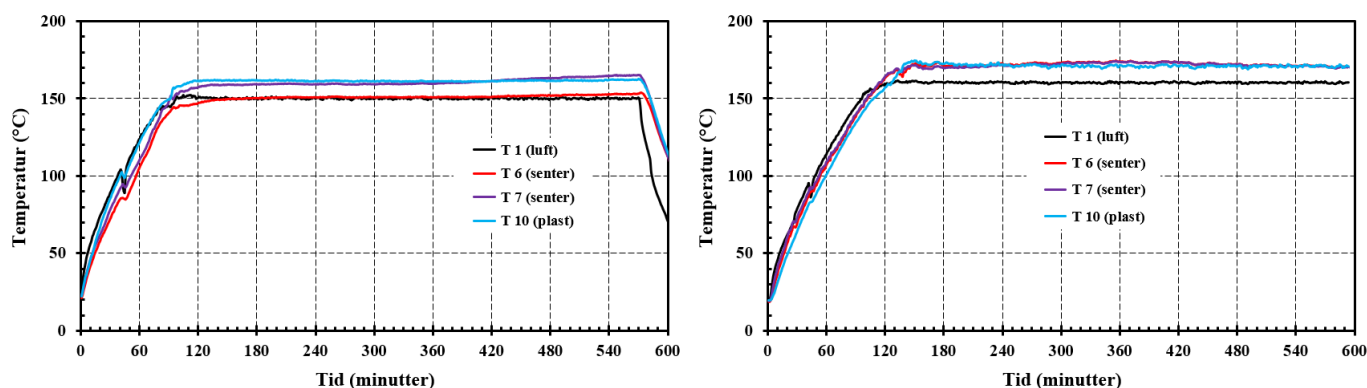
Test 2 og 3 ble overvåket av ansatte ved RISE FR, og resultatene ble løpende delt med granskere i Equinor, Petroleums-tilsynet og Kriminalpolitisen via Teams. Temperaturer målt for Test 2 og Test 3, med henholdsvis 180 °C og 170 °C holdetemperatur, er vist i Fig. App I.10. Også her ble det observert at temperaturen begynte å stige raskt etter at den hadde passert om lag 175 °C. I begge disse testene økte temperaturen gradvis inntil røykutvikling og rask påfølgende antennelse og vedvarende flammebrann.



Figur App I.10. Temperatur i kassett med brukte posefilter varmet til holdetemperatur 180 °C (venstre) og 170 °C (høyre).

Test 4 og 5 (hel brukt filterkassett)

Test 4 og 5 ble overvåket av ansatte ved RISE FR, og resultatene ble løpende delt med granskere i Equinor, Petroleums-tilsynet og Kriminalpolitisen via Teams. Temperaturer målt for Test 4 og Test 5, med henholdsvis 150 °C og 160 °C holdetemperatur, er vist i Fig. App I.11. I disse testene ble det registrert en temperaturøkning på 10 – 15 °C i filter utover testens holdetemperatur, uten at noen av disse testene medførte antennelse av filter. Det må likevel bemerkes at en temperaturøkning på opp mot 15 °C over holdetemperaturen indikerer at det er oksidasjonsprosesser på gang. Mot slutten av forsøket med holdetemperatur på 150 °C var det en stigende trend, men forsøket måtte avsluttes som følge av tidspunkt på døgnet. Det kan ikke utelukkes at dette forsøket 150 °C på et senere tidspunkt kunne gi antennelse, spesielt sett i lys av at store deler av filteret gikk viste klar tendens til varmgang.



Figur App I.11. Temperatur i kassett med brukte posefilter varmet til holdetemperatur 150 °C (venstre) og 160 °C (høyre).

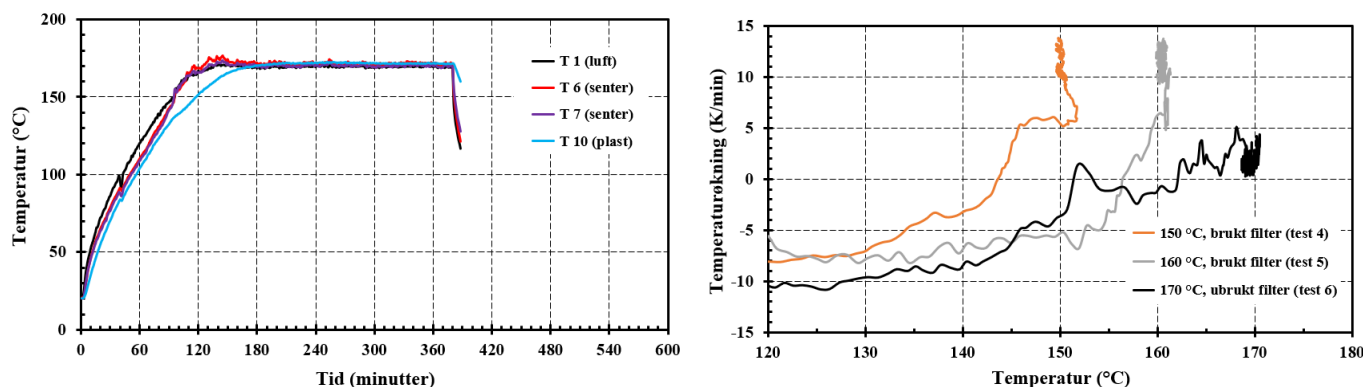
Test 6 (hel ubrukt filterkassett)

Denne testen ble gjennomført helt likt Test 3, dvs. holdetemperatur 170 °C. Målet var å se om en ubrukte posefilter kunne gi samme utvikling mot brann som brukt filter. Da disse posefiltrene ikke inneholdt oppsamlet biomasse var det

Klassifisering: Åpen
Status: Endelig - Frigitt
Dato: 07.05.2021

Gransking av: Brann i luftinntak på gassturbin GTG4,
Hammerfest LNG 28.09.2020

ikke ventet å få brannutvikling. Basert på forsøkene i små skala (10 cm skala) var det likevel ventet at det kunne forekomme en viss temperaturøkning også i denne testen. Temperaturer målt for dette forsøket er vist i Figur App I.12.



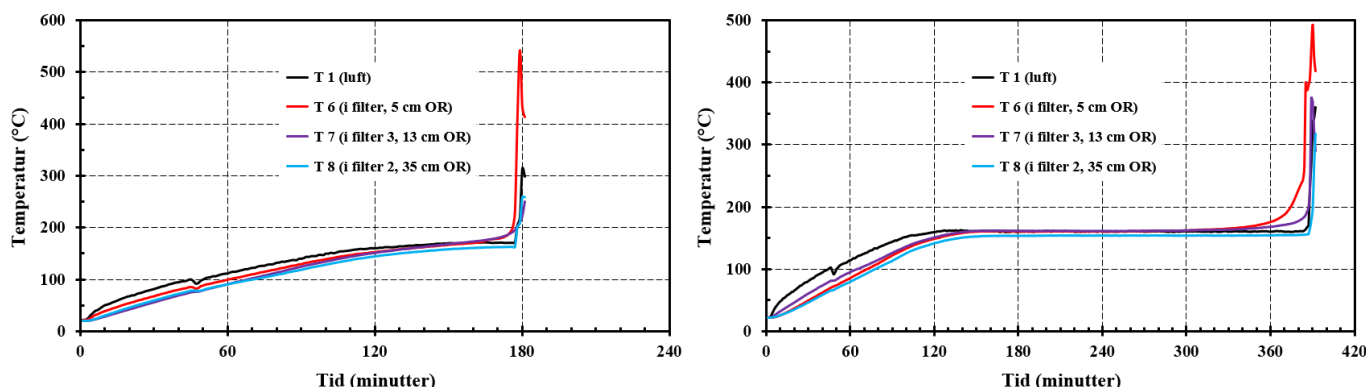
Figur App I.12. Temperatur i kassett med ubrukt posefilter varmet opp til holdetemperatur 170 °C (venstre) og temperaturøkning over ovnstemperatur for testede filtre som ikke antente (høyre).

Det var maks 4-5 °C varmgang i ubrukt posefilter ved oppvarming til 170 °C, ref. Fig. App I.12 (høyre), mens brukte posefilter på 150 °C og 160 °C, som vist i Fig. App I.10 (høyre), gav betydelig varmgang. Oppsamlet biomasse er den mest sannsynlige hovedforklaringen på denne forskjellen.

For å studere effektene av oppvarming i posefilter mer i detalj ble det gjennomført tester i mellomskala, dvs. 20 cm x 20 cm x 15 cm høyde fra brukte ubrukte filterposer og ubrukte hetoljefuktede filterposer. Disse kontrollerte forsøkene ved 170 °C bekreftet at brukte filtre, med biomasse, var mest utsatt for egenoppvarming (gav temperaturøkning til 700 ved testtemperaturer 170 °C). De viste også at eventuell oljefukting ikke hadde påvirkning på varmgangen under testingen. Dette styrker konklusjonen om at varmgang er mest utpreget for brukte posefilter og at hetolje ikke påvirker eventuell varmgang.

Et langtidsforsøk ble kjørt med brukte posefilter (20 cm x 20 cm x 15 cm høyde), med varierende holdetemperaturer og holdetider. Dette forsøket viste varmgang ved 150 °C og 160 °C, som kjent fra de andre forsøkene, men gav ellers ingen ny informasjon av betydning.

Hele kassetter av brukte finfilter ble også testet ved holdetemperatur 170 °C og 160 °C i forsøksriggen, se Fig. App I.13. Ved testing på 170 °C ble det observert økende røykproduksjon da temperaturen nærmet seg holdetemperaturen. Deretter økte røykproduksjonen markant i 2-3 minutter før filterkassetten selv antente. Forsøket ble da umiddelbart avsluttet. Ved testing på 160 °C gikk det nær fire timer ved holdetemperaturen før det var målbare tendenser til varmgang. Deretter økte temperaturen gradvis inntil antenneelse 6 timer og 23 minutter etter at forsøket startet.



Klassifisering: Åpen
Status: Endelig - Frigitt
Dato: 07.05.2021

Gransking av: Brann i luftinntak på gassturbin GTG4,
Hammerfest LNG 28.09.2020

Figur App I.13. Temperatur i brukte finfiltre (hele kassetter) varmet opp til holdetemperatur 170 °C (venstre) og holdetemperatur 160 °C (høyre). Finfilteret testet ved 170 °C (venstre) antente raskt mens finfilteret testet på 160 °C (høyre) antente etter 4+ timer eksponering ved holdetemperaturen.

Termoelementene som ble benyttet av Rise FR var type K, 1 mm mantel, dvs. standard termoelementer for slike tester. En uavhengig test ble gjennomført ved 200 °C, der termoelementene var plassert i separate hull boret i et stykke aluminium (som fordeler varmen godt). Ved 30 minutter holdetid ved 200 °C var standardavvik for de 9 termoelementene 0,32 °C. Største negative og positive avvik var henholdsvis -0,42 °C og 0,69 °C, hvilket er å oppfatte som meget bra, og langt innenfor observerte temperaturforskjeller i de enkelte filtertestene.

Samlet vurdering av varmgang i filtre som tennkilde

For begge filtertypene ble ekstrem varmgang og/eller antennelse observert ved eksponering mot luft på 160 °C. Det kan likevel ikke utelukkes at brukte filtre kan antenne også ved lavere temperatur enn dette, indikert ved 13-14 °C temperaturøkning og stigende trend i brukt grovfilter ved 150 °C. Ettersom posefiltrene står nærmest varmeveksleren med hetolje på 260 °C er det mest sannsynlig at varmgang i grovfiltrene (posefiltrene) var utløsende årsak til antennelse av brannen i GTG4.

Vurdering av hetolje som sekundær brannkilde

Filtrene er brennbare og kan ved eksponering mot temperaturer på 160 °C, og kanskje allerede ved 150 °C, over tid medføre selvantennelse. Når så en posefilterkassett er antent vil brannen spre seg til de andre filterkassettenes via direkte flammekontakt og via varmestråling fra de varme røykgassene/flammene som samles opp under taket i filterhuset. Eneste vei ut for flammene er via dråpefangeren i aluminium og varmeveksleren med hetolje. Aluminium har et smeltepunkt på 650 °C og vil dermed raskt smelte. Varmeveksleren består av 15 mm diameter titanrør med 1 mm veggtykkelse for best mulig varmeoverføring i normal drift.

Titanrørene får en indre kjøling så lenge det er hetolje i bevegelse i rørene. Etter at det var trykket ESD stoppet tilførsel av hetolje, og hetoljen ble stående i ro i varmeveksleren. Flammene fra brennende filtre varmet opp hetoljen, som antakelig karboniserte / kokte, muligens støtkokte i rørene. Rørene som oppvarmes får en termisk utvidelse. De er ikke dimensjonert for å stå i en brann, og holdt neppe mange minutter mens de var eksponert mot flammer fra filtermaterialet i brann. Noen av rørene har ventelig gitt etter, slik at det har strømmet ut hetolje som da umiddelbart ble antent i brannen. Brannen ble da mer intens, og flere rør ble skadet slik at mer hetolje rant ut og økte brannens intensitet ytterligere.

Da det manglet avstengningsventil eller tilbakeslagsventil nedstrøms varmeveksleren drenerte hetolje fra høyereliggende områder og ekspansjonstank 50-VL-101 i lang tid ned mot brannstedet. I det påfølgende brannscenariet ble stadig flere av de branneksponte rørene i varmeveksleren skadet slik at brannen ble tilført mer hetolje og økte i omfang.

Beregning av varmestråling fra brannen i GTG4

Klassifisering: Åpen
Status: Endelig - Frigitt
Dato: 07.05.2021

Gransking av: Brann i luftinntak på turbin GTG4,
Melkøya 28.09.2020

Avstand fra toppen av luftinntaket på GTG4 og til nærmeste trykksatte utstyr (hetolje ekspansjonstank, 50-VL-101) er om lag 27 m, se Fig App I.14.



Figur App I.14. Lokasjon av, og avstand til, termisk isolert ekspansjonstank for hetolje (venstre) og inngangsdør til luftinntaket i GTG3 med varmepåvirket plastskilt (markert med sort pil), 6,8 m fra luftinntaket til GTG4.

Varmestråling fra en flamme/varm røyk temperatur T_F (K) mot et objekt er gitt ved:

$$Q = \phi \varepsilon \sigma T_F^4 \quad (\text{Wm}^{-2}) \quad (1)$$

der ϕ er konfigurasjonsfaktor (synsfaktor), ε er emissivitet og σ ($5,67 \cdot 10^{-8} \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-4}$) er Stefan-Boltzmanns konstant. Konfigurasjonsfaktoren beregnes fra:

$$\phi = \int_0^b \int_0^h \frac{\cos \theta_1 \cdot \cos \theta_2}{r^2} dh \cdot db \quad (\text{Wm}^{-2}) \quad (2)$$

der b (m) og h (m) er bredde og høyde av flammen, r (m) er avstand, og θ_1 og θ_2 er strålingens vinkel fra normalplan for de respektive flatene (flamme og mottaker). Dette beregnes da for mest utsatte punkt ved mottakerobjektet.

Ved å studere fargen på flammene er det grunnlag for å anta et flammtemperaturer var rundt 700 - 800 °C (973 - 1073 K). Flammen kan konservativt regnes som optisk tykk, dvs. emissivitet 1,0. Konservativt regner man gjerne at flammen kan representeres som et areal med bredde b og høyde h , og står 90° på objektet som mottar varmestråling.

Dersom man (konservativt) antar en 10 m høy og 4 m bred flamme (sett fra ekspansjonstanken for hetolje) blir konfigurasjonsfaktoren 0,011, og varmestrålefluks: $0,011 \cdot 1,0 \cdot 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-4} \cdot (1073 \text{ K})^4 = 0,83 \text{ kWm}^{-2}$. Om man legger til noe varmestråling fra røyken for man litt over 1 kWm^{-2} på den termisk isolerte ekspansjonstanken 27 m unna. Dette tilsvarer solstrålingen i 12-tiden på en klar sommerdag i Sør-Norge. Dette er helt neglisjerbart i forhold til den varmestråling en termisk isolert tank tåler, ref. Bjørge et al. (2018).

På bakken vest for filterhuset ser eventuelt innsatspersonell direkte mot flammen, i filterhusets bredde. I en avstand på 37 m unna beregnes varmestrålingen der til om lag 1,0 kWm^{-2} .

Nær brannen, på nabofilterhuset ble det ved inspeksjon etter brannen observert varmepåvirkning på plastskilt på veggen ved døren inn til filterhuset i GTG3. Avstanden fra filterhuset i GTG4 og GTG3 er 6,8 m, se Fig. D.14. Men heller ikke her var varmestrålingen så sterk at plastskiltet smeltet.

Klassifisering: Åpen
Status: Endelig - Frigitt
Dato: 07.05.2021

Gransking av: Brann i luftinntak på turbin GTG4,
Melkøya 28.09.2020

Samlet hadde brannen meget begrenset varmepåvirkning på utstyr i området utover selve luftinntaket i GTG4. En brannbil utstyrt med en RM25C monitor (f.eks. brannbilen ved Hammerfest Brannvesen) har langt mer enn 37 m kastelengde og kunne derfor ha vært benyttet straks prosessanlegget var trykkavlaset.

Litteraturreferanser for App D

1. Bjørge, J.S.; Gunnarshaug, A.; Log, T.; Metallinou, M.M. Study of Industrial Grade Thermal Insulation as Passive Fire Protection up to 1200 °C, *Safety*, 2018, 4(3), 41, 1-18. DOI: 10.3390/safety4030041.
2. Cruz, C.O.C., *Determination of some explosion properties of a flammable liquid referred to as "hot oil" and the behavior of a light fixture when exposed to high temperatures*, 101214 - LA – Equinor Energy AS – DLT, Gexcon, Bergen, Norway, 2021.
3. Drysdale, D. *An Introduction to Fire Dynamics*, John Wiley, NY, USA, 1999, ISBN 0471972916.
4. Thomassen, H.G. *KFX temperatur simuleringer i luftinntak -Melkøya Hammerfest LNG*, Notat 11. desember, 2020, 12 s.
5. Li, T. *Autoignition of air filter in a heated cabinet*, RISE report F20561:1, 2020, 24 s.

Klassifisering: Åpen
Status: Endelig - Frigitt
Dato: 07.05.2021

Gransking av: Brann i luftinntak på turbin GTG4,
Melkøya 28.09.2020

App E Definisjoner av «Sikker sone»

I henhold til redningshåndboken er sikker sone definert som følger:

Den innerste sonen, RØD SONE (hot), har meget stor grad av fare. I denne sonen stilles det størst krav til personlig verneutstyr og kompetanse. Antall nødmannskap holdes så lavt som mulig.

Sonen utenfor, GUL SONE (warm), har moderat grad av fare. I denne sonen stilles det krav til personlig verneutstyr og kompetanse, men ikke like strenge krav som i den røde sonen.

Den ytterste sonen, GRØNN SONE (cold), har lavere av grad av fare. Her stilles det ingen krav til personlig verneutstyr utover uniformering. Ofte vil dette være den delen av et innsatsområde der man har venteplass for hjelpestyrker, etablert innsatsledelse og samleplass for skadde.

Klassifisering: Åpen
Status: Endelig - Frigitt
Dato: 07.05.2021

Gransking av: Brann i luftinntak på turbin GTG4,
Melkøya 28.09.2020

App F Datablad for filter i luftinntaket

HI-FLO XLT











FORDELER



- Innovativ posedesign for best mulig luftfordeling
- Koniske poser
- Helstøpt og stabil frontramme i gjenvunnet plast
- Mindre energiforbruk
- Filtermateriale med nyeste glassfibermedia
- Meget lavt starttrykkfall
- Meget flat utvikling i trykkfall

Søknad	Luftbehandling i klimaregulerte utrykken og som forfiltrering i renrum
Frame	Helgjuten plast
Media	Glasfiber
Dimensions	Filter front dimensions according EN 15805
Maksimal luftstrøm	1,25 x nominal flow
Max Temperature (°C)	70°C
Relative Humidity max	100%
holder Frame	Montageramar av typ SPX och i filterskåp CamCube HF
Kommentar	För P-märkte produkter se, ri.se

Art. No.	Type	El1770	ISO 16880	Dimensioner BxHxD (mm)	Airflow/trykkfall (m³/s/Pa)	Vesker område (m²)	Vekt (kg)	Energiforbruk	Energiklasse	ePM10	ePM10min	ePM2,5	ePM2,5min	ePM10	
610153	6/520	M6	ePM2,5 50%	592x592x520	3400/65	10	6,1	2,2	929	B	40	40	54	54	80

CAMGT BOX TYPE G II



ADVANTAGES

- Resistant to turbulence and high pressure drop
- Easy mounting
- Water resistant media
- Ensures water drainage
- High filtration efficiency
- Low pressure drop also in wet conditions

Application	All installations where safety/reliability is important
Frame	Plastic moulded
Gasket	Polyurethane, endless foamed
Media	Glass fiber
Separator	Hot-melt Separator Technology
Rec. final pressure drop	600 Pa
Max Temperature (°C)	70°C
Comment	Additional information: XL version available on request. Profile placed at 292 mm depth for clamping, i.e. for fastener spring type C-80.

CamGT Box Type G is a high-capacity filter for turbomachinery. Thanks to the unique design, its performance is maintained in humid or wet conditions, guaranteeing a long lifetime and a good filter economy.

Art. No.	Type	El1770	El1502	ASHRAE 52.2-2007	Dimensions WxHxD (mm)	Airflow/pressure drop (m³/s/h/Pa)	Weight (kg)
2472001	Cam GT Box Green II 592*592*315-F7-01	F7		MERV 13	592x592x315	4250/140	7,6
2472004	Cam GT Box Green II 592*592*315-F9-01	F9		MERV 15	592x592x315	4250/200	7,6
2472007	Cam GT Box Green II 592*592*315-E10-01		E10		592x592x315	4250/240	7,6
2472010	Cam GT Box Green II 592*592*315-F7-01 (XL)	F7		MERV 13	592x592x315	4250/135	7,6
2472013	Cam GT Box Green II 592*592*315-F9-01 (XL)	F9		MERV 15	592x592x315	4250/190	7,6
2472016	Cam GT Box Green II 592*592*315-E10-01 (XL)		E10		592x592x315	4250/220	7,6