

Direktoratet for Samfunnssikkerhet og Beredskap  
Pb. 2014  
3103 TØNSBERG

**DERES REF.:**

**VÅR REF.:** GA210-GMS-DSB-0001-L

**DERES DATO:**

**VÅR DATO:** 26.05.2021

**KONTAKTPERSON:** Asbjørn Folvik

**MOBILE PHONE:** + 47 47 50 90 62

## Utvidet lagringskapasitet Øra LNG Terminal. Søknad om samtykke til bygging og drift.

Det vises til vår tidligere søknad datert 14.09.2020 og 04.05.2021, samt senere dialog i saken. Det vises samtidig til epost fra DSB datert 19.05.2021. Gasum AS søker med dette om utvidet samtykke etter brann- og eksplosjonsvernloven for økt lagringskapasitet ved Øra LNG Terminal. En situasjonsplan hvor nye anleggsdeler fremkommer er vist i vedlegg 1. I tilknytning til utvidelsen vil det også gjennomføres en betydelig sikkerhetsmessig oppgradering av anlegget. Søknaden omfatter både bygging og drift.

Gasum AS (organisasjonsnr. 923 861 335) er registrert i næringskode 46.710 (Engroshandel med drivstoff og brensel). Gasum AS avd. Øra Terminal er en egen registrert virksomhet (organisasjonsnr. 916 866 003) under Gasum AS.

Selskapets forretningsadresse:	Gasum AS Kontinentalveien 31 4056 TANANGER
E-post:	<a href="mailto:info-no@gasum.com">info-no@gasum.com</a>
LNG-terminalen sin adresse:	Øraveien 23C 1630 Gamle Fredrikstad
Gnr./br.nr:	303/1209
Kontaktadresse:	Øraveien 23C 1630 Gamle Fredrikstad
E-post:	<a href="mailto:info-no@gasum.com">info-no@gasum.com</a>

Eksisterende samtykke for Øra LNG Terminal ble gitt 07.07.2011 (2011/3052/CATR), og omfatter 9 stk. lagertanker for LNG (flytende naturgass) på til sammen bruttovolum 6.500 m<sup>3</sup> (ca. 2.600 tonn), fordampere, regulerings- og kontrollsystemer, sikkerhetssystemer og importørledning fra kaianlegg i Borg Havn. LNG (i fordampet form) klassifiseres som en brannfarlig gass i kategori 1.

### Bakgrunn

Siden oppstart i 2011 har gjennomstrømmingen ved Øra-terminalen stadig vært økende. Pr. i dag omlastes i størrelsesorden 95.000 tonn LNG/år. Det forventes at dette vil øke ytterligere de kommende årene. Økt gjennomstrømming påvirker både logistikk og skipskapasitet. Dagens situasjon gjør at man ikke får utnyttet skipskapasiteten på en god måte, noe som medfører at antall anløp i Borg havn er høyere enn

ønskelig. En økt lagerkapasitet vil medføre at antall skipsanløp kan reduseres, mens mengdene som losses hver gang vil øke.

I forbindelse med en utvidelse av lagerkapasiteten vil det være behov for en lengre stans ved anlegget. Dette vil også gjøre det mulig å gjennomføre ulike tiltak for å forbedre sikkerheten og redusere risiko ved virksomheten. Spesielt viktig vil her være tiltak knyttet til importløsningen til terminalen.

#### Utvidet lagringskapasitet

Det omsøkes installert to nye lagertanker ved Øra terminalen. Bruttovolum for hver av tankene er 683 m<sup>3</sup>, totalt 1366 m<sup>3</sup> (ca. 546 tonn). Samlet brutto lagerkapasitet ved Øra LNG Terminal vil etter dette være 7866 m<sup>3</sup> (ca. 3.146 tonn).

De nye lagertankene er planlagt plassert nord for eksisterende tankpark. Avstanden fra de nye tankene (oppsamlingsbassenget) til nabovirksomheter vil være som vist i vedlegg 2. Svovelsyretanken til Acinor vil ligge ca. 55 m fra oppsamlingsbassenget, mens nærmeste virksomhet med arbeidstakere ligger ca. 100 m fra oppsamlingsbassenget. Det nye oppsamlingsbassenget er trukket ca 6 meter bort fra eksisterende for å unngå konstruksjonsarbeider i EX-sonen. Tankene plasseres på samme høyde som eksisterende. Det etableres et fysisk brannskille mellom eksisterende tankpark og de nye tankene.

Da tankene har vært i operasjon i 10 år gjøres en omfattende modifikasjon av disse.

- Første manuelle ventil mellom tank og prosess beholdes. Ventiltopp skiftes
- Alle styrte ventiler byttes. Nye ventiler inngår i SIL studie og har SIL 2 sertifikat
- Alle instrumenter byttes. Nye instrumenter inngår i SIL studie og har minimum SIL2 sertifikat
- Sikkerhetsventiler resertifiseres og byttes om nødvendig

De nye tankene tilknyttes importlinjen, og vil fungere som rene buffertanker i terminalen. Under import av LNG fylles tankene på lik linje med de 9 andre tankene. Når det oppstår behov for å flytte produkt fra de nye tankene, enten til tanker som er tilknyttet bilutlastning eller til høytrykkstanker som leverer til rørgass-nettet, overføres produktet ved å bygge trykk på de nye tankene og trykkoverføre til den/de tankene som skal motta produktet.

Det vil gjennomføres en omfattende ombygging av eksisterende kontrollsystem:

- Nytt kontrollsystem med delt sikkerhets- og prosess PLS. Alle ESD signaler for de nye tankene kobles mot ny sikkerhets PLS.
- SIL verifisert system for de nye tankene.
- Eksisterende ESD signal implementeres i ny sikkerhets PLS.
- Sikkerhetsprinsipp avdekket i SIL analyse for de nye tankene implementeres for de eksisterende.
- Det etableres nytt SCADA system for operatørene på terminalen.

En endret arealdisponeringsplan for terminalområdet er vist i vedlegg 3.

#### Endret importløsning

Dagens lossing av LNG fra skip i Borg Havn skjer med bruk av slange koblet inn mot et ESD skid på kaien. Det planlegges å installere en lastearmsløsning på kai, sør for dagens plassering. Nytt rørsystem vil tilkobles dagens importrør. Eksisterende utstyr på jetty beholdes, likeledes beholdes detektorer og andre instrument. Disse vil implementeres i nytt kontrollsystem. For å unngå LNG gjennom utette ventiler på eksisterende ventilsett vil nødvendige linjer fysisk spades av. En endret arealdisponeringsplan for kaiområdet er vist i vedlegg 4.

For importløsningen på kai etableres et nytt SIL-verifisert kontroll system. Lastearm leveres med sitt eget system, SIL verifisert, som tilknyttes det overordnede systemet for kaien. Eksisterende system implementeres i nytt system.

Det vil også gjennomføres en bedre sikring mot påkjørsel av importlinjen fra kai til terminal i form av autovern langs røret der dette ligger parallelt med Øraveien.

### **Standarder som ligger til grunn for design**

Anlegget vil bygges iht gjeldende norske lover og forskrifter. Følgende direktiver, lover og standarder ligger til grunn for design av aktuelle utvidelser:

- PED 2014/68/EU – Pressure Equipment Directive
- ATEX 2014/34/EU – ATEX Directive
- Brann- og eksplosjonsvernloven
- Forskrift om håndtering av brannfarlig, reaksjonsfarlig og trykksatt stoff samt utstyr og anlegg som benyttes ved håndteringen
- Temaveiledning, Bruk av farlig stoff del 1 – forbruksanlegg for flytende og gassformig brensel, DSB, juli 2015
- EN 1160:1996 Installation and Equipment for Liquefied Natural Gas. General Characteristics of Liquefied Natural Gas.
- EN 13645:2001 - Installations and equipment for Liquefied Natural Gas - Design of On-shore installations with a storage capacity between 5t and 200t
- EC 94/9/EC – Equipment and Protective systems intended for use in potentially explosive atmospheres (ATEX)
- EN 13458:1 Cryogenic vessels. Static vacuum insulated vessels Part 1: Fundamental requirements
- EN 13458:2 Cryogenic vessels. Static vacuum insulated vessels. Part2: Design, fabrication, inspecting and testing
- EN 13 480 – Metal piping systems
- IEC 61511 - Safety instrumented systems for the process industry sector
- ISO 23251 Petroleum and Natural Gas Industries – Pressure-Relieving and Depressuring Systems, identical to ANSI/API Standard 521, 5th Edition, January 2007
- EN 12186:2000 Gas Supply Systems – Gas Pressure Regulating Stations for Transmission
- EN 60204-1 Safety of machinery. Electrical equipment of machines.
- EN 600079 Electrical apparatus for explosive gas atmosphere.
- EN 60079-10 – Electrical apparatus for explosive gas atmospheres - Classification of hazardous areas
- EN 60079-14 Electrical installations design, selection and erection.

Teknisk designbasis finnes i vedlegg 5. Safety Requirements Specifications (SRS), Safety Integrity Level (SIL) Report samt Cause & Effect diagram er vedlagt (vedlegg 6-8).

Gasum's internkontrollsystem vil sikre at nye anleggsdeler bygges og installeres ihht. spesifikasjoner, standarder og lokalitetsspesifikke forhold. Alle leverandørene er prekvalifiserte av Gasum, og har egne IK systemer. Leverandørenes kvalitetsplaner og dokumentasjon, også når det gjelder prosjektering, gjennomgås og kontrolleres i hvert steg både av leverandør, 3. parts kontrollør/ NoBO og Gasum. Kontraktene er styrende for hvilke spesifikasjoner og standarder som skal benyttes for de ulike anleggsdelene. Det gjennomføres jevnlig avklaringsmøter mellom Gasum og de ulike leverandørene.

Når det gjelder håndtering av PED spesifikt, så vil dette følge en NoBO prosess. Leverandøren vil benytte Norsk Energi Kontroll for å verifisere at komponenter og/eller delsystemer oppfyller krav i tekniske spesifikasjoner. For prosessutrustning vil for eksempel nye rørsystemer installeres iht. 2014/68/EU (PED) og EN 13480. 3. parts kontroll utføres av Norsk Energi Kontroll, som vil utstede en PED modul A2 rapport. Hovedleverandør vil på sin side utstede en declaration of conformity til PED kat. II modul A2 for rørsystemene. For rørsystemer i kategori III vil Norsk Energi Kontroll utstede et certificate of conformity, mens hovedleverandør vil benytte modul B + F eller alternativt modul G.

Gasum vil gjennomføre ferdiginspeksjon av selve anleggsintegrasjonen, og vil i dette benytte Norsk Energi Kontroll for 3. parts verifikasjon.

Installasjon av nytt utstyr på site skjer iht. Gasum Gasum's overordnede HSEQ prosedyrer, herunder bl.a Management Of Change (MOC) og prosedyre for arbeidstillatelse (AT, inkl. Sikker Jobb Analyse ved behov/krav). Det vil, i god tid før hydrokarboner skal tas inn på nye anlegg, utarbeides relevante prosedyrer sammen med leverandørene for å påse at uttesting og oppstart gjennomføres på en sikker måte.

#### Gjennomføring av prosjektet

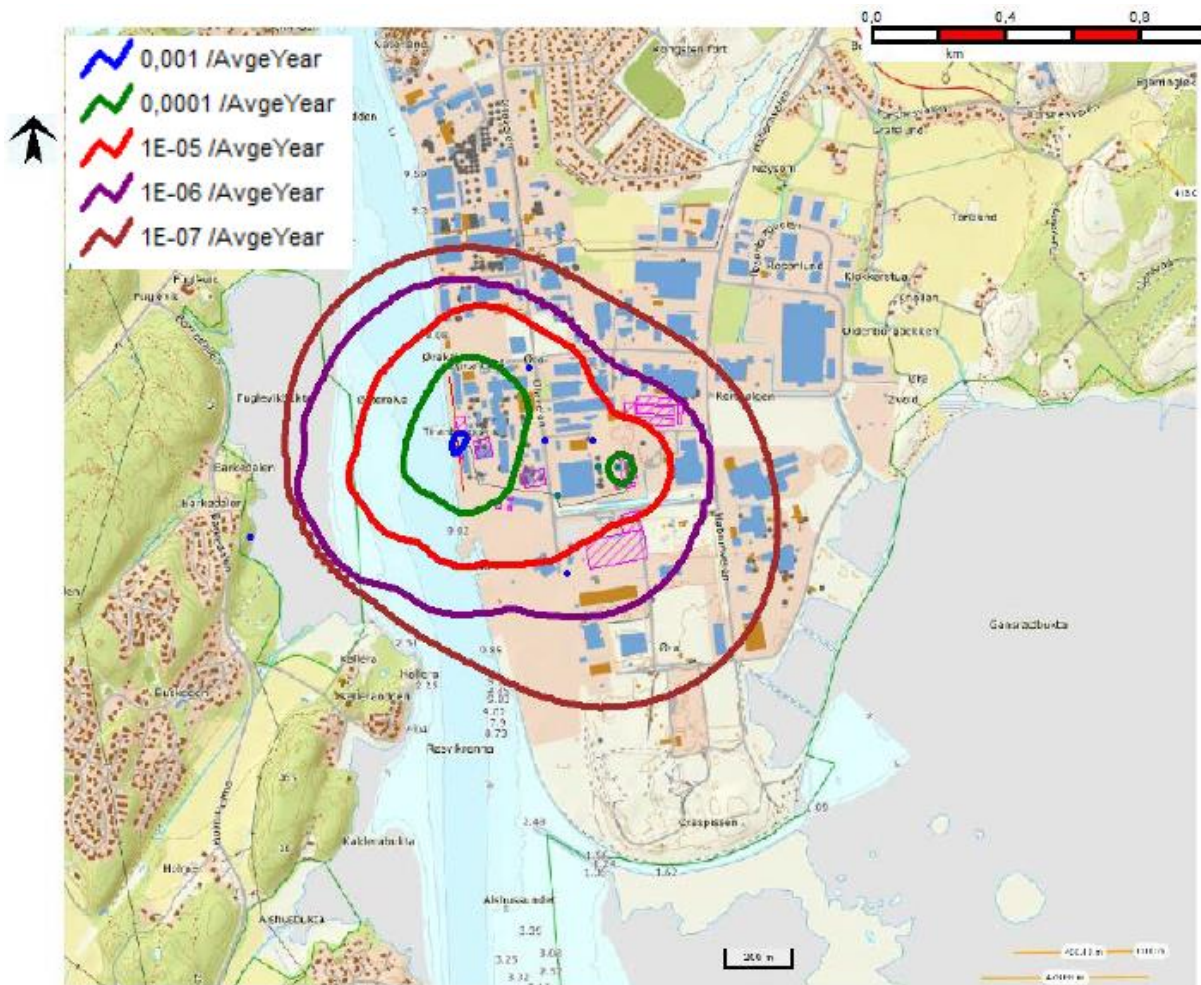
Prosjektet planlegges gjennomført i perioden november 2020 – høst 2021. Første steg vil være bygging av fundamenter for plassering av nye tanker. Mekanisk implementering av lastearm og tankutvidelse vil foregå uten nedstenging av anlegget. Innfasingen vil skje ved trykkfrigjøring og nitrogenspyling av de aktuelle rørsystemene.

Sommeren 2021 planlegges det å stenge ned terminalen for å implementere det nye kontrollsystemet. Planlagt nedetid for anlegget er 14 dager. I denne perioden vil der ikke foregå utlasting til biler. Forut nedstengingen tar man volumet ned på minimalt trykk. De fleste tankene stenges fysisk av. For å opprettholde leveranse til rørgassnettets beholdes en av tankene som høytrykkstank. Det etableres for denne perioden et enkelt kontrollsystem som overvåker eventuelle gasslekkasjer og som vil stenge uttak fra tank. Alternativt vil anlegget bemannes 24/7 i den aktuelle perioden.

Prosjektet vil frem mot nedstengning av anlegget detaljplanlegge nedstengingsperioden og sikre at det finnes tilstrekkelige barrierer, organisatoriske og tekniske, gjennom denne perioden. Før en utvidet Øra terminal settes i drift vil det søkes tillatelse for dette.

#### **Vurdering av risiko**

Risikobildet ved den eksisterende Øra LNG Terminal ble sist analysert i 2018 (vedlegg 9). Figur 1 viser de beregnede risikokonturene rundt virksomheten basert på QRA. Beregningen viser at utstrekning av  $10^{-5}$  konturen strekker seg over betydelige deler av Øra området. Hovedbidraget til risikokonturene er utslipp ved fylling av Øra terminalen samt utslipp fra rørstrekket mellom kaiområdet og lagertankene.



Figur 1. Eksisterende risikokonturer Øra. Modellering gjort med UKOOA tennsannsynlighet (30% umiddelbar, 70% forsinket). Bruk av enhetlig forsinket antenneing kan antas å øke utstrekningen av de ulike ISO-risk kurvene utover hva som her er vist.

Når det gjelder QRA, så er det de siste årene gjennomført flere oppdateringer av denne som følge av vurderinger knyttet opp mot ulike muligheter for utvidelse og sikkerhetsmessige forbedringer av anlegget. Til grunn for DnV's notat «Update of Øra Terminal Risk contours», datert 24.09.20 (vedlegg 10), ligger et base case for Øra Terminalen. I base case (ref. DnV Memo "Update of Øra QRA" datert 28.06.2019, vedlegg 11) inngår installasjon av en lastearm. Memoet fra 2019 er videre oppdatert med illustrasjoner av forsinket tennsannsynlighet, jfr. DSB's retningslinjer.

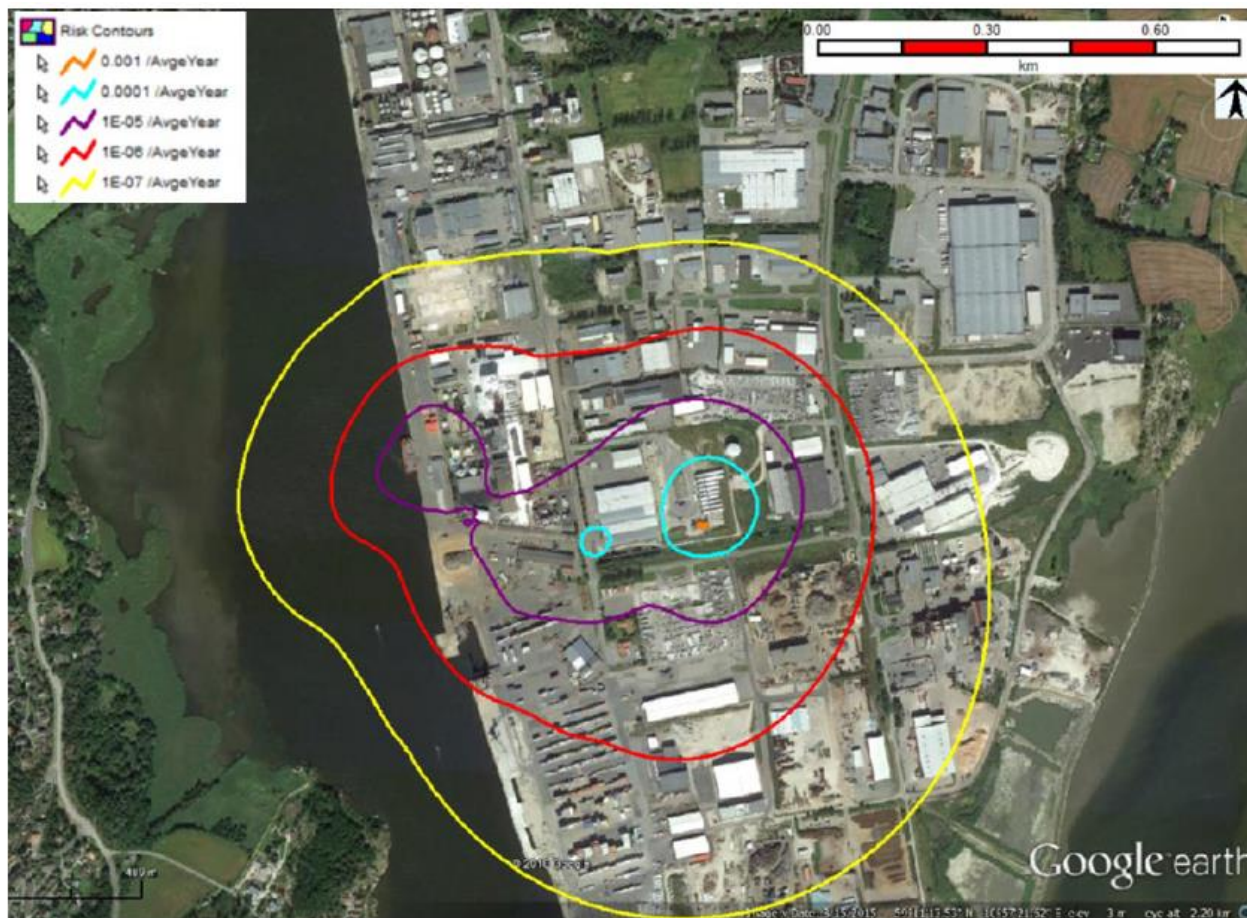
Oppdateringen av QRA datert 2020 omfatter en risikovurdering av to tilleggselementer:

- Installasjon av to nye lagertanker ved Øra terminalen
- Installasjon av forsterket beskyttelse der losseledningen passerer Øraveien

Dette er begge tiltak som vil gjennomføres i prosjektet. DnV's notat «Update of Øra Terminal Risk contours», datert 24.09.20 gir dermed et samlet bilde av konsekvensene ved gjennomføringen av de omsøkte utvidelse-ne av Øra terminalen.

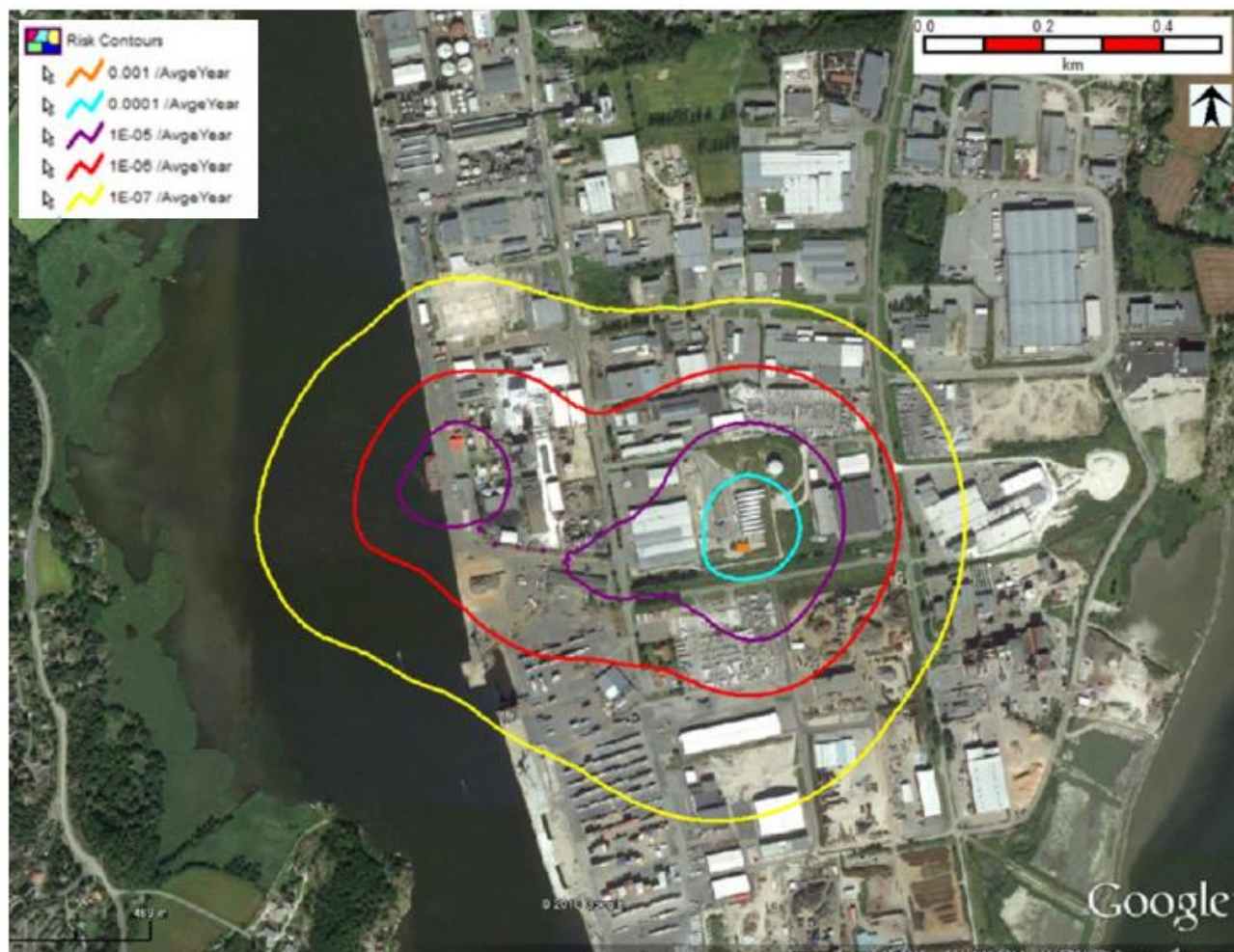
Gjennom installasjon av en endret importløsning på kai (lastearm) vil risikobildet rundt virksomheten endres betydelig i positiv retning (figur 2).





Figur 2. Risikokonturer etter installasjon av lastearm på kai. Modellering med enhetlig forsinket antenneing.

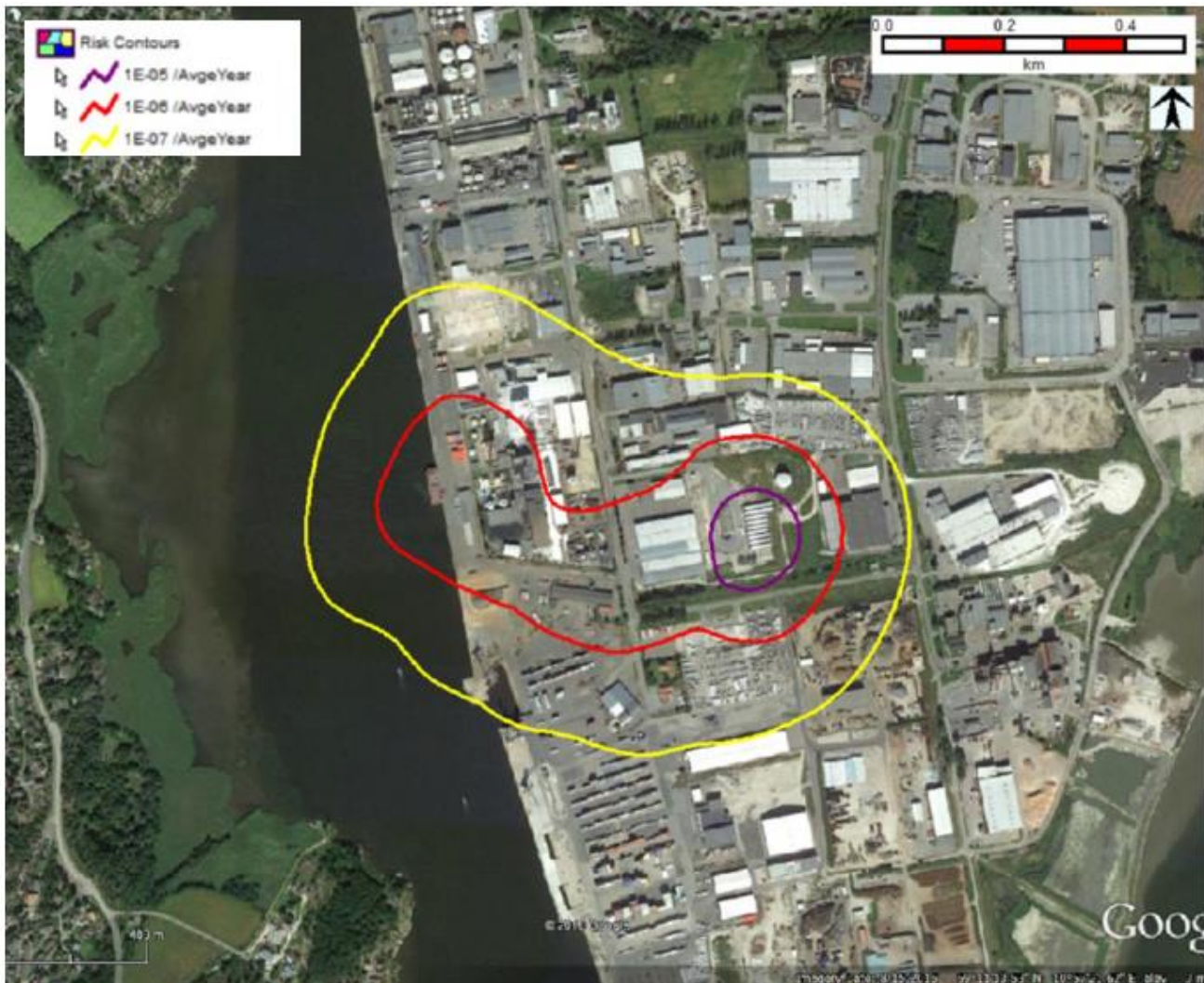
Analysene viser at en utvidelse av lagringskapasiteten gjennom to nye lagringstanker knapt vil påvirke risikokonturene. Samtidig viser analysen at de tiltak som vil gjennomføres for å bedre beskyttelsen av rørledningen på østsiden av Øraveien vil ha en signifikant positiv effekt (figur 3).



Figur 3. Risikokonturer etter installasjon av lastearm på kai, to nye lagertanker i terminalområdet samt bedret beskyttelse av LNG- rørledningen øst for Øra veien. Modellering med enhetlig forsinket antenning.

Hvilken tennsannsynlighet som benyttes i modelleringen har relativt stor betydning for resultatet. Figur 2 og 3 legger til grunn en enhetlig forsinket antenning slik om anvist av DSB's «Retningslinjer for kvantitative risikovurderinger for anlegg som håndterer farlig stoff». Figur 4 viser de samme risikokonturer dersom modellen bruker tennsannsynlighet iht. UKOOA.





Figur 4. Risikokonturer etter installasjon av lastearm på kai, to nye lagertanker i terminalområdet samt bedret beskyttelse av LNG- rørledningen øst for Øra veien. Modellering med bruk av UKOOA.

Samlet sett vil den omsøkte utvidelsen av Øra LNG terminal medføre en signifikant reduksjon av risiko ved terminalen. Det skal her også påpekes at det i modelleringen av risikokonturer ikke er tatt høyde for den generelle sikkerhetsmessige forbedring som fremkommer som følge at styringssystemet oppgraderes. Det som først og fremst bidrar til en stor positiv forbedring er de tiltakene som gjøres gjennom installasjon av en lastearm på kai samt forbedret beskyttelse av rørledningen fra kai og opp til terminalen. En utvidet lagerkapasitet betyr i seg selv lite for risiko ved virksomheten.

#### Arealmessige begrensninger og områdeklassifisering

I kommuneplan for Fredrikstad kommune (2020-2032), vedtatt 18. juni 2020, er Øra industriområde avsatt til næringsbebyggelse. Arealene for anlegg på kai og importørledning er i hovedsak avsatt til havneformål. Det er ikke avsatt hensynssoner rundt anleggene. Tomteområdet for Øra LNG Terminal er regulert til industri/ lager gjennom en eldre reguleringsplan.

Det er etablert ulike sikkerhetssoner rundt anlegget. Det er etablert en sikkerhetssone rundt terminal og fyllermodul på kai. Innenfor denne sonen er det adgangsbegrensninger, tennkildek kontroll og krav om arbeidstillatelse ved ikke prosedyremessig arbeid. Sikkerhetssonene er skiltet.



Rundt de sentrale delene av prosessområdet, samt langs fylleledning fra kai til anlegget, er det etablert et sikringsfelt. Områdene er skiltet. Indre sone ved terminalen er klassifisert som EX- område. Det er her tennkildekontroll, noe som betyr at alt arbeid inne på prosessområdet skal foregå enten iht. prosedyrer (rutinearbeider) eller iht. arbeidstillatelsessystemet.

Det er også etablert et sikringsfelt rundt lavtrykks gassdistribusjonsnett ut av anlegget. Posisjonering av gassrørnettet er meldt inn i det eksisterende gravemeldingssystemet i regionen, og det er krav om at sel-skapet skal varsles (og vurdere om man skal være tilstede) ved eventuelle gravearbeider innenfor sonen.

Etablering av nye anlegg som følger av søknaden vil ikke bety at de ulike sonene endres vesentlig utover hva som allerede er etablert. Siden fyllemodulen på kai flyttes noe sammenliknet med i dag, så vil plasseringen av EX- sonene på kai flyttes noe (vedlegg 12). To nye tanker inne på terminalområdet vil medføre at utstrekningen av EX- sonene økes noe sammenliknet med i dag, men sonene vil ikke strekke seg utenfor tomteområdet (vedlegg 13).

### **Drift og vedlikehold**

Drift og vedlikehold av nye anlegg vil integreres med driften av allerede eksisterende anlegg/ anleggsdeler.

Øra terminalen ledes av terminalsjef. På Øra er det ansatt terminalsjef, vedlikeholdsingeniør og 3 driftsoperatører. Det er i tillegg etablert samarbeidsavtaler med flere eksterne firma for å sikre tilgang til kompetent personell når det gjennomføres operasjoner som f.eks. lossing av skip.

Terminalen er åpen for utlasting til lastebil mandag – fredag kl. 07-23 og lørdag-søndag 07-19. På dagtid er terminalen normalt bemannet av 2 personer (driftsoperatør og terminalleder). På kveldstid, innenfor terminalens normale åpningstid, er alltid 1 driftsoperatør tilstede.

Ved lossing av skip, uavhengig av tidspunkt, er det alltid 4 personer tilstede ved terminalen. 2 personer overvåker selve losseoperasjonen på kai, 1 person bemanner anlegg og kontrollrom og 1 loading master som er ansvarlig for losseoperasjonen.

I helg, samt utenfor terminalens åpningstider, er det etablert en bakvaksordning slik at terminalen kan bemannes ved eventuelt behov både ift. operativ virksomhet, ved alarmer og i beredskapssituasjoner. Utenfor åpningstid skjer driftsovervåkning av terminalen fra kontrollrom ved Gasum AS sitt LNG produksjonsanlegg i Risavika, Sola kommune. Dette kontrollrommet er døgnbemannet.

Terminalsjef er operativt ansvarlig for drift av Øra LNG Terminal, og ansvarlig for at alle aktiviteter ved terminalen utføres ihht lover, forskrifter og interne prosedyrer, og har også ansvar for planlegging av drift, service og vedlikehold. Driftsoperatørene overvåker og styrer den daglige driften av terminalen. Vedlikeholdsingeniør planlegger vedlikeholdet ihht styringssystemet for vedlikehold og gjør nødvendige avrop mot leverandører. Hans kompetanse benyttes også ifm planlegging av større aktiviteter (eksempelvis revisjonsstanser, modifikasjoner etc).

Det er inngått vedlikeholds- og modifikasjonsavtale med ulike firma, som supplerer nødvendige ressurser etter behov. Videre er der etablert service- og vedlikeholdsavtaler mot flere spesifikke (nøkkel) leverandører av både utstyr og personell. Disse leverandørene har levert, eller har detaljkunnskaper om, utstyr på anlegget. Eksternt personell som inngår i vaktordninger på terminalen er gitt samme opplæring som egne ansatte.

Gasum AS har et felles kvalitetssystem som har som formål å møte den gjeldende kvalitetspolitikk, målsettinger og sikre at produktene imøtekommer kundenes krav og forventninger. Selskapet er sertifisert etter både NS-EN ISO 9001:2015, NS-EN ISO 14001:2015 og NS-EN ISO 50001:2018. Regelmessige revisjoner gjennomføres for å sikre at kvalitetssystemet er vedlikeholdt og kontinuerlig forbedres.

Maximo benyttes som selskapets verktøy ifm drift, vedlikehold og modifikasjon (DVM), også for Øra-terminalen. Alle relevant data lagres, oppdatert og korrigert, i dette systemet ihht anleggets til enhver tid gjeldende design og spesifisering. Maximo henter dokumentasjon automatisk fra dokumenthåndteringssystemet.

Vedlikehold blir i Maximo kategorisert som forebyggende vedlikehold (PM) og korrektivt vedlikehold (CM), som utføres for å ivareta anleggets integritet, og bringe utstyr og komponenter tilbake til sin opprinnelige og forsvarlige tilstand. Alt utstyr som er spesifisert som sikkerhetskritisk (SCE) skal ivaretas på en forsvarlig måte i planlegging og utførelse av de tilhørende PM'er. Maximo ivaretar de førende krav for internkontroll og myndighetskrav som stilles til forsvarlig drift, samt at der forefinnes sporbarhet til alt utført arbeid, komponenter og utstyr som er gitt identifikasjon (TAG) i systemet for vedlikehold. Ved utførelse av en arbeidsordre er det den utførende person som skal være ansvarlig for å legge inn viktige kommentarer ifm sin utførelse av arbeidet i historisk file for utstyret, samt oppdatering av utstyrsinformasjon dersom det er.

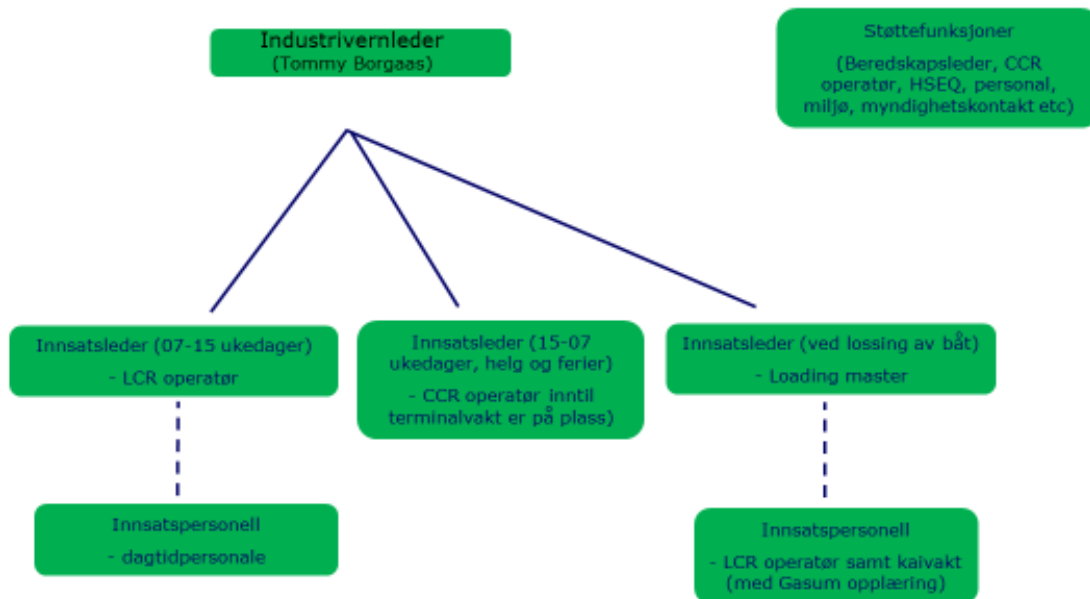
Styring av endringer ved Øra terminalen foretas ihht. selskapets «Prosedyre for styring av endringer (MOC)». Prosedyren stiller krav til at alle endringer som berører eksisterende anlegg og virksomhet ved Øra terminalen, både administrative, tekniske og organisatoriske, skal gjennomgå en vurdering av mulige konsekvenser for sikkerhet, helse og miljø før de iverksettes. Som verktøy benyttes MOC (Management Of Change) modulen i Maximo. MOC er en arbeidsflyt for kontroll av endringer som gir trygghet for at endringene blir håndtert ihht. prosedyren.

### Beredskap

Gasum beredskapsplan er delt inn i to nivå. Alle anlegg, herunder Øra terminalen, har en egen operativ beredskapsplan. Denne skal benyttes av innsatsleder og innsatspersonell som retningslinje for alle tiltak som skal iverksettes ved en bekreftet nøds- eller ulykkessituasjon. Operativt nivå støtter administrativt nivå. Det vil si at operativt nivå bidrar med informasjon om berørt personell, om hendelsen og om håndtering av situasjonen slik at administrativt nivå ved redningsstaben kan utføre sine beredskapsoppgaver.

Selskapet har etablert et administrativt nivå, som ledes av en beredskapsleder i vaktordning. Beredskapsplanens administrative del inneholder premisser for beredskapsarbeidet ved mobilisering og koordinering for å ivareta overordnede strategiske beredskapsoppgaver og støtte/bistå den operative beredskapen, innsatsleder og innsatspersonell. Administrativt nivå støtter operativt nivå. Det vil si at administrativt nivå hjelper til med for eksempel ressurser, kompetanse og operasjonelle råd som letter håndteringen av beredskapssituasjonen.

Beredskapsorganisasjonen ved Øra LNG Terminal er på overordnet nivå organisert som i figur 5.



Operasjonelt nivå består minst av lokal kontrollromsoperatør når anlegget er bemannet. Alternativt vil operasjonelt nivå håndteres av kontrollromsoperatør ved Risavika LNG produksjonsanlegg når anlegget er ubemannet inntil bakvakt er kommet til stedet.

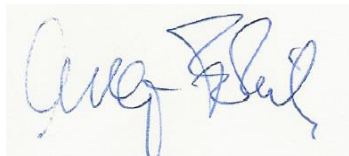
Operasjonelt nivå er ansvarlig for å utføre driftsmessige og operasjonelle tiltak for å bekjempe hendelsen og for å redusere konsekvenser av hendelsen. Den offentlige redningstjenesten er hovedaktør for aktiv bekjempelse og redning utover det som innebygde systemer bidrar med, med støtte fra operasjonelt nivå.

Planverket øves jevnlig, også sammen med offentlige nødetater. Det er et godt samarbeid med nødetatene i området, herunder Fredrikstad Brann- og Redningskorps (FBR). Personell ved FBR er gitt opplæring og trener jevnlig på aktuelle scenarier. Det har vært avholdt flere felles øvelser, hvor også øvrige nødetater (helse og politi) har deltatt. En omforent målsetting er å ha en felles øvelse pr. år. Terminalen er utpekt som et særskilt brannobjekt, og underlagt årlig tilsyn fra FBR. Personell fra LNG- terminalen deltar i Øra Miljøutvalg, som jevnlig diskuterer bl.a risiko- og beredskap knyttet til hele industriområdet.

### Informasjon til allmennhet og offentlige myndigheter

Det er allerede gitt informasjon om utvidelsen av Øra LNG Terminal til nabovirksomheter på Øra industriområde. Fredrikstad kommune er orientert om den planlagte utvidelsen, og ga 10.11.2020 tillatelse til etablering av gasstanker med tilhørende fundamenter etter bestemmelsene i Plan- og bygningsloven. I den sammenheng ble det bl.a innhentet uttale datert 09.09.20 fra Fredrikstad Brann- og Redningskorps. I forkant av dette er det også avholdt et informasjonsmøte med FBR om utvidelsene.

Med vennlig hilsen



Asbjørn Folvik  
Miljø- og myndighetskontakt  
Gasum AS

Vedlegg:

1. Situasjonsplan Øra utvidelser
2. Øra LNG Terminal - oversiktsbilde med avstander til nabovirkosmheter
3. Arealdisponeringsplan Terminalområde
4. Arealdisponeringsplan Jetty
5. Teknisk designbasis
6. Safety Requirements Specifications (SRS)
7. Safety Integrity Level (SIL) Verification Report
8. Cause & Effect diagram
9. QRA for Øra LNG Terminal. DnV-GL Report 2018-0017
10. Update of Øra LNG Terminal Risk contours. DnV-GL Memo No: 920669. Datert 24.09.2020
11. Update of Øra QRA. DnV-GL Memo No: 401814. Datert 28.06.2019
12. Områdeklassifisering Terminalområde
13. Områdeklassifisering Jetty
14. Sikringsrisikovurdering (egen separat oversendelse)