

Memo: BBT ship to ship verlading

Datum: 15-02-2023

Van: K.T. Stijkel

Inleiding

Voor vergunningverlening moet BBT worden vastgesteld ten aanzien van de toe te passen technieken. Ook voor de verlading van LNG van de carrier naar de Igloo en van de Igloo naar de Eemshaven LNG (voorheen S188) moet BBT worden vastgesteld.

In voorschrift 7.7.9 van het ontwerp besluit is benoemd dat moet worden gerapporteerd in hoeverre de verladingstechnieken overeenkomen met BBT. Dit memo geeft invulling aan dit voorschrift. Binnen EET vindt de verlading plaats middels speciale composiet slangen geschikt voor verlading van cryogene vloeistof. In dit memo geven we aan waarom dat in deze situatie voor EET als BBT heeft te gelden.

BBT

Voor deze inrichting, combinatie landinstallaties en FSRU's, is geen direct toepasselijk BBT document voorhanden. Daarom moet conform artikel 5.4 Bor BBT worden vastgesteld voor deze specifieke situatie.

Door het bevoegd is aansluiting gezocht bij het VITO document "Beste Beschikbare Technieken (BBT) voor verdeling van LNG", waarin de BBT worden beschreven voor **land**installaties met een opslagcapaciteit kleiner dan 200 ton. Laadstation voor toevoerschepen ('feederscheperen') die op hun beurt een vaste LNG-opslagtank langs de kade bevoorraden vallen buiten de scope van de VITO rapportage zo valt te lezen op pagina 36 van het VITO document.

In voetnoot 77 van het VITO document wordt het volgende vermeld: "Bij een vast bunkerstation kan een vaste laadarm wel BBT zijn, maar doorgaans niet voor de doorzethoeveelheden die verwacht worden bij een vast bunkerstation met een opslagcapaciteit binnen de scope van deze BBT-studie, zijnde <200 ton. Indien ten gevolge van de opslagcapaciteit, doorzet, leidingdiameters, of andere risicobepalende factoren van de afleverinstallatie, de risicoafstandsregels niet gerespecteerd kunnen worden zonder vaste laadarm, kan een vaste laadarm wel BBT zijn. Dit is op bedrijfsniveau te beoordelen".

Of laadarmen BBT zijn moet volgens dit rapport dus individueel bepaald worden en met name wanneer de risicoafstandsregels niet gerespecteerd kunnen worden, **kunnen** laadarmen BBT zijn. Los daarvan beschrijft het Vito document landinstallaties en daarvan is hier geen sprake. De terminal bestaat immers uit 2 FSRU's die, als ze niet als FSRU worden ingezet, als LGNC zullen opereren¹.

Toelichting kans op breuk

Omdat uit de berekeningen van de QRA bleek dat de verlading voor het overgrote deel de plaatsgebonden risicocontour bepaalt, zijn de composiet slangen nader beoordeeld. Uit deze beoordeling volgt dat de toepassing van de slangen een veilige methode is voor de verlading van LNG tussen de LNGC's naar de Igloo maar ook voor LNG run-down tussen de Igloo en de Eemshaven LNG

¹ Overslag van LNGC naar een FSRU valt onder codes toepasbaar voor drijvende installaties, waarin slangen als geaccepteerd product worden toegepast (ref o.a. ISO/TR 17177:2015€ Guidelines for the marine interfaces of hybrid LNG terminals

via een korte verbindende leiding op de kade en dus de risicoafstandsregels gerespecteerd kunnen worden.

De gebruikte frequentie in de QRA is in overeenstemming met de in de Handleiding risicoberekeningen Bevi voorgeschreven methodiek. Echter de frequentie voor LNG bunker slangen is gelijk gesteld aan de faalfrequentie van LPG losslangen, dit bij gebrek aan casuïstiek. Wanneer gekeken wordt naar het ontwerp van deze composiet slangen dan blijkt dat op basis van het ontwerp het niet aannemelijk is dat het voorgeschreven breuk scenario kan plaatsvinden en zeker niet met de nu gebruikte frequentie, dit volgt uit het volgende:

- Na knikken of overrijden, wat onwaarschijnlijk is bij EET, doorstaat de slang nog steeds hydrostatische drukken van 120 bar;
- Slijtage van de slang zal, volgens onderzoek van TNO, uiteindelijk kunnen leiden tot een lekkage maar, niet tot een breuk. Uit de testen blijkt namelijk dat het verergeren van een lek tot een breuk niet te verwachten is bij normale werkdrukken. Uit tests blijkt dat zelfs bij perforaties de slang niet verder scheurt;
- De slangen zijn getest tot een trekkracht van 610 kN (61 ton) terwijl de belasting in normale bedrijfssituatie slechts 10 kN bedraagt.

Daarmee is de QRA dus heel conservatief ingestoken vanwege de in de HRB voorgeschreven faalfrequenties.

Wanneer gekeken wordt naar de aanwezige mitigerende en repressieve maatregelen die aanwezig zijn, dan blijkt dat de risico's van de realistisch geachte scenario's in het ALARA gebied van de risicomatrix van Gasunie vallen. De vastgestelde risico's zijn lager dan in de QRA, dit is het gevolg van de aanwezige mitigerende maatregelen en het ontwerp en specifieke toepassing van de transferslangen zelf.

Ship to ship transfer

De Internationale Code voor de bouw en uitrusting van schepen die vloeibaar gemaakte gassen in bulk vervoeren (International Code of the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk of International Gas Carrier Code, IGC-code) is de SOLAS- en MARPOL-standaard op het gebied van de bouw en uitrusting van schepen die vloeibaar gemaakte gassen in bulk vervoeren. Deze IGC code geldt, voor zover van toepassing voor LNG, ook voor de FSRU's van EemsEnergyTerminal in de Eemshaven²

Voor de verlading van LNG tussen schepen (zowel voor bunkering als voor STS LNG transfer tussen LNGC's en een FSRU) wordt de toepassing van de composiet slangen als BBT aangemerkt. Nadat in de jaren 2000 tot 2010 veel onderzoek naar het gedrag van grotere diameter cryogene slangen heeft geleid tot algemene acceptatie van slangen als standaard product, voor zover deze voldoen aan de parallel ontwikkelde codes and inspectie voorschriften. Om die reden zit op 99% van de LNG carriers (en 97% van de FSRU's) de voorziening om LNG middels deze slangen naar een ander schip te kunnen verladen. Enkel de oudste schepen die als eerste FSRU units werden ingezet voordat cryogene slangen een gemeengoed werden zijn voorzien van laadarmen, later is het inzicht gekomen dat het gebruik van composiet slangen praktischer en minstens zo veilig is. Dit zijn:

- Golar Frost later FSRU Toscana bouwjaar 2003 (FSRU)
- Golar Freeze bouwjaar 1977
- Khannur/Nusantara Satu bouwjaar 1977.

² SOLAS chapter VII part C regulation 13

Inmiddels zijn de composiet slagen zeer sterk ontwikkeld en worden deze breed toegepast en er certificaten afgegeven, waardoor gesteld kan worden dat de composiet slag binnen de FSRU's op dit moment BBT is.

Een belangrijke overweging voor de FSRU eigenaren en operators om geen laadarmen meer te installeren is dat deze ingreep alleen kan na lokale versterking van het dek in een scheepswerf en omdat na installatie van laadarmen de aldus gemodificeerde FSRU niet meer eenvouding kan worden ingezet als normaal varende LNGC om LNG te transporteren in open zee (met in slecht weer veel dynamica).

Bijzondere omstandigheid

Zoals vermeld moest de terminal snel in bedrijf en dat was enkel mogelijk door het gebruiken van twee kant en klare voorzieningen: drijvende opslag en vergassingsunits. Dat maakt dat de terminal niet 1 op 1 vergelijkbaar is met een traditionele LNG export of import land terminal en heeft eigenlijk volledig het karakter van een standaard FSRU terminal met als extra complicatie dat we in Eemshaven een tweetal FSRU's moesten installeren.

Alsnog aanbrengen van laadarmen

Het alsnog aanbrengen van laadarmen is technisch mogelijk, maar onwenselijk.

Daarvoor is globaal een voorbereidingstijd nodig van 6 maanden voor engineering etc. De levertijd van de laadarmen is onveranderd en bedraagt nog steeds minimaal 12 maanden al kan deze oplopen indien er meerdere laadarmen besteld moeten worden.

Wanneer de laadarmen geleverd zijn moet het schip worden aangepast in een scheepswerf omdat de zware belastingen van de laadarmen zonder structurele aanpassingen van het dek op de (Iglou FSRU) niet mogelijk zijn. Hiervoor zal naar verwachting een periode van 6 maanden benodigd zijn (mede omdat de FSRU eerst zijn volledige lading kwijt moet raken en gasvrij gemaakt moet worden. Gedurende deze 6 maanden kan geen gas geleverd worden. Al met al betekent het alsnog aanbrengen van laadarmen op de Iglou een doorlooptijd kent van ca. 24 maanden en dat er dan netto minder dan 3 jaar gebruik gemaakt kan worden van deze laadarmen.

Op de Eemshaven LNG FSRU barge is geen ruimte aan dek om laadarmen te installeren.

Risico slangen versus laadarmen

Om de capaciteit van de terminal in stand te houden zal het totale debiet van LNG over de 2 laadarmen gelijk moeten zijn aan die van de 4 composiet slangen in de huidige berekening. Feitelijk komt dit neer op een verlading van 4.000 m³/uur per laadarm tegen 2.000 m³/uur bij het gebruik van composiet slangen. Om dit grotere debiet veilig te kunnen realiseren moet er een grotere diameter worden gehanteerd (dit om de snelheid beneden de 12 m/s te houden) waardoor een laadarm diameter van 16 inch moet worden gehanteerd tegenover 10 inch voor de composiet slangen. Uit de door DNV uitgevoerde berekening (zie Bijlage) blijkt dat de risico contouren nagenoeg gelijk zijn en het gebruik van laadarmen dan ook geen veiligheidswinst oplevert.

- *Andere nadelen installeren laadarmen* Het is onzeker of de Iglou akkoord zal gaan met het aanbrengen van laadarmen aangezien de FSRU na afloop van de EET periode niet meer kan worden ingezet als normale transport carrier waar vrije midships cryogene manifold aan beide zijden beschikbaar moeten zijn op de carrier.
- Hoogstwaarschijnlijk zullen de laadarmen na de EET periode weer verwijderd moeten worden.
- tijdens het uit bedrijf zijn zullen de FSRU's opwarmen en zullen deze wederom moeten worden ingekoeld met alle milieu gevolgen en kosten die daarmee samenhangen tot gevolg.
- Het (berekende) risico zal niet afnemen aangezien de verladingsdebiet zal toenemen van 2.000 m³/h naar 4.000 m³/h waardoor het berekende risico niet daadwerkelijk zal veranderen.

- Omdat het debiet per slang bij de transfer tussen de FSRU's veel lager is en minder dan 2,5% bijdraagt aan de plaatsgebonden risicocontour is hier geen verdere beoordeling op gedaan. Aangezien hiervoor dezelfde redenering en uitkomsten worden verwacht als bij de LNGC naar Igloo transfer. Immers wanneer ook daar laadarmen moeten worden toegepast zal ook daar worden gekozen voor grotere diameters en dus hogere debieten per arm.
- Dit is geen standaard situatie maar een tijdelijke maatregel om minder afhankelijk van Russisch gas te kunnen zijn, ondanks dat zullen veiligheid en milieu niet in het geding zijn en wordt een zeer hoog niveau gehaald op deze zaken.

Conclusie

Het alsnog aanbrengen van laadarmen voor zowel de kade als de Igloo kan niet als BBT worden gezien. En zou het EET project feitelijk voortijdig laten eindigen en daarmee haar primaire doelstelling niet kunnen waarmaken: het verminderen van risico op serieuze aardgas tekorten na wegvallen aanvoer uit Rusland naar NW Europa.



Memo Aan:
Karel Stijkel (EET)

Memo Nr.: 10359374-6
Van: Safety & Risk Management Benelux
Datum: 15-12-2022
Opgesteld door: Dennis van der Meulen
Geverifieerd door: Niek Wessels

QRA EET - Plaatsgebonden risico LNGC verlading met laadarmen

Introductie

EemsEnergy Terminal B.V. (EET) is een LNG import en vergassingsinstallatie aan de Wilhelminahaven in Eemshaven. DNV heeft voor deze terminal een kwantitatieve risicoanalyse (QRA) uitgevoerd. De resultaten van de QRA zijn beschreven in het rapport: "Kwantitatieve Risicoanalyse (QRA)", Documentnummer: ELNG-DNV-PER-WABO-REP-000001, revisie 2, 26 oktober 2022.

Uit de resultaten van de QRA blijkt dat een breuk van één van de slangen tijdens scheepsverlading van LNG vanuit een LNG carrier (LNGC) naar de Golar Igloo FSRU een risicobepalend scenario is voor zowel het 10^{-6} /jaar plaatsgebonden risico (PR) en het groepsrisico (GR).

EET heeft DNV gevraagd om het plaatsgebonden risico opnieuw te berekenen op basis van het hypothetische uitgangspunt dat in plaats van 4 LNG en 2 BOG composietslangen (huidig QRA uitgangspunt) 2 LNG en 1 BOG laadarmen worden gebruikt voor de LNGC verlading.

In de voorliggende notitie zijn de gehanteerde uitgangspunten en de resultaten van de berekening opgenomen. Het berekende risico voor de toepassing van 4 LNG slangen ten opzichte van 2 LNG laadarmen wordt met elkaar vergeleken.

Uitgangspunten

Voor de algemene uitgangspunten voor LNGC verlading wordt verwezen naar paragraaf 3.2 van de QRA. Voor de uitgewerkte QRA scenario's voor composietslangen wordt verwezen naar tabel A-13-1 in bijlage A van de QRA. De meest relevante uitgangspunten voor de scenario's uitgaande van composietslangen of laadarmen zijn opgenomen in Tabel 1. Het maximale totale verlaaddebiet is $8.000 \text{ m}^3/\text{uur}$. Verdeeld over 4 slangen (10 inch) of 2 laadarmen (16 inch) betekent dit respectievelijk $2.000 \text{ m}^3/\text{uur}$ per slang of $4.000 \text{ m}^3/\text{uur}$ per laadarm. De diameter van een laadarm van 16 inch is bepaald op basis van een acceptabele stroomsnelheid (8.6 m/s) die ligt tussen de 7-12 m/s en gangbare maten die toegepast worden in de industrie. Aangezien het debiet per laadarm verdubbeld t.o.v. slangen zullen de effectafstanden en het berekende risico naar verwachting toenemen. Echter, door de lagere initiële faalfrequentie van laadarmen t.o.v. slangen en dat er minder laadarmen worden ingezet in vergelijking met slangen zal het risico juist afnemen. De gecombineerde impact op het risico is alleen met een berekening aan te tonen.

Tabel 1: Uitgangspunten voor scenario's voor LNGC verlading met composietslangen of laadarmen

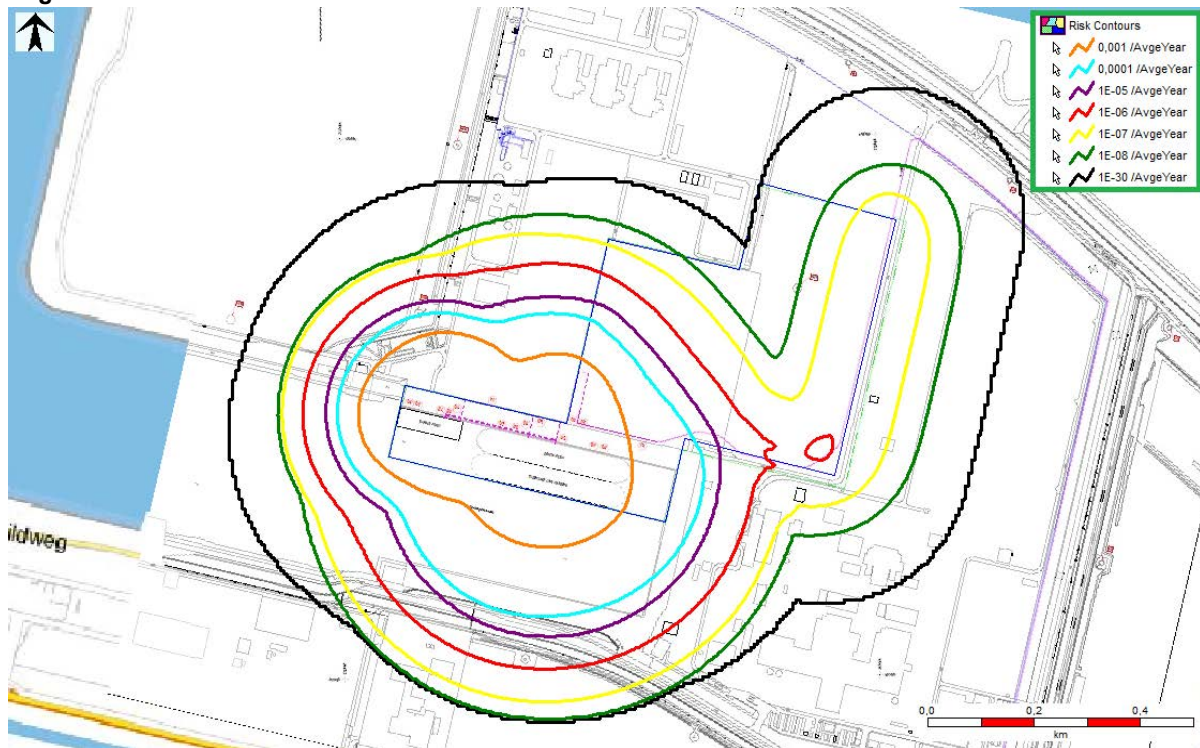
Scenario's	Debiet per slang/arm [m ³ /uur]	Uitstroom-debiet [kg/s] ¹	Stroom snelheid in slang/arm [m/s]	Aantal	Diameter [inch]	Initiële faalfrequentie [per uur verlading per arm / slang]	Finale faalfrequentie [per jaar]
Composietslangen							
Breuk LNG composietslang ESD systeem grijpt in (ESD+)	2000	306	11.0	4	10	4.00E-07	3.96E-03
Breuk LNG composietslang ESD systeem faalt (ESD-)	2000	306	11.0	4	10	4.00E-07	4.00E-05
Lek 10% diameter LNG composietslang	2000	5.9	-	4	10	4.00E-05	4.00E-01
Laadarmen							
Breuk BOG composietslang ³	-	14.7	-	2	10 ^[2]	4.00E-07	2.00E-03
Lek BOG composietslang ³	-	0.09	-	2	10	4.00E-05	2.00E-01
Laadarmen							
Breuk LNG laadarm ESD systeem grijpt in (ESD+)	4000	611	8.6	2	16	3.00E-08	1.49E-04
Breuk LNG laadarm ESD systeem faalt (ESD-)	4000	611	8.6	2	16	3.00E-08	1.50E-06
Lek 10% diameter LNG laadarm	4000	15.2	-	2	16	3.00E-07	1.50E-03
Breuk BOG laadarm ³	-	37.7	-	1	16 ^[2]	3.00E-08	7.51E-05
Lek BOG laadarm ³	-	0.24	-	1	16	3.00E-07	7.51E-04

1. Het uitstroomdebiet voor het breuk scenario van de LNG composietslang wordt bepaald door het pompdebiet en is vermenigvuldigd met een factor 1.3 om rekening te houden met een hoger pompdebiet als gevolg van het verlies van tegendruk (zie paragraaf 8.2 van de QRA voor de onderbouwing).
2. Voor het breukscenario van de BOG slang is rekening gehouden met tweezijdige uitstroming uit beide zijden van de breuk (zie ook paragraaf 8.7 van de QRA). Hierbij is met een grotere effectieve diameter gerekend zodat het uitstroomdebiet vanuit beide zijden van de breuk bij elkaar opgeteld wordt.
3. De faalscenario's van de BOG composietslangen / laadarm dragen slechts beperkt bij aan het risico, vanwege het dichtheidsverschil met LNG (ongeveer factor 600) en het relatief lage uitstroomdebiet voor deze faalscenario's als gevolg van de lage druk in de BOG composietslangen / laadarm.

Resultaten

Het berekende plaatsgebonden risico voor het gebruik van 4 LNG slangen of 2 LNG laadarmen is opgenomen in Figuur 1 en 2, respectievelijk¹. De grootte van de PR 10⁻⁶/jaar contour is voor beide situaties vrijwel gelijk.

¹ Daarbij moet nog wel vermeld worden dat er aan de oostkant van de terminal vlak bij de terreingrens nog een kleine 10⁻⁶/jaar contour/strook kan zijn van ongeveer 20-30 m vanaf de ondergrondse aardgasleiding ten gevolge van het falen van een windturbine. Dit heeft verder geen impact op de resultaten en conclusies van deze notitie.



Figuur 1: Plaatsgebonden risicocontouren - LNGC verlading met 4 LNG composiet slangen (Resultaten QRA EET, Figuur 11-1, paragraaf 11.1)



Figuur 2: Plaatsgebonden risicocontouren - LNGC verlading met 2 LNG laadarmen

Conclusie

EET heeft DNV gevraagd om het plaatsgebonden risico in de QRA van EET opnieuw te berekenen op basis van het hypothetische uitgangspunt dat in plaats van 4x10 inch LNG composietslangen (huidig QRA uitgangspunt) 2 LNG laadarmen worden gebruikt voor de LNGC verlading.

Uit de berekende resultaten blijkt dat de grootte van de 10^{-6} per jaar PR-contour voor beide situaties vrijwel gelijk is.

Verder kan worden opgemerkt dat de in de LNG industrie gebruikte composietslangen een veel betere performance geven dan de faalfrequenties, zoals voorgeschreven in de Handleiding Risicoberekeningen Bevi, suggereren. Het daadwerkelijke risico van verlading met composietslangen zal dus in de praktijk lager zijn dan het berekende risico. Zo heeft TNO bijvoorbeeld onderzoek gedaan naar de kans op een slangbreuk voor een LNG slang, waarbij zij concluderen dat er bij een LNG slang vrijwel altijd eerst een lek ontstaat voor een breuk^{2, 3}. In combinatie met de extra geïnstalleerde gasdetectie en videobewaking op de Golar Igloo (met ESD trip) is er een grote kans dat transfer van LNG wordt gestopt voordat het initiële lek zich kan uitbreiden tot een breuk. Daarnaast worden slangen regelmatig geïnspecteerd en periodiek vervangen. Laadarmen worden niet periodiek vervangen.

² TNO, Proving leak before burst for small scale LNG transfer hoses (phase 1), TNO 2015 R 10689

³ TNO, Proving leak before burst for small scale LNG transfer hoses, project phase 2, TNO 2016 R10126

Memo – impounding basins

Datum: 3 februari 2023

Opgesteld door: Norbert Zonneveld

Inhoudsopgave

Inhoudsopgave	1
1 Inleiding	1
2 De Europese norm NEN-EN 1473 – 2021	1
2.1 Definities.....	1
2.2 Relevante onderdelen van voorschriften uit de NEN-EN 1473 – 2021	2
3 Ontwerp en uitvoering opvanggebied en opvangbekken op de kade	3
3.1 Risicoanalyse	3
3.2 Maatgevend scenario	3
3.3 Opvangbekkens	4
3.4 Opvanggebieden	5
3.5 Effectcontouren.....	5
3.6 As built situatie.....	6

1 Inleiding

Deze memo geeft inzicht in het ontwerp en de uitvoering van de LNG opvangbekkens ('impounding basins') die bij EemsEnergy Terminal zijn toegepast.

2 De Europese norm NEN-EN 1473 – 2021

NEN-EN 1473 geeft richtlijnen voor het ontwerp, de bouw en de exploitatie van alle onshore installaties voor vloeibaar aardgas (LNG) voor het vloeibaar maken, opslaan, verdampen, overbrengen en behandelen van LNG en aardgas (NG). Het document is van toepassing op installaties met een LNG-opslagcapaciteit van meer dan 200 ton.

De norm is in het Engels gepubliceerd. In deze paragraaf zijn de relevante onderwerpen m.b.t. opvanggebieden en opvangbekkens van LNG lekkages/morsingen (spills) vertaald in het Nederlands. Het betreft een niet gecertificeerde vertaling.

2.1 Definities

Opvanggebied (impounding area):

- Gebied dat op de locatie is afgebakend om accidentele lozingen van koolwaterstoffen op te vangen.

Opvangbekken (impounding basin)

- container of lekvrije ruimte verbonden met een opstuwingsgebied of een verzamelplaats voor morsingen, waar vloeibare gemorste koolwaterstoffen kunnen worden opgevangen en veilig kunnen worden ingesloten en beheerst.

2.2 Relevante onderdelen van voorschriften uit de NEN-EN 1473 – 2021

Hieronder zijn de voorschriften gegeven, die relevant zijn voor de op de kade aanwezige installatiedelen, waarbij in het geval van een calamiteit, LNG lekkages zouden kunnen voorkomen.

6.4.5 Verzamelen (Pooling)

Lekkage van LNG uit de leidingen moet naar een externe opslag worden geleid. De omvang van de externe opslag moet voldoende zijn om het volume LNG op te vangen dat bij een volledige leidingbreuk voordat de interne ESD kleppen zijn gesloten, verminderd met de verdamping van LNG, voordat de opslag wordt bereikt.

7.2.2.2 Doel en plaats van het opvangbekken

Gemorst LNG moet binnen de inrichting worden opgevangen in een opvanggebied en worden afgevoerd naar en ondergebracht in een opvangbekken op basis van een risicoanalyse. Afhankelijk van de resultaten van de risicoanalyse kan het opvangbekken worden gecombineerd met, er binnen gelegen, in de nabijheid of op afstand van het opvanggebied. Het opvanggebied voor en het opvangbekken bassin moeten via een open kanaal met elkaar verbonden zijn. Het ontwerp van het opvanggebied moet zodanig zijn dat de lekkagescenario's niet resulteren in een escalatie-effecten naar de aangrenzende tank(s) of apparatuur. De locatie van het opvangbekken moet bevestigd worden door warmtestraling- en dispersieanalyse.

7.2.2.3 Capaciteit van het opvangbekken

Voor procesgebieden moet de capaciteit van het opvangsysteem of het opvangbekken ten minste 110% bedragen van de grootste verwachte lekkage volgens de uitgevoerde risicoanalyse.

7.2.2.4. Ontwerp van het opvangbekken

Een opvangbekken moet open zijn naar de atmosfeer. De indeling van het opvanggebied onder en rondom het systeem, waar potentiële lekkagepunten kunnen voorkomen, moet de vloeistof door helling op veilige afstand van de apparatuur naar het opslagbekken afgevoerd worden. Het ontwerp moet aantonen dat de rand van het opvangbekken niet zal overstromen, zelfs niet in geval van het ernstigste falen dat uit de risicobeoordeling naar voren komt. Middelen om de verdamping te beperken en de verbrandingssnelheid van ontstoken morsingen en de gevolgen daarvan te verminderen moeten worden overwogen.

7.2.2.5 LNG-afvoer en waterafvoer

Afvoersystemen voor oppervlaktewater en brandwater van de installatie en opvangsystemen voor LNG-morsingen moeten zo zijn ontworpen dat de mogelijkheid dat brandwater de verdampingssnelheid van een LNG-morsing verhoogt, wordt geminimaliseerd.

Regen- of brandwater dat zich in het bassin zou kunnen ophopen, moet met relevante middelen worden verwijderd. Het verpompen moet worden geblokkeerd als er LNG-lekkage wordt geconstateerd.

LNG-morsingen mogen niet in een gesloten afvoernetwerk (riool) terechtkomen (bijvoorbeeld door de toegangspunten tot het afvoernetwerk af te sluiten) of naar een gebouw stromen. of naar gebieden waar gebouwd wordt stromen (bijvoorbeeld via opvanggebieden).

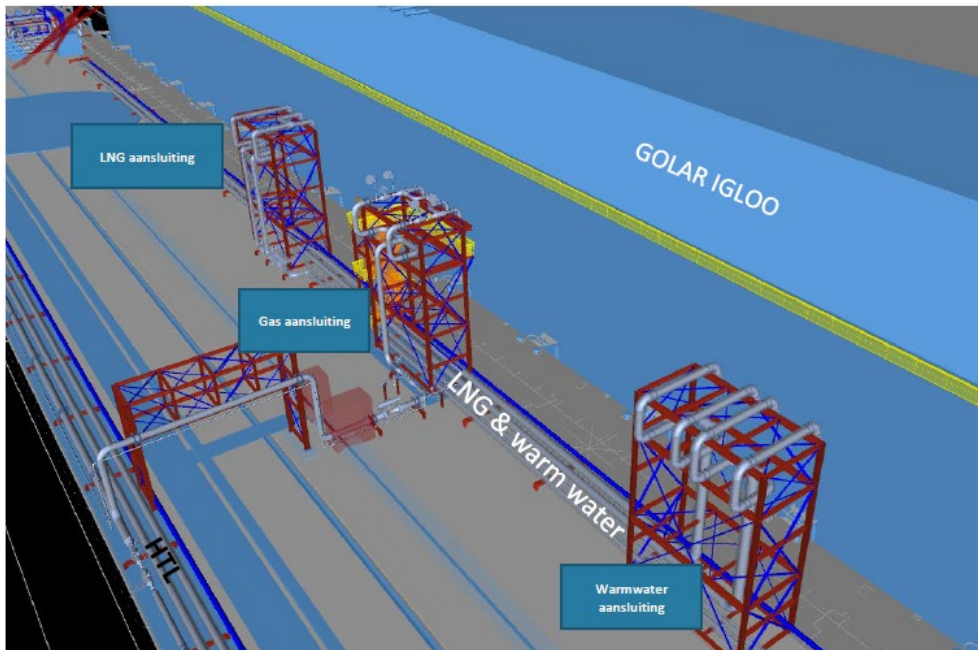
3 Ontwerp en uitvoering opvanggebied en opvangbekken op de kade

3.1 Risicoanalyse

Er is voor EET fase 1 een HAZID door DNV uitgevoerd (Safety studies for phase 1 EemsEnergy Terminal -Report No.: 10359374-1, Rev. 0 - 2022-06-08) waarbij de mogelijkheid van lekkages op de kade en het realiseren van opvangbekkens zijn beschouwd.

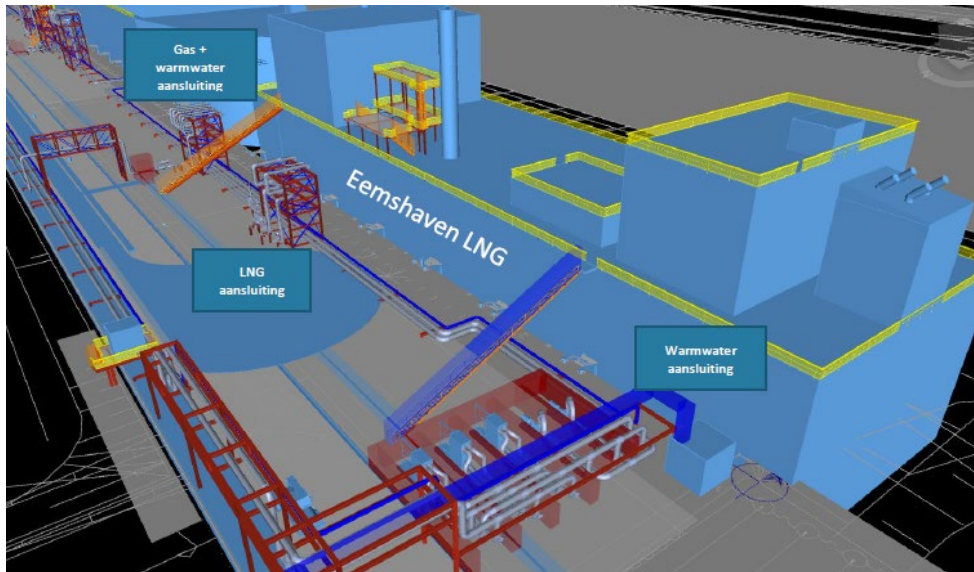
3.2 Maatgevend scenario

Het maatgevende scenario voor LNG lekkages op de kade zijn de lekkages van LNG slangen, die vanaf de FSRU's gekoppeld zijn aan de LNG pijpleiding (run-down) op de kade. In de volgende figuren is aangegeven waar deze aansluitingen zijn bij de Golar Igloo (figuur 1) en bij de Eemshaven LNG (voorheen Exmar S188) (figuur 2).



Figuur 1 aansluitingen Golar Igloo

In Figuur 1 zijn de aansluitingen bij de Golar Igloo weergegeven. De LNG aansluiting bestaat uit 2 composietslangen die d.m.v. een T-stuk gekoppeld zijn aan de LNG pijpleiding. De LNG slangen zijn samen met de BOG slang gemonteerd in een torenconstructie.



Figuur 2 Aansluitingen Eemshaven LNG

In Figuur 2 zijn de aansluitingen bij de Eemshaven LNG aangegeven. De 2 LNG composietslangen en de BOG slang bevinden zich in de torenconstructie.

Voor en na deze slangverbindingen zijn ESD (Emergency Shut Down) kleppen aanwezig waardoor bij een lekkage de LNG slangen ingeblokt/geïsoleerd zijn.

QRA

De scenario's voor het falen van composietslangen zijn opgenomen in de QRA, die door DNV is opgesteld (Document Nr.: ELNG-DNV-PER-WABO-REP-000001), en zijn overgenomen uit de interim rekenmethode LNG-bunkerstations. Deze scenario's zijn gebruikt voor de LNGC verladung en de verbindingen (met composietslangen) tussen de FSRU's met de LNG run-down en BOG balancing leidingen op de kade.

Scenario	Initiële faalfrequentie
Verladingsscenario's	
Breuk van de composietslang	$4 \cdot 10^{-7}$ per uur
Lek van de composietslang met een effectieve diameter van 10% van de nominale diameter, maximaal 50 mm.	$4 \cdot 10^{-5}$ per uur

De LNG aansluitingsslangen inclusief de verbindingen aan de zijde van de FSRU's hangen ten dele boven het water. In de QRA is er geen rekening gehouden met de opvang van LNG en is er conservatief vanuit gegaan dat al het LNG in het water tussen wal en schip terecht komt.

Voor de berekening van de grootte van de opvangbekkens is het omgekeerde het geval. In deze berekening is ervan uitgegaan dat er een uitstroom is van 120 seconden voordat de ESD kleppen sluiten en dat de gehele inhoud van de 2 LNG slangen vrijkomt en via het opvanggebied in de opvangbekkens terecht komt. Ook dit is een conservatieve aanname.

3.3 Opvangbekkens

De LNG slangen zijn ongeveer 20 m lang en hebben een diameter van 10 inch. Het maximale debiet dat van de Igloo naar de Eemshaven wordt gepompt is 1.500 m³ LNG/uur. Het debiet per slang is 750 m³/uur. Voor het maatgevende scenario wordt uitgegaan van een lek van de composietslang van 10 % (faalkans het hoogste).

Het uitstroomdebiet van 1 slang is dan 4,9 kg/sec of wel $4,9 \times 120 \text{ sec} = 588 \text{ kg}$. De dichtheid van LNG is ongeveer 422 kg per m^3 , hetgeen betekent dat er ongeveer 1,39 m^3 LNG vrijkomt voordat de ESD kleppen sluiten.

De totale uitstroomhoeveelheid = uitstroomdebiet + volume¹ van de 2 LNG slangen. De inhoud van een slang is: $3,14 \times (0,1016)^2 \times 20 = 0,64 \text{ m}^3$. De totale uitstroomhoeveelheid is: $1,39 + 0,64 = 2,02 \text{ m}^3$.

Volgens de NEN-EN 1473 dient het opvangbekken 110 % van de totale uitstroomhoeveelheid te zijn m.a.w. 2,23 m^3 . Inclusief een vrij-boord om overstroming te voorkomen is uitgegaan van berekende grootte van het opvangbekken van 2,5 m^3 .

In het opvangbekkens zijn ATEX gecertificeerde waterpompen aanwezig. Het hemelwater dat in de opvangbekkens terecht komt wordt na controle uit het bekken gepompt en geloosd op het oppervlaktewater of het waterdrainagesysteem op de kade. In het geval er LNG in het bekken komt, vriezen de pompen kapot en functioneren niet meer. Na een dergelijke calamiteit worden de pompen vervangen.

3.4 Opvanggebieden

De opvanggebieden bevinden zich onder de torens waarin de LNG slagen en de BOG slag zijn bevestigd. Ieder gebied heeft een oppervlakte van ongeveer 60 m^2 en is omgeven door een opstaande rand. Het gebied ligt op afschot en voert af naar het opvangbekken.

3.5 Effectcontouren

Met betrekking tot de warmtestraling contouren, die in het geval van een plasbrand in het opvangbekken zich zou kunnen voordoen, heeft DNV alleen het (geloofwaardige) scenario bestudeerd dat één van de LNG-slangen die uit de FSRU-manifolds komt 10% lekt. Het totale LNG-volume dat door de lekkage vrijkomt, is gebaseerd op:

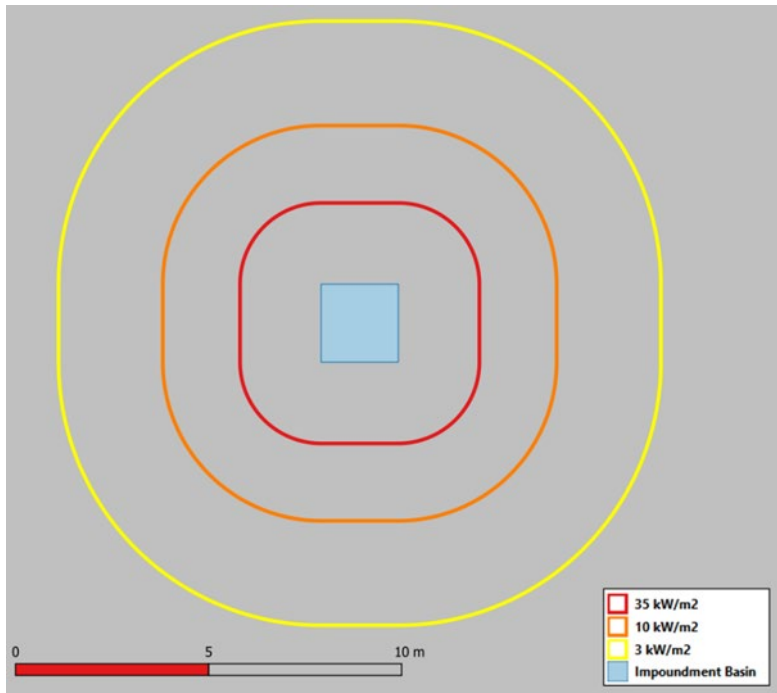
- 120 seconden totdat de ESD's worden gesloten
- het volledige volume van 2 LNG-slangen die uitstromen
- de impactberekening voor een brand in een opslagbassin met een oppervlakte van 2m x 2m en een inhoud van 2,5 m^3 LNG.

De resultaten van de effectafstanden op basis van de slechtste weersomstandigheden zijn:

- Afstand van de rand van de plasbrand tot 3 kW/m^2 : 6,8 m (weertype B3)
- Afstand van de rand van het poolvuur tot 10 kW/m^2 : 4,1 m (weertype D9)
- Afstand van de rand van het poolvuur tot 35 kW/m^2 : 2,1 m (weertype D9)

De warmtestralingscontouren zijn weergegeven in de volgende figuur.

¹ inhoud cilinder = $\pi * r^2 * h$



Figuur 3 Warmtestralingscontouren in geval van een plasbrand in een LNG opvangbekken

Tevens zijn er berekening voor de duur van een dergelijke plasbrand uitgevoerd. De resultaten hiervan zijn als volgt:

- Verbrandingssnelheid: 0,151 kg/s
- Hoeveelheid LNG: 2,5 m³ => ~1056 kg
- Brandduur: 7000 s => ~ 2 uur

3.6 As built situatie

Het volume van de open opvangbekkens, die op ongeveer 10 m van de staalconstructie van de slangentorens staan (m.a.w. buiten de 10 kW/m² contour en net binnen de 3 kW/m² contour), is uiteindelijk $1,6 \times 1,6 \times 2,20 = 5,6$ m³ ieder geworden.

Ter voorkoming van het falen van de staalconstructie is er op de verticale delen van de slangentorens tot ongeveer 9 m een brandwerende bekleding (fireproofing) tegen de gevolgen van de hoge temperatuur bij een brand, aangebracht. Tevens zijn er in de buurt van de slangentorens handbediende watermonitoren geïnstalleerd, die aansluiten op het bluswatersysteem. Het is niet de bedoeling dat hiermee een eventueel brand in het opvangbekken wordt geblust (zie voorschrift 7.2.2.5 van de NEN-EN 1473), maar om indien gewenst kritische installatiedelen en scheepswanden te koelen om escalatie te voorkomen.

Memo: Locatie keuze

Datum: 15-02-2023

Van: K.T. Stijkel

Inleiding

Aanleiding

Op 14 april 2022, na de inval van Rusland in Oekraïne, berichtte de Minister voor Klimaat en Energie de Tweede Kamer dat LNG een belangrijke rol heeft gespeeld bij het opvangen van het deels weggevalen aanbod van gas uit Rusland. Via de GATE terminal vindt import van LNG plaats, maar gezien de geopolitieke ontwikkelingen is het noodzakelijk om de Nederlandse LNG-aanvoercapaciteit op zeer korte termijn te verhogen.

Verkenning mogelijkheden versnelde LNG-aanvoer

Gasunie kon op korte termijn een drijvende LNG-terminal huren, die kon worden afgemeerd in de Eemshaven. De locatie is gelegen in de Wilhelminahaven, een van de insteekhavens van de Eemshaven, in het noordelijk deel van de provincie Groningen.

Omdat in de Eemshaven (specifiek in de Wilhelminahaven) al eens een vergunning voor een LNG terminal is verleend is deze optie nadrukkelijk in beeld gekomen. Gezien het feit dat de locatie is gelegen in de directe nabijheid van een hogedruk aardgastransportleiding en voor LNG carriers goed bereikbaar is, zijn de mogelijkheden voor realisatie van een drijvende terminal verkend.

Uit deze verkenning is gebleken dat de locatie zeer geschikt is voor deze terminal. De locatie maakt deel uit van een industrieterrein, het industrieterrein Eemshaven. EET heeft zeggenschap over de gronden waar de inrichting wordt gerealiseerd en de omliggende gronden, die met een hekwerk zijn afgesloten. De locatie is geen onderdeel van Natuurnetwerk Nederland (NNN), een beschermd natuurgebied of van een ecologische zone. Daarom was een vergunning op grond van de Wet natuurbescherming niet vereist. Met een QRA is berekend dat (op basis van een niet realistisch scenario) de afstand tot het meest nabije natuurgebied groter is dan de effectafstand veroorzaakt door een incident met gevaarlijke stoffen.

Daarnaast is de locatie niet gelegen in de nabijheid van bewoond gebied. Met betrekking tot het plaatsgebonden risico is in de QRA (onderdeel van de aanvraag) geconcludeerd dat er geen kwetsbare objecten zijn gelegen in de 10^{-6} /jaar contour. De kantoorgebouwen van (voormalig) Vattenfall en RWE Essent liggen buiten het invloedsgebied (10^{-30} /jaar) en dus ook buiten de 10^{-6} /jaar contour. De veiligheidsmaatregelen die EET treft zijn uitvoerig beschreven in de vergunningaanvraag.

In de nabijheid liggen twee Brzo bedrijven, te weten Vopak Terminal en het Gasunie compressorstation Spijk. De afstand tussen de inrichting van EET en die van de twee Brzo bedrijven is groter dan 1,6 km en daarom is ook geen domino-aanwijzing conform artikel 8 van het Brzo van toepassing.

De inrichting valt niet binnen de risicocontouren van de luchthaven.

De veiligheid en de integriteit van de FSRU's zelf vallen onder andere internationale standaarden. Dit zijn verdragen die in dit besluit eerder beschreven zijn. Deze regelgeving is afkomstig van de Internationale Maritieme Organisatie (IMO). Dit is een organisatie die op Internationaal niveau afspraken tussen lidstaten bewerkstelligd om daarmee de scheepvaart

zo veilig en milieuvriendelijk mogelijk te maken. De IMO valt onder de Verenigde Naties. Belangrijke verdragen die zij heeft vastgesteld en die relevant zijn voor de beide FSRU's zijn SOLAS en MARPOL (veiligheid en milieu) en de IGC code. Schepen die onder de IGC code vallen worden periodiek aan inspecties onderworpen en d.m.v. onafhankelijke certificering gewaarborgd dat ze aan de gestelde vereisten voldoen. Beide FSRU's voldoen aan deze verdragen.

Uiteindelijk heeft de verkenning geresulteerd tot een verzoek van het ministerie van EZK om op de genoemde locatie een LNG terminal te realiseren die op 15 september 2022 in bedrijf moest zijn, zie hiervoor de brief van 23 augustus 2022 (kenmerk DGKE-DRE/22418833).

SIGTTO richtlijn Site selection and design for LNG ports and jetties

Voor deze inrichting is vervolgens ook gekeken naar de richtlijn Site Selection and Design for LNG Ports and Jetties, dit ondanks dat deze richtlijn geschreven is voor landterminals en dus niet direct toepasbaar op deze inrichting. Dit document bevat geen wettelijke voorschriften maar slechts aanbevelingen en komt er op neer dat bij het in werking zijn van een LNG terminal de risico's daarvan zijn geïnventariseerd en beheerst, door het selecteren van deugdelijke installaties en het treffen van adequate maatregelen om die risico's te beheersen. Dit is uiteraard gedaan in het aanvraagproces. Er is een gefundeerd onderzoek gedaan in de vorm van een QRA en brug simulaties. De getroffen maatregelen zijn ook toegelicht tijdens een rondgang over de schepen.

H2 Haven ontwerp

Deze aanbevelingen hebben betrekking op het ontwerp van de haven en het gebruik van de haven. Deze items zijn alle in nauw overleg met de havenautoriteit besproken en akkoord bevonden.

Kanaalbreedte: 5 x maximale breedte. In het geval van EET zou dit bij een maximale breedte van 50m 250 m zijn. Voor de LNGC van 12 m dfat is de beschikbare breedte ongeveer 224 m, hetgeen bij Marin uitgebreid is getest in brugsimulaties. Uit deze simulatie volgde dat deze breedte ruimschoots voldoende is, aangezien uit de simulaties bleek dat een breedte van ongeveer 200 m zou volstaan in combinatie met de aangenomen milieugrenzen voor kanaalpassages.

Draaigebied: 2 x Totale lengte van 300 m zou betekenen 600 m. Ook op dit punt is door Marin een brugsimulatie uitgevoerd en is de feitelijke situatie 450 tot 470 m toereikend geacht, omdat dit voldoet aan het algemeen aanvaarde minimum van 1,5 x Loa. Dit is ook bij vele eerdere LNG-projecten vastgesteld, ook op basis van brugsimulaties met volledige missie en met duidelijk vastgestelde minimale sleepbootspreiding en maximale meteorologische omstandigheden voor het binnenvaren of vertrekken van schepen. In de Eemshaven hebben wij in feite te maken met relatief gunstige omstandigheden wegens de afwezigheid van belangrijke getijdenstromingen of golfslag van langere duur.

Sleepvermogen: In het EET-project hebben wij de bijstand van 4 sleepboten (minimaal 3 x 56 ton en 1 x 70 ton) voorgesteld en RWS & GSP hebben dit in het toelatingsbeleid aanvaard. Met de aangenomen maximale meteocean 9 (=wind) omstandigheden zouden in feite 3 sleepboten volstaan om de lasten op te vangen, en de 4e sleepboot kan dus worden beschouwd als een reservesleepboot om onvoorziene gebeurtenissen op te vangen (zoals bij vele eerdere LNG-projecten is gedaan)

Beheer van het scheepvaartverkeer: Is beschikbaar voor kanaaldoorvaarten en manoeuvres van de LNGC en alle andere schepen die de Eemshaven in- of uitvaren, en dekt ook het scheepvaartverkeer naar Emden en Delfzijl.

Exploitatiegrenzen: Duidelijke bedieningslimieten zoals voorgesteld bij eerdere LNG-projecten zijn overgenomen als input voor de brugsimulaties van Marin (en voorafgaande desktop studie). Wij hebben in de brugsimulaties daadwerkelijk met schepen gevaren bij windsnelheden van 15 m/s, maar hebben de limieten in het toelatingsprotocol vastgesteld op 13,8 m/s (10 minuten gemiddelde windsnelheid). Afgezien van de limieten voor de windsnelheid worden de kanaalpassages en het in- en uitvaren van havens geregeld door de VTS op basis van getijdenvensters die via Protide, beheerd door het Nautisch Servicecentrum van GSP & RWS, worden toegewezen. Dit om ervoor te zorgen dat er tijdens de gehele doorvaart van en naar open zee voldoende kielvrijheid is. Voor de afgemeerde FSRU's en afgemeerde bezoekende LNG-tankers zijn dynamische afmeersimulaties uitgevoerd door Marin, waarbij het "all weather"-karakter van de EET-waterzijde voor de twee FSRU's werd vastgesteld (wat inhoudt dat zij permanent kunnen blijven afgemeerd gedurende het beoogde operationele venster van 5 jaar), zoals aanvaard door de classificatiebureaus van de schepen (DNV en BV).

Voor bezoekende LNG-tankers kunnen windsnelheden van BF8 gemakkelijk worden beheerd, en de grenzen zullen worden bereikt in de richting van BF9. De toelating van LNGC regelt dus dat schepen buiten de haven blijven als de windverwachting hoger is dan BF8 (of 20 m/s 10 minuten gemiddeld).

Snelheidsbeperkingen: Snelheidsbeperkingen voor kanaalpassages worden vastgesteld in de Protide-toewijzingen voor getijdenvensters en voor de LNG-tankers worden deze vastgesteld op basis van de Marin-brugsimulaties voor een volledige missie. Bij kanaaldoorvaarten zullen de vaarsnelheden meestal rond 9 tot 12 knopen liggen, terwijl bij het binnenlopen of vertrekken van de haven de snelheidslimieten onder 5 knopen zullen liggen om de doeltreffendheid van de sleepboten te waarborgen. Tijdens het binnenlopen of vertrekken van LNG-tankers mogen geen andere schepen de haven van Eemshaven binnenvaren, behalve kleine reddingsboten die op open zee nodig zijn voor andere schepen.

De steiger / of in geval van EET de LNGC die afmeert aan de FSRU

Veiligheidsuitsluitingszone voor ongecontroleerde ontstekingsbronnen: Vastgesteld in het EET-project voor het leidende scenario van STS LNG-overbrenging van bezoekende LNGC naar FSRU zoals bepaald in een DNV-studie als follow-up van de algemene QRA. De aangenomen regels inzake veiligheidsafstanden voor verschillende LNG-overbrengingspercentages worden gecontroleerd met behulp van de VTS-operatoren van het SAP die alle schepen begeleiden die de LNGC's / FSRU's moeten passeren. Daarnaast is er geen openbare ruimte aan de landzijde van de terminal waardoor er aan de landzijde geen ongecontroleerde ontstekingsbronnen aanwezig zijn.

Aanlegplaatsen: Voor het EET-project heeft Marin dynamische afmeersimulaties uitgevoerd:

- Voor de FSRU op basis van extreme stormomstandigheden van eens per 100 jaar, waardoor de aanlegplaats kon worden gekwalificeerd als "ligplaats voor alle weersomstandigheden", zodat er geen Quick Release Hooks of snelkoppelingen op de stroomleidingen naar de wal nodig zijn.
- Voor de bezoekende LNGC werd een afmeerlimiet (zonder sleepbootassistentie of extra stormligplaatsen) van BF8 (of 20 m/s) aangenomen, die in de maritieme procedures van de terminal wordt gehanteerd als controle-element in de weersvoorspellingen. Het afmeersysteem met 8 borstlijnen en 4 veerlijnen aan de FSRU volgt de standaardpraktijken van de LNG-industrie en de FSRU is uitgerust met het vereiste aantal Quick Release Hooks. Daarnaast zijn de LNG-overdrachtsslangen uitgerust met dry-break koppelingen.

Quick release hooks / ERS / PERC's: zie hierboven. Er zijn binnen de inrichting van EET geen Powered Emergency Release koppelingen, maar alleen dry-break koppelingen aanwezig, aangezien wij cryogene composietsslangen gebruiken in plaats van laadarmen volgens de standaard LNG-industriepraktijken voor LNG-overdracht van schip naar schip. Aan boord van de Iglou bij het LNG-

overlaadpunt zijn extra detectoren voor brandbare gassen geïnstalleerd om een noodstop (ESD) van de LNG-overbrenging te activeren.

Door bij het manifold vier extra gasdetectoren aan te brengen wordt meer gedaan dan verplicht is vanuit de geldende normeringen. Het detectiesysteem activeert automatisch het ESD systeem, dat binnen enkele seconden de pomp stopt en daarna de kleppen dicht. Het zal hierbij gaan om lekkages vanuit de composietslangen. Het is niet aannemelijk dat de kleine hoeveelheid die vrijkomen bij een lekscenario, zal leiden tot grote escalatiescenario's. Zoals eerder beschreven zijn de composietslangen tussen Carrier en Igloo voorzien van een breekkoppeling.

Bij de LNG-transferslangen vanaf en naar de FSRU's zijn op de kade (landzijde) de volgende maatregelen genomen.

- a. De constructies waarin de slangen hangen zijn fire proofed om in geval van brand de integriteit van de constructie voor ten minste 30 minuten te weerstaan en daarmee wordt escalatie beperkt.
- b. Onder de slangentorens is er een vloeistofkerende opvang gemaakt. In geval van een lekkage wordt het LNG opgevangen en via een goot afgevoerd naar een 'impounding basin'. Hier kan het LNG gecontroleerd afdampen.

Tevens kunnen zowel de FSRU en de LNG-Carrier schuim tussen de schepen spuiten, waardoor een eventuele brand tussen de schepen gedoofd kan worden. Om domino-effecten te voorkomen zullen kwetsbare delen van de schepen met zeewater gekoeld worden d.m.v. hydranten en monitoren op de schepen.

Beveiliging van de terminal: De EET-terminal voldoet aan de internationale havenbeveiligingsregels van ISPS en het vermijden van ontstekingsbronnen wordt afgedekt met operationele procedures van de terminal op basis van de ontwikkelde geclassificeerde gebiedstekening(en), overeenkomstig de ATEX-normen.

Exploitatiegrenzen: Het scheepshandboek van de terminal bevat alle vereiste basisbedrijfslimieten voor de FSRU's en bezoekende LNG-tankers, gebaseerd op uitgevoerde simulaties en ervaring in de LNG-industrie, inclusief maximale overdrachtsnelheden via slangen en maximale windsnelheden om te werken.

Conclusie

Bij de keuze voor de Eemshaven zijn alle elementen die in de bedoelde SIGTTO richtlijn zijn benoemd beoordeeld en door de havenautoriteit vastgelegd in het toelatingsbeleid en de havenverordening.

Memo: over voldoen aan IMO/SOLAS in plaats van aan PGS richtlijnen

Datum: 25-01-2023

Van: K.T. Stijkel

Inleiding

Een PGS-richtlijn is een document dat gaat over specifieke activiteiten met gevaarlijke stoffen en beschrijft integraal de belangrijkste risico's voor installaties op land. In de Maritieme wereld zijn vergelijkbare richtlijnen van toepassing welke zijn opgesteld door de International Maritime Organisation – IMO.

De brandveiligheid bij IMO wordt beschreven in SOLAS hoofdstuk II-2. De FSRU's zijn 'under class' hetgeen betekent dat zij door onafhankelijke derden worden ge-audit en gecertificeerd en daarmee onder andere voldoen aan de eisen op het gebied van brandveiligheid. Daarmee voldoen ze aan de BBT eisen die van toepassing zijn op schepen, waaronder de PGS richtlijnen 15, 30 en 31.

EET heeft een document over IMO-certificaten en BBT als aanvullend document opgestuurd bij de aanvraag. Het betreft gelijkwaardige voorschriften, die in de PGS worden gesteld.

PGS 15 is wel van toepassing voor on-shore-activiteiten
Drukapparatuur $\leq 0,5$ bar is noch bij de FSRU's, noch op de kade aanwezig m.a.w. de PGS 34 is niet van toepassing.

De uitgangspunten van SOLAS zijn gelijkwaardig aan de uitgangspunten van PGS. De schepen voldoen aan SOLAS. Verwacht mag worden dat de opslagen minimaal gelijkwaardig aan PGS zijn uitgevoerd. Op 13 februari a.s. zal de inrichting worden bezocht en zal dit nader kunnen worden toegelicht en getoond.

Gelijkwaardigheid

Aan genoemde voorschriften die gerelateerd zijn aan PGS 15, 30 en 31 kan niet voldaan worden door de FSRU's, aangezien de PGS-en van toepassing zijn voor inrichtingen op land, terwijl de FSRU's vallen onder de IMO – regelgeving omdat het schepen betreft.

PGS 15

M.b.t. opslag van gevaarlijke stoffen is aan boord van de FSRU's de IMO Annex III van MARPOL 73/78 – Regulations for prevention of pollution by harmful substances carried by sea in packaged form, van toepassing. In hoofdstuk 1 zijn verordeningen opgenomen t.a.v. verpakking (verordening 3), markering en etikettering (4), documentatie (5), opslag (6) en kwantitatieve beperkingen (7). Verder is in hoofdstuk 2 de verordening t.a.v. verificatie en naleving opgenomen.

In the IMO SOLAS (International Convention for the Safety of Live at Sea) Conventie is o.a. regelgeving t.a.v. brandbeveiliging, branddetectie en brandblussing (Hoofdstuk II – 2) vastgelegd. Dit hoofdstuk bevat veel onderwerpen, die overeenkomen met die in PGS 15 t.a.v. brandveiligheid.

In de PGS 15 – 2016 is vastgelegd wat het vereiste voorzieningenniveau moet zijn voor de opslag van gevaarlijke stoffen in verpakking en is weergegeven in tabel 8.2 van het document. Zoals in de hierna volgende foto reeks wordt aangetoond is het beschermingsniveau van de opslag bij de beide FSRU's minstens gelijkwaardig aan beschermingsniveau 3 in de PGS 15.

Zowel de detectiesystemen als de blusvoorzieningen op de schepen zijn gecertificeerd en worden jaarlijks geïnspecteerd. Indien de sprinklers worden gebruikt voor het blussen dan wordt het bluswater opgevangen in de ruimte omdat de opslagruimte in zijn geheel als opvangbak functioneert waarbij er geen verontreinigd water kan wegstromen naar het oppervlaktewater. Behalve sprinklers zijn er, afhankelijk van welke stoffen opgeslagen zijn, ook poederblussers en/of een CO₂ installatie aanwezig om een eventuele brand te blussen. De ruimtes zijn aantoonbaar beschermd tegen indringen van vocht en bevatten geen te openen luiken/constructies in het dak en er is signalering aanwezig.

In het algemeen kan gesteld worden dat het beschermingsniveau in de IMO regelgeving hoger is dan die in de PGS 15. In de PGS 15 is brandwerendheid en brandvertraging een belangrijk aspect omdat het veelal even duurt voordat de brandweer aanwezig is om de brand te bestrijden. Aan boord van de schepen wordt bij alarmering de brandbestrijding onmiddellijk gestart door de getrainde bemanningsleden.

PGS 30

Het toepassingsbereik van de PGS 30 betreft de **bovengrondse**, drukloze en onverwarmde opslag van vloeibare brandstoffen en/of minerale olieproducten met een vlampunt ≥ 23 °C en ≤ 55 °C behorende tot ADR-klasse 3, VG III, zoals bijvoorbeeld kerosine (petroleum of met een vlampunt > 55 °C en ≤ 100 °C behorende tot ADR-klasse 3, VG III, zoals bijvoorbeeld diesel, in een tank met een opslagcapaciteit van ten hoogste 150 m³ per tank, evenals op de hieraan gekoppelde aflevertuistellen voor kleinschalige of grootschalige aflevering. Bij de FSRU's zijn de tanks vanzelfsprekend niet bovengronds en zijn de opslagtanks voor Marine Diesel Oil – MDO hoofdzakelijk groter dan 150 m³. Dit betekent dat zelfs wanneer er niet letterlijk naar de eis van **bovengrondse** opslag wordt gekeken dat de MDO opslag faciliteiten op de FSRU's niet binnen het toepassingsbereik vallen. Ook de afleveringsinstallaties uit de PGS 30 zijn volstrekt niet vergelijkbaar met die van de FSRU's.

Dit betekent echter niet dat er voor de FSRU's geen eisen zijn t.a.v. de 'fuel oil' opslag. In Annex 1 van MARPOL 73/78 Regulation for the prevention of pollution by oil – IOPP zijn diverse verplichtingen t.a.v. constructie en installaties vastgelegd. Beide FSRU's zijn in het bezit van een IOPP certificaat.



In de fotoreeks hieronder wordt een indruk gegeven van de MDO tanks aan boord van de FSRU's.



PGS 31



Het toepassingsgebied van de PGS 31 betreft de drukloze opslag in tankinstallaties van de volgens het ADR gedefinieerde gevaarlijke vloeibare stoffen en mengsels en tevens die vloeibare stoffen en mengsels die vanuit CLP-verordening als CMR zijn gekenmerkt. In deze PGS worden voorbeelden gegeven van wat wel en niet onder het toepassingsgebied valt. Buiten het feit dat er geen **bovengrondse of ondergrondse** opslagtanks zijn aan boord van de FSRU's zijn er geen tanks aanwezig waarin zich CMR vloeistoffen met uitzondering van een opslagtank waarin na een olie/waterafscheiding het residu wordt opgeslagen.



Situatie aan boord van de FSRU Eemshaven LNG

D.m.v. foto's en tekeningen wordt geïllustreerd dat de opslag van verpakte gevaarlijke stoffen (PGS 15), de opslag van vloeibare brandstoffen tot 150 m³ in drukloze, bovengrondse tanks (PGS 30) en de opslag van overige gevaarlijke stoffen in tankinstallaties (PGS 31) gelijkwaardig is.

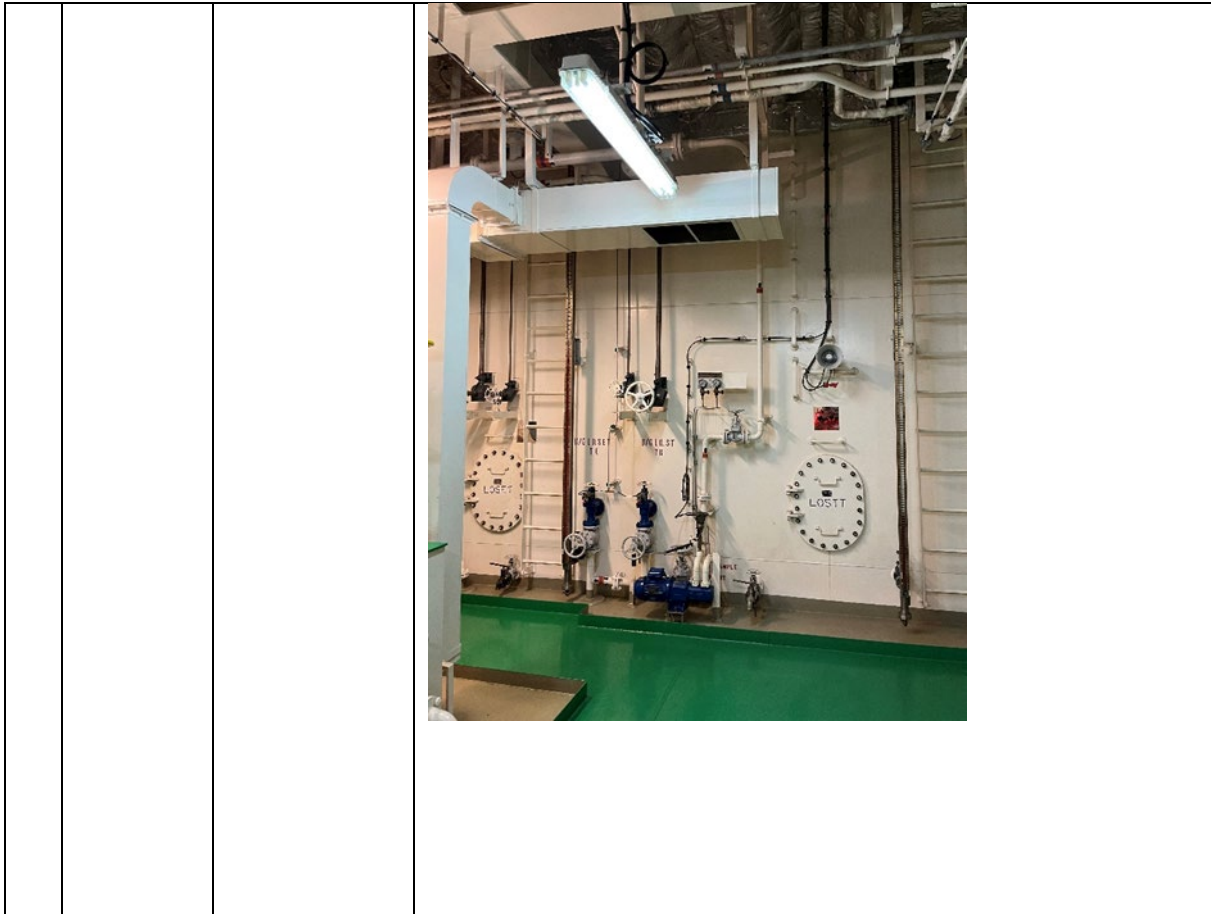
nr	Referentie	Omschrijving	Foto/Schema
1	PGS 15	<p>Voorbeeld afsluitbare toegangsdeur machinekamer Zoals te zien is, is de vloer omgeven met opstaande rand voor opvang van lekkages en/of bluswater. Dit is ook het geval voor de opslagen van verpakte gevaarlijke stoffen.</p>	
		<p>Opslag werkvoorraad oliën en chemicaliën in machinekamer.</p>	

		<p>Opslag gevaarlijke stoffen – toegangsdeur tot aparte sectie in een af te sluiten ruimte. Conform IMDG (International Maritime Dangerous Goods) zijn de aanwezige stoffen ger in de rode bak bewaard.</p>		
		<p>Opslagrek in de chemicaliën - opslag getoonde sectie</p>		

		<p>Brand detectie en sprinkler installatie in de opslag van gevaarlijke stoffen.</p>		
<p>2</p>		<p>Paint store Opslag verven – toegangsdeur</p>		

		<p>Opslag verven – voorzien van branddetectie en CO2 toevoer aan plafond</p>	
		<p>Alarmering. Op het driehoekige paneel kunnen verschilde alarmeringen aangegeven worden zoals gas, brand en evacuatie.</p>	

		<p>Algemeen Diverse brandbestrijdin gsmiddelen zoals poederblussers , hydrant en bluswaterslang.</p>	
		<p>Algemeen Duidelijke etikettering van aanwezige brandblussyste men. In dit geval sprinkler en CO2. In noodgeval is ruimte af te sluiten en wordt CO2 toevoer geopend om brand te blussen.</p>	
<p>PGS 30</p>		<p>MDO opslagtanks- met daarvoor een monstername punt met drip tray</p>	

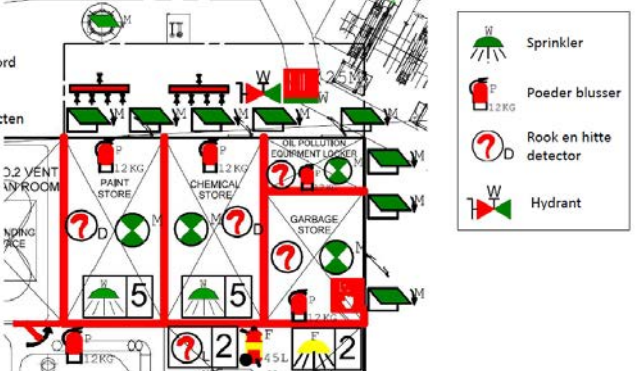






	PGS 31	Bilgewater opslagtanks
--	--------	------------------------

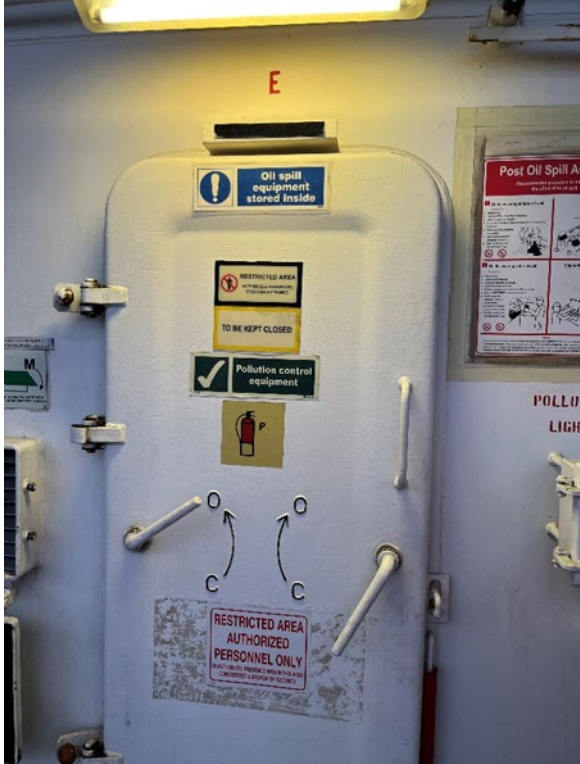

Bilge (olie) opslag Eemshaven LNG

Bilgewateropslagtanks – 2 x 214 m3 - Eemshaven LNG

Situatie aan boord van FSRU Golar Igloo

Nr	Referentie	Omschrijving	Foto/Schema
	PGS 15	<p>Overzicht</p> <ul style="list-style-type: none"> - verf opslag - chemicaliën opslag - oliehoudende producten - afval opslag 	<p>Golar Igloo Upperdeck Achterschip – bakboord</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verf opslag • Chemische producten opslag • Afval opslag  <p>Legend:</p> <ul style="list-style-type: none"> Sprinkler Poeder blusser Rook en hitte detector Hydrant
	PGS 15	<p>Opslag verpakte verven en kleine chemicaliën – afsluitbare deur en opstaande rand. Het eventuele bluswater van de sprinklers wordt daarmee in de ruimte zelf opgevangen. Indien er het bluswater verontreinigd is wordt het m.b.v. mobiele pompen in lege vaten, die vervolgens via land worden afgevoerd of naar de wal in een tankwagen gepompt.</p>	
		Paint store - Opslag verf	

		<p>Branddetectie (rook en hitte) en sprinklerinstallatie aan het plafond</p>		
		<p>Chemical store Opslag verpakte chemicaliën. Let op MSDS zijn aanwezig in witte bak. Dit is een vereiste vanuit de IMDG – International Maritime Dangerous Goods regulering, die van kracht is bij de FSRU's.</p>		


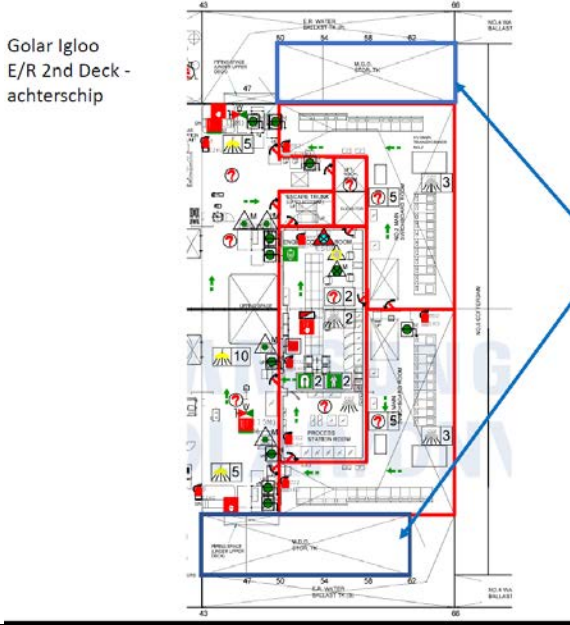

		<p>Oil pollution equipment locker Opslag met afsluitbare deur waarop duidelijke aanwijzingen staan.</p>		
		<p>Oil pollution equipment locker Opslag oliehoudende materialen en batterijen</p>		




Algemeen:
Alarmerings-
systeem in
diverse
ruimten in
geval van
detectie van
brand, gas
alsmede
noodzaak voor
evacuatie van
de ruimte.

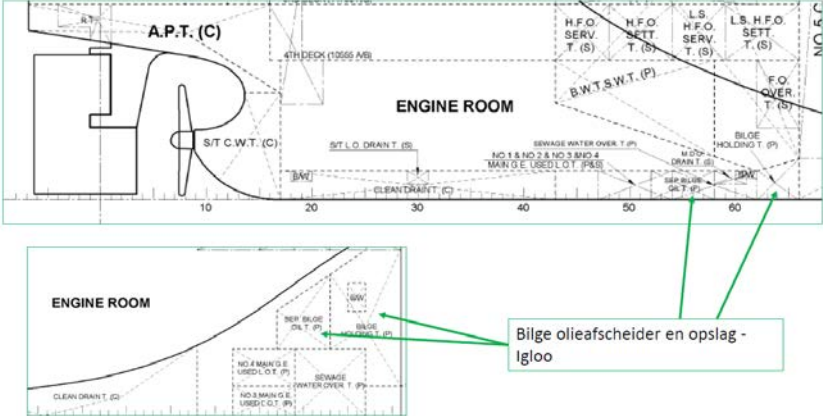
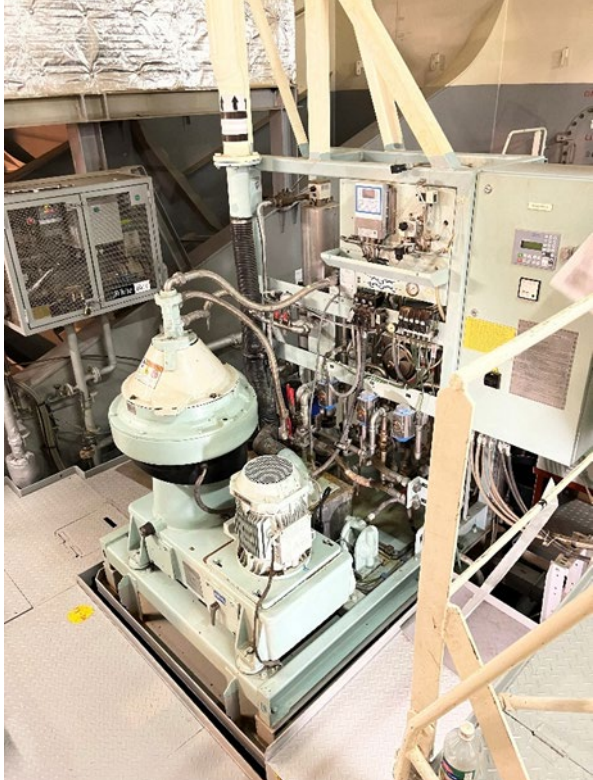


Opslag
gasflessen -
acetyleen



	<p>Opslag gasflessen - zuurstof</p>		
<p>PGS 30</p>	<p>Overzicht locatie MDO opslag tanks</p>	<p>Golar Igloo E/R 2nd Deck - achterschip</p> 	<p>Marine Diesel Olie – MDO tanks</p>
<p>PGS 30</p>	<p>Opslag tanks MDO – bakboordzijde. Tank is geïntegreerd met zijwand van het schip)</p>		

		<p>Idem stuurboord zijde</p>	
<p>PGS 31</p>		<p>Bilge scheidingstank – olie/water.</p>	
		<p>Bilge holding tank geïntegreerd met bodem van het schip</p>	

		<p>Locatie bilge holding tanks</p>	<p>Bilge olie opslag Golar Igloo</p>  <p>Bilge olieafscheider en opslag - Igloo</p>
	<p>Olie/Water scheid met registratie-systeem. De noodzaak voor deze scheid is omschreven in MARPOL Annex I. In de haven wordt al het bilgewater van de FSRU's afgevoerd via een barge.</p>		

Andere informatie

Artikel 2.3 van het OB betreft het onderwerp: Afvalscheiding. In artikel 2.3.1. wordt beschreven welke stromen er gescheiden moeten worden. In beide FSRU's wordt het afval gescheiden. Dit wordt geïllustreerd in de volgende foto's. De FSRU's zijn gecertificeerd op basis van Annex V van MARPOL 73/78 'Regulations for the Prevention of Pollution'. In Appendix II van deze annex staat voorgeschreven dat er een 'garbage record book' en 'garbage management plan' moet zijn. In de 'Company Environmental Policy' is ook het doel van het reduceren van de hoeveelheid afval beschreven.

Referentie	Omschrijving	Foto
Art 2.3 van OB	Plastics scheiding	
	Papier en niet verontreinigde poetsdoeken	



VEILIGHEIDSSSTUDIES VOOR FASE 1 EEMSENERGY TERMINAL

Kwantitatieve Risicoanalyse (QRA)

EemsEnergy Terminal B.V.

Rapport Nr.: 10359374-3, Rev. 3

Document Nr.: ELNG-DNV-PER-WABO-REP-000001

Datum: 26-01-2023



Projectnaam: Veiligheidsstudies voor fase 1 EemsEnergy Terminal DNV B.V.
Rapport titel: Kwantitatieve Risicoanalyse (QRA) Energy Systems
Klant: EemsEnergy Terminal B.V. Safety & Risk Management Benelux
N.V. Nederlandse Gasunie Zwolseweg 1
Concourslaan 17 2994 LB Barendrecht
9727 KC Groningen Nederland
Netherlands Tel: +31 10 2922600
Contactpersoon: K. Stijkel VAT: NL008585635B01
Datum van uitgifte: 26-01-2023
Project Nr.: 10359374
Organisatie unit: Safety & Risk Management Benelux (E-NQ-RRB)
Rapport Nr.: 10359374-3, Rev. 3
Document Nr.: ELNG-DNV-PER-WABO-REP-000001

Doel: dit rapport kwantificeert het externe veiligheidsrisico van fase 1 van EemsEnergy Terminal B.V. (EET) in de Eemshaven.

Auteur:



Dennis van der Meulen
Senior Consultant



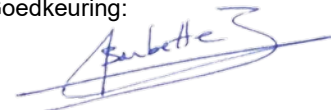
Anas Bukraa
Consultant

Verificatie:



Niek Wessels
Consultant

Goedkeuring:



Benjamin Barbette
Team Leader Risk Management Advisory
Benelux

Copyright © DNV 2022. All rights reserved. Unless otherwise agreed in writing: (i) This publication or parts thereof may not be copied, reproduced or transmitted in any form, or by any means, whether digitally or otherwise; (ii) The content of this publication shall be kept confidential by the customer; (iii) No third party may rely on its contents; and (iv) DNV undertakes no duty of care toward any third party. Reference to part of this publication which may lead to misinterpretation is prohibited.

DNV Distribution:

- OPEN. Unrestricted distribution, internal and external.
 INTERNAL use only. Internal DNV document.
 CONFIDENTIAL. Distribution within DNV according to applicable contract.*
 SECRET. Authorized access only.

*Specify distribution:

Rev. Nr.	Datum	Reden van uitgifte	Auteur	Verificatie	Goedkeuring
A	01-06-2022	Concept	D. van der Meulen	N. Wessels	B. Barbette
0	03-06-2022	Finaal rapport, commentaar EET verwerkt	D. van der Meulen	N. Wessels	B. Barbette
1	06-07-2022	Commentaar EET, Veiligheidsregio en bevoegd gezag verwerkt. Terminal capaciteit aangepast naar 10 BCMA	D. van der Meulen	N. Wessels	B. Barbette
2	26-10-2022	Commentaar RIVM verwerkt. Zie brief met kenmerk: 2022-0058/VLH/HdW, datum: 7 oktober 2022	D. van der Meulen	N. Wessels	B. Barbette
3	26-01-2023	Windturbine analyse aangepast in paragraaf 10.5.1	A. Bukraa	D. van der Meulen	B. Barbette

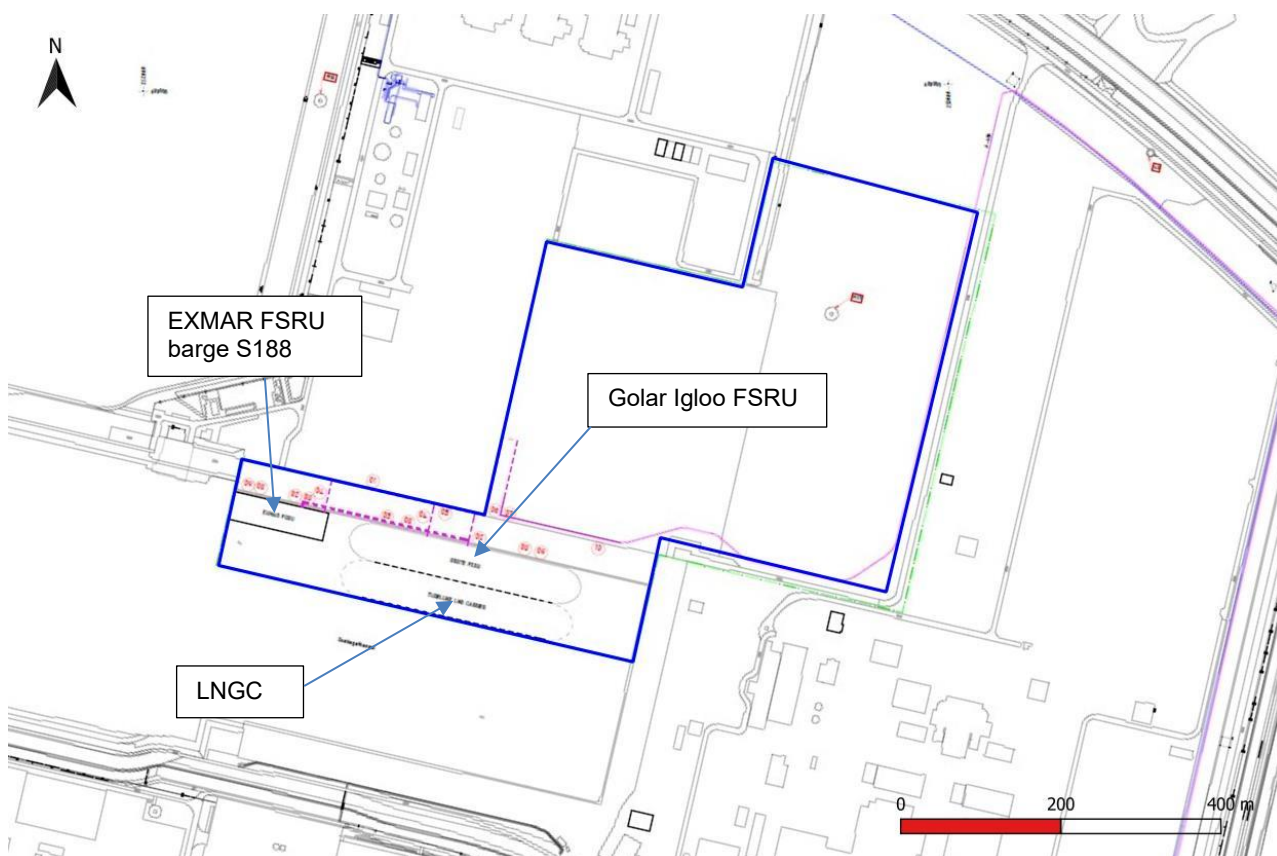
Inhoudsopgave

1	INLEIDING	1
2	JURIDISCH KADER EN BEGRIPPEN	3
2.1	Plaatsgebonden risico	3
2.2	Groepsrisico	4
2.3	Invloedsgebied	4
2.4	Aandachtsgebieden	4
3	BESCHRIJVING VAN PROCESSEN EN INSTALLATIES	6
3.1	Capaciteit van de terminal	6
3.2	LNGC verlading	7
3.3	EXMAR FSRU barge s188	7
3.4	Golar Igloo FSRU	7
3.5	LNG run-down	7
3.6	BOG balancing	7
3.7	NG HP send-out flexibele leidingen	8
3.8	NG HP send-out leidingen	8
4	SELECTIE VAN TE BESCHOUWEN ONDERDELEN	9
5	ALGEMENE GEVAARSEIGENSCHAPPEN VAN (L)NG	10
5.1	Brand en explosie	10
5.2	Cryogene blootstelling	11
5.3	Verstikking	11
5.4	Broeikasgaseffecten	11
6	GENERIEKE SCENARIO'S	12
6.1	Procesvaten	12
6.2	Warmtewisselaars en condensoren	12
6.3	Pompen en compressoren	12
6.4	Ladingtanks	13
6.5	Slangen	15
6.6	Leidingen	15
7	REPRESSIEVE SYSTEMEN	17
7.1	Vloeistofinkuiping	17
7.2	Inbloksystemen (ESD)	17
7.3	Terugslagklep	18
7.4	Breekkoppeling	18
8	MODELLERING	19
8.1	Gebruik van bestaande QRA's	19
8.2	Systeemreacties	19
8.3	Ondergrond	20
8.4	Uitstroomduur	23
8.5	Temperatuur	24
8.6	Hoogte van de uitstroming	25
8.7	Nalevering en terugstroming	26
8.8	HP send-out (flexibele) leidingen	26
8.9	Rekenrijen	27

9	UITGEWERKTE SCENARIO'S	28
10	OMGEVING	29
10.1	Weergegevens	29
10.2	Ruwheidslengte van de omgeving	29
10.3	Ontstekingsbronnen	29
10.4	Populatiegegevens	30
10.5	Beschouwing domino-effecten en beschadigingen	33
11	RISICORESULTATEN	39
11.1	Plaatsgebonden risico	39
11.2	De bepalende scenario's voor het plaatsgebonden risico	40
11.3	Groepsrisico	41
11.4	De bepalende scenario's voor het groepsrisico	42
11.5	Invloedsgebied	42
11.6	Aandachtsgebieden	44
12	CONCLUSIE	46
13	REFERENTIES	47
Bijlage A	Uitgewerkte scenario's	
Bijlage B	SMEZ-rapport	

1 INLEIDING

EemsEnergy Terminal B.V. (EET) is voornemens een LNG import terminal te realiseren aan de Wilhelminahaven in Eemshaven. Fase 1 van de terminal is een drijvende LNG-installatie bestaande uit twee 'Floating Storage & Regassification Units' (FSRU's) met verbonden LNG en 'Boil-off Gas' (BOG) leidingen op de kade tussen de twee FSRU's. De eerste FSRU is de EXMAR FSRU barge S188, de 2^e FSRU is de Golar Igloo. Het LNG zal aangevoerd worden met LNG schepen (LNGC's) waarna het wordt opgeslagen in de FSRU's en omgezet zal worden in aardgas dat vervolgens in het gasnetwerk wordt geïnjecteerd. De capaciteit van de terminal is maximaal 10 miljard kubieke meter aardgas per jaar (BCMA). Het exacte adres van de terminal is nog onbekend, maar de locatie van de terminal met terreingrens is weergegeven in Figuur 1-1.



Figuur 1-1: Locatie EemsEnergy Terminal met terreingrens (blauw)

Gezien de hoeveelheid gevaarlijke stoffen die binnen de inrichting aanwezig kunnen zijn, is EET aangewezen in het kader van het Besluit risico's zware ongevallen 2015 (Brzo 2015). Op grond hiervan dient EET in het kader van het Besluit externe veiligheid inrichtingen (Bevi) een zogenaamde Kwantitatieve Risicoanalyse (QRA) op te stellen.

EET heeft DNV gevraagd om de QRA uit te voeren. De QRA is opgesteld conform de vergunningsaanvraag en de Handleiding Risicoberekeningen Bevi (HRB), versie 4.3 (Ref. /1/). De risicoberekeningen zijn uitgevoerd met het simulatieprogramma Safeti-NL 8.5.

In de QRA worden de risico's gekwantificeerd in de vorm van een plaatsgebonden risico en een groepsrisico. Het plaatsgebonden risico is de kans dat gedurende een periode van één jaar een persoon het dodelijk slachtoffer wordt van een ongeval, waarbij die persoon zich permanent en onbeschermd op een bepaalde plaats bevindt. Het groepsrisico is de kans per jaar dat een groep personen van een bepaalde omvang dodelijk slachtoffer wordt van een ongeval. Daarnaast zijn ook aandachtsgebieden berekend. Aandachtsgebieden is een nieuw concept in de nieuwe Omgevingswet die naar verwachting 1 Januari 2023 van kracht wordt. Dit zijn gebieden rond activiteiten met gevaarlijke

stoffen die zichtbaar maken waar mensen binnenshuis, zonder aanvullende maatregelen onvoldoende beschermd zijn tegen de gevolgen van ongevallen met gevaarlijke stoffen.

De peildatum van de voorliggende QRA is 20 mei 2022.

De indeling van de rapportage is als volgt:

- Een beschrijving van het juridisch kader van de QRA en de relevante begrippen (hoofdstuk 2);
- Beschrijving van de processen en installaties (hoofdstuk 3);
- Selectie van te beschouwen onderdelen (hoofdstuk 4);
- De algemene gevaarseigenschappen van (L)NG (hoofdstuk 5);
- Overzicht van de generieke scenario's met bijbehorende faalfrequenties (hoofdstuk 6);
- Een beschrijving van de aanwezige en meegenomen repressieve systemen (hoofdstuk 7);
- Uitgangspunten die gehanteerd zijn voor de modellering van scenario's (hoofdstuk 8);
- Definitie en detailuitwerking van de scenario's (hoofdstuk 9);
- Beschrijving van omgevingsfactoren die van invloed zijn op de risicoberekeningen (hoofdstuk 10);
- Presentatie van de resultaten (hoofdstuk 11);
- Conclusie (hoofdstuk 12);
- Referenties (hoofdstuk 13).

2 JURIDISCH KADER EN BEGRIPPEN

Een kwantitatieve risicoanalyse wordt gebruikt om beslissingen te nemen over de aanvaardbaarheid van het risico in relatie tot ontwikkelingen bij een bedrijf of in de omgeving van een inrichting. De criteria voor de beoordeling van de aanvaardbaarheid van risico's zijn overgenomen uit het Besluit externe veiligheid inrichtingen.

Het Bevi onderscheidt twee vormen van risico: het plaatsgebonden risico (PR) en het groepsrisico (GR). Beide dienen vastgesteld te worden, voor het in werking stellen of aanpassen van activiteiten van Bevi/Brzo bedrijven, met een QRA. Daarnaast kent het Bevi ook nog de term invloedsgebied en in de nieuwe Omgevingswet zijn aandachtsgebieden als nieuw concept opgenomen. De begrippen worden hieronder toegelicht.

2.1 Plaatsgebonden risico

Het plaatsgebonden risico, ook wel individueel risico genoemd, is de kans per jaar op een dodelijk ongeval van een persoon die zich 24 uur per dag onbeschermd in de buitenlucht bevindt op een plek buiten de inrichting, als gevolg van de letale schadelijke effecten van een ongewoon voorval (ongevalsscenario) binnen de beschouwde inrichting.

Het plaatsgebonden risico wordt weergegeven als PR-contouren. Zo laat de 10^{-6} per jaar PR-contour die plaatsen zien waar de kans op het overlijden van een persoon eens in de miljoen per jaar bedraagt. Het PR is onafhankelijk van de daadwerkelijke bevolkingsverdeling in de omgeving van de inrichting.

De Bevi norm stelt verder dat de grenswaarde voor kwetsbare objecten (zoals woningen, ziekenhuizen, scholen, grote kantoren en bedrijven e.d.) 10^{-6} per jaar is. Voor beperkt kwetsbare objecten (zoals verspreid liggende woningen, bedrijfsgebouwen, sportcomplexen e.d.) geldt een richtwaarde van 10^{-6} per jaar. Dit betekent dat er zich geen kwetsbare objecten mogen bevinden binnen de 10^{-6} PR-contour van een inrichting. Voor beperkt kwetsbare objecten dient ernaar gestreefd te worden dat deze objecten niet binnen de 10^{-6} PR-contour vallen; een hoger risico kan toegestaan worden, wanneer dit voldoende gemotiveerd wordt.

Kwetsbare en beperkt kwetsbare objecten zijn per definitie gelegen buiten de (eigen) risico veroorzakende Bevi-inrichting. Kwetsbare en beperkt kwetsbare objecten die onderdeel uitmaken van een andere Bevi inrichting zoals een kantoorgebouw worden op grond van artikel 1 lid 2 van het Bevi niet als (beperkt) kwetsbaar object beschouwd voor het plaatsgebonden risico. De aanwezigen in deze gebouwen moeten wel worden betrokken bij de beoordeling van het groepsrisico. Onderstaande tabel geeft een overzicht van objecten welke gezien worden als kwetsbaar en beperkt kwetsbaar.

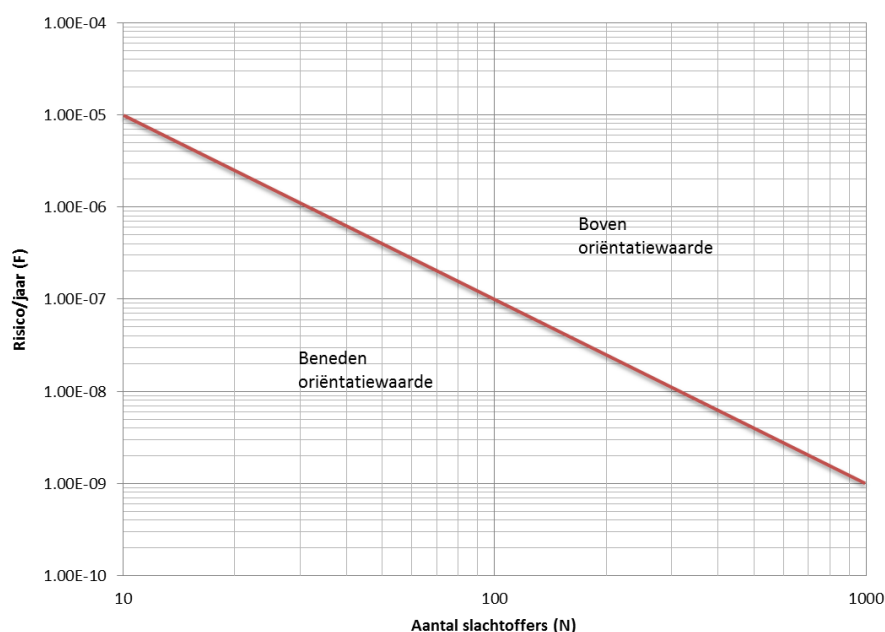
Tabel 2-1: Overzicht van kwetsbare en beperkt kwetsbare objecten

Kwetsbare objecten	Beperkt kwetsbare objecten
Woningen;	Verspreid liggende woningen (Max. 2/ha);
Ziekenhuizen, bejaardenhuizen en verpleeghuizen;	Overige kantoorgebouwen (<1500 m ²);
Scholen en dagopvang van minderjarigen;	Overige hotels en restaurants;
Kantoorgebouwen en hotels met een bruto vloeroppervlak van meer dan 1500 m ² ;	Overige winkels;
Winkelcentra (meer dan 5 winkels en vloeroppervlak groter dan 1000 m ²) en winkels met een totaal vloeroppervlak van meer dan 2000 m ² ;	Sporthallen, sportterreinen, zwembaden en speeltuinen;
Kampeerv- en andere recreatieterreinen bestemd voor het verblijf van meer dan 50 personen gedurende meerdere aaneengesloten dagen.	Overige kampeerv- en andere recreatieterreinen;
	Bedrijfsgebouwen;
	Equivalentente objecten;
	Objecten met een hoge infrastructurele waarde.

2.2 Groepsrisico

Het groepsrisico is de kans per jaar dat een groep mensen van een bepaalde grootte buiten de beschouwde inrichting dodelijk slachtoffer wordt van een ongeval binnen de beschouwde inrichting. De officiële definitie van groepsrisico in artikel 1 van het Besluit externe veiligheid inrichtingen (Bevi) luidt: "de cumulatieve kans per jaar dat ten minste 10, 100 of 1.000 personen overlijden als rechtstreeks gevolg van hun aanwezigheid in het invloedsgebied van een inrichting en een ongewoon voorval binnen die inrichting waarbij een gevaarlijke stof of gevaarlijke afvalstof betrokken is". Het GR wordt vastgelegd in een zogenaamde F(N)-curve en is afhankelijk van de daadwerkelijke bevolkingsverdeling in de omgeving van het bedrijf.

Het Bevi stelt voor het groepsrisico een oriënterende waarde. Dit is een rechte lijn gevormd door twee punten van de logaritmische grafiek frequentie vs. aantal slachtoffers. Deze oriëntatiewaarde is opgenomen in Figuur 2-1.



Figuur 2-1: F(N)-curve met Nederlandse oriëntatiewaarde voor het groepsrisico

Het berekende groepsrisico in de QRA dient met de oriëntatiewaarde vergeleken te worden. De hoogte van het groepsrisico moet worden verantwoord aan de hand van aspecten zoals bestrijdbaarheid, zelfredzaamheid, de mogelijkheden van de hulpverlening en het nut en de noodzaak van de ontwikkeling.

2.3 Invloedsgebied

Het invloedsgebied is gebaseerd op het gebied vanaf de bron tot de grootste effectafstand. De maximale 1% letaal effectafstand is de afstand tot de locatie waar een onbeschermde persoon een kans van 1% op overlijden heeft, gegeven alle mogelijke scenario's. In paragraaf 11.5 wordt het invloedsgebied weergegeven als de 10^{-30} per jaar PR-contour.

2.4 Aandachtsgebieden

Aandachtsgebieden is een nieuw concept in de nieuwe Omgevingswet die naar verwachting 1 Januari 2023 van kracht wordt. Vooruitlopend op deze wet zijn in de QRA ook aandachtsgebieden berekend.

Aandachtsgebieden zijn gebieden rond activiteiten met gevaarlijke stoffen die zichtbaar maken waar mensen binnenshuis, zonder aanvullende maatregelen onvoldoende beschermd zijn tegen de gevolgen van ongevallen met

gevaarlijke stoffen. Dat betekent dat zich, bij een ongeval met gevaarlijke stoffen, levensbedreigende gevaren voor personen in gebouwen kunnen voordoen. Er wordt onderscheid gemaakt tussen drie soorten aandachtsgebieden:

- Brandaandachtsgebied;
- Explosieaandachtsgebied;
- Gifwolkaandachtsgebied (niet relevant voor deze QRA omdat er geen sprake is van toxische stoffen).

De aandachtsgebieden maken inzichtelijk welke gevaren in een gebied kunnen optreden en waar minimaal aandacht aan moet worden besteed voor extra bescherming. Het bevoegd gezag maakt en motiveert in de omgevingsvisie en het omgevingsplan een keuze over wat voldoende veilig is en hoe gezondheid en milieu worden beschermd. Ook beoordeelt het bevoegd gezag of, en zo ja welke maatregelen nodig zijn om mensen in aandachtsgebieden voldoende te beschermen.

Aandachtsgebieden moeten worden berekend volgens het “Stappenplan bepalen aandachtsgebieden” van het RIVM¹. Het is mogelijk dat de criteria en uitgangspunten voor het bepalen van aandachtsgebieden nog aan verandering onderhevig is omdat daar momenteel onderzoek naar gedaan wordt.

¹ [Stappenplan bepalen aandachtsgebieden | Omgevingsveiligheid \(rivm.nl\)](#), geraadpleegd op 25-05-2022

3 BESCHRIJVING VAN PROCESSEN EN INSTALLATIES

Voor een gedetailleerde beschrijving van de terminal (en de aanwezige processen en installaties) wordt verwezen naar het VR-stel behorende bij de vergunningsaanvraag. In dit hoofdstuk is een korte beschrijving gegeven van de hoofdininstallaties en procesonderdelen die beschouwd zijn in de QRA. Daarbij zijn de belangrijkste technische en operationele uitgangspunten (die relevant zijn voor de QRA) zoals leidingdiameters, drukken en debieten vermeld.

Op hoofdlijnen is fase 1 van de terminal op te delen in de volgende onderdelen/installaties:

1. LNGC verlading
2. EXMAR FSRU barge s188
3. Golar Igloo FSRU
4. LNG run-down
5. BOG balancing
6. NG HP send-out flexibele leidingen
7. NG HP send-out leidingen

Bovenstaande onderdelen zijn in onderstaande paragrafen beschreven. Eerst wordt ingegaan op de capaciteit van de terminal.

3.1 Capaciteit van de terminal

De capaciteit van de terminal is maximaal 10 BCMA. LNG wordt aangevoerd via ongeveer 113 LNGC's per jaar. Uitgaande van een gemiddeld verlaadvolume van 155.000 m³ per verlading komt dit neer op 17,51 miljoen m³ LNG import per jaar. Op basis van een conversiefactor van 571 van m³ LNG naar (N)m³ aardgas komt dit neer op een import van (maximaal) 10 BCMA.

Het LNG wordt gasvormig gemaakt door de aanwezige hervergassingstreinen op beide FSRU's. Daarbij wordt onderscheid gemaakt in drie verschillende operationele modi van de terminal: minimale send-out, nominale send-out en piek (maximale) send-out. Voor de QRA is conservatief geen rekening gehouden met minimale send-out. De send-out capaciteit voor beide FSRU's is weergegeven in Tabel 3-1. De QRA gaat uit van een totale send-out van 10 BCMA. In werkelijkheid kan de totale send-out lager uitvallen dan wat is aangenomen in de QRA. De QRA-uitgangspunten met betrekking tot import en export zijn in ieder geval voldoende conservatief om de aangevraagde capaciteit van 10 BCMA te realiseren.

Tabel 3-1: Send-out capaciteit

Parameter	Eenheid	EXMAR FSRU Barge	Golar Igloo FSRU
Nominale send-out (percentage in tijd)	%	85	85
Piek (maximale) send-out (percentage in tijd)	%	15	15
Aantal treinen in gebruik bij nominale send-out	-	2	2
Aantal treinen in gebruik bij piek send-out	-	3	3
Capaciteit per trein	MMSCFD	200	250
Nominale send-out debiet*	(N)m ³ /uur	471.948	589.935

Parameter	Eenheid	EXMAR FSRU Barge	Golar Igloo FSRU
Piek send-out debiet*	(N)m ³ /uur	707.922	884.902
Totaal send-out per jaar**	BCMA	4,44	5,55
		10	

*1 MMSCFD = 1179,87 (N)m³/uur

**Er is conservatief aangenomen dat er 100% van de tijd send-out plaatsvindt. In werkelijkheid is de beschikbaarheid voor send-out rond de 98%, afhankelijk van het send-out niveau. Daarnaast is conservatief geen rekening gehouden met send-out onder het nominale send-out niveau (bijv. minimale send-out).

3.2 LNGC verlading

LNGC verlading vindt plaats met een maximum debiet van 8.000 m³/uur door 4 LNG composietslangen van 10 inch. De operationele druk in de slangen is 4,5 bar(g). Er zijn ook 2x10 inch BOG composietslangen aangekoppeld. Het gemiddelde verladingsdebiet is 7.000 m³/uur en uitgaande van een gemiddelde verladingshoeveelheid van 155.000 m³ LNG per operatie komt dit neer op ongeveer 22,2 uur verladen. Er zijn totaal 113 scheepsverladings per jaar. Dit komt erop neer dat voor ongeveer 29% van de tijd (2502 uur per jaar) een LNGC aan het verladen is. De aanwezigheidsduur van een LNGC is niet van belang voor de QRA omdat er geen scenario's voor het falen van de ladingstanks (bijv. door aanvaring of intrinsiek falen) zijn meegenomen in de QRA (zie verder paragraaf 6.4 & 10.5.1).

3.3 EXMAR FSRU barge s188

Voor een beschrijving van de EXMAR FSRU barge s188 wordt verwezen naar de documentatie van EXMAR, het basic QRA rapport (Ref. /2/) en VR-ster.

3.4 Golar Igloo FSRU

Voor een beschrijving van de Golar Igloo FSRU wordt verwezen naar de documentatie van New Fortress Energy (NFE) en VR-ster.

3.5 LNG run-down

Er wordt een 12 inch LNG run-down leiding gerealiseerd op de kade tussen beide FSRU's om zorg te dragen dat de LNG ladingtanks van de EXMAR bijgevuld kunnen worden vanaf de Golar Igloo. De verbinding tussen één FSRU en de leiding op de kade bestaat uit 2x8 inch composietslangen die aangesloten worden op het LNG manifold op de desbetreffende FSRU. De druk in de leiding is 6 bar(g). Het debiet door de LNG run-down leiding bedraagt 1500 m³/uur² voor ongeveer 59% van de tijd (5189 uur). Voor de overige 41% van de tijd is er sprake van een 'holding mode'. Er is geen sprake van recirculatie en de leiding wordt ook niet ingeblokt. Dit betekent dat de leiding vol gelaten wordt met LNG totdat er weer verpompt wordt.

3.6 BOG balancing

Vergelijkbaar met de LNG run-down leiding wordt naar verwachting een 8 inch BOG leiding gerealiseerd tussen beide FSRU's³. Het debiet door de leiding hangt voornamelijk af van het BOG debiet van de EXMAR FSRU barge en het send-out debiet van deze barge. De Golar Igloo zal het meeste BOG verwerken wanneer er verladen wordt met een LNGC. De verbinding tussen één FSRU en de BOG leiding op de kade bestaat uit een 8 inch composietslang. De druk in de leiding kan verschillen en is aangenomen op 300 mbar(g).

² Het debiet door één composietslang is 750 m³/uur.

³ Er is in de QRA nog uitgegaan van een 12 inch leiding op basis van eerdere gegevens. De BOG leiding heeft een verwaarloosbare bijdrage aan het totale risico.

3.7 NG HP send-out flexibele leidingen

Via flexibele leidingen wordt de verbinding gemaakt met de FSRU's en de hogedruk aardgasleiding op de kade. Een flexibele leiding is een leiding waarvan de wand is samengesteld uit een matrix van lagen van metaal en kunststof (composiet materialen) die de leiding de gewenste sterkte en flexibiliteit geeft. Het ontwerp, de productie, de installatie en het gebruik van de flexibele leiding vindt plaats volgens de specificaties van API 17J of API 17K of vergelijkbare normen. De verbinding tussen één FSRU en de leiding op de kade bestaat uit 3x12 inch flexibele leidingen met elk een lengte van 18 meter. De druk en de debieten in de leidingen is afhankelijk van of er sprake is van nominale send-out of piek send-out. Bij nominale send-out is de druk 72 bar(g) en bij piek send-out is de druk 79,9 bar(g). Voor de debieten bij de verschillende operationele modi wordt verwezen naar Tabel 3-1 in paragraaf 3.1.

3.8 NG HP send-out leidingen

Een bovengrondse 24 inch NG HP send-out leiding zal gerealiseerd worden op de kade die verbonden zal worden met de flexibele leidingen zoals beschreven in de vorige paragraaf. De leiding gaat ondergronds verder binnen de inrichting en het tracé gaat in de noordoostelijke hoek van de terreingrens verder buiten de inrichting. Voor de drukken en debieten wordt verwezen naar de vorige paragraaf.



4 SELECTIE VAN TE BESCHOUWEN ONDERDELEN

In deze QRA is geen subselectiemethodiek gehanteerd om insluitsystemen te identificeren die het meest relevant zijn voor de externe veiligheid. Alle aanwezige insluitsystemen en bijbehorende procesonderdelen & leidingen met NG en LNG zijn meegenomen in de QRA.

5 ALGEMENE GEVAARSEIGENSCHAPPEN VAN (L)NG

Dit hoofdstuk beschrijft wat er kan gebeuren als LNG vrijkomt in de atmosfeer en welke effecten er dan op kunnen treden. Als een kleine hoeveelheid LNG vrijkomt in de atmosfeer zal dit verdampen. Bij een zeer grote hoeveelheid LNG kan de lucht onvoldoende warmte overdragen waardoor een plas kan vormen, die vervolgens zal uitdampen. Afhankelijk van de grootte van de uitstroming en de lokale condities (bijv. wel of geen ontsteking) kunnen de volgende effecten optreden:

- Brand en explosie;
- Cryogene blootstelling;
- Verstikking;
- Broeikasgas effecten.

5.1 Brand en explosie

LNG is zelf niet ontvlambaar dan wel explosief. Wanneer LNG vrijkomt in de atmosfeer zal het opwarmen en overgaan in gas (aardgas). Omdat het verdampte gas nog koud is en zwaarder dan lucht zal het onder invloed van zwaartekracht verdrijven. Door vermenging van het gas met lucht wordt het ook ontvlambaar, wanneer de concentratie in lucht tussen ongeveer 5% (Lower Flammable Limit; LFL) en 15% (Upper Flammable Limit; UFL) bedraagt⁴. Bij minder lucht is er te weinig zuurstof om een vlam te laten bestaan, terwijl bij meer lucht het gas te verdund is om te ontsteken. Zelfontsteking van LNG (zonder ontstekingsbron) is onder normale omstandigheden niet mogelijk.

5.1.1 Wolkbrand

Een wolkbrand is een niet explosieve ontbranding van een brandbare gaswolk (m.a.w. concentratie in lucht is tussen 5-15%). Over het algemeen ontstaat een wolkbrand wanneer een gaswolk een ontstekingsbron tegenkomt (zoals een open vuur, verbrandingsmotor, vonken,...). Er is dus sprake van een verlate ontsteking. De gaswolk ontsteekt vaak aan de rand (waar de concentratie lager is) waarna de brand terugslaat naar alle brandbare massa en vervolgens op de UFL grens doorbrandt totdat alle massa op is. Er kunnen dus verschillende vlamfronten bestaan.

5.1.2 Fakkelfbrand

Een fakkelbrand ontstaat wanneer LNG ontsteekt op het moment dat het in een continue uitstroom vrijkomt (m.a.w. directe ontsteking, er vormt zich niet eerst een plas of gaswolk).

5.1.3 Plasbrand

Een plasbrand ontstaat wanneer een plas LNG (welke ontstaat bij grote vrijzettingen) ontsteekt dan wel wanneer de ontbrandbare gaswolk boven de plas ontsteekt. In het laatste geval zal de wolkbrand de plas doen ontsteken. Plasbranden veroorzaken een flinke warmtestraling welke afneemt naarmate de afstand tot de plas groter wordt.

5.1.4 BLEVE/vuurbal

Een vuurbal is een zeer snel verbrandingsproces, meestal geassocieerd met 'Boiling Liquid Expanding Vapor Explosions' (BLEVE) welke kan optreden bij onder druk staande vloeistoffen. Het normale mechanisme voor BLEVE is een drukvat dat vloeibare gassen onder druk bevat en die blootgesteld is aan externe brand waarbij de inhoud op een zeker moment instantaan vrijkomt (warme BLEVE).

⁴ In Safeti-NL 8.5 zijn de LFL en UFL grenzen ook 5% en 15% (in vorige versies van het rekenprogramma was dit respectievelijk 4.4% en 16.5%).

5.1.5 (semi-)besloten dampwolkexplosie

Een dampwolkexplosie kan ontstaan wanneer een grote hoeveelheid gas ontsteekt in een besloten dan wel semi-besloten ruimte.

5.1.6 Snelle Fase transitie

Dit is een zeer snelle fysieke fase transformatie als gevolg van temperatuurverschillen van vloeibare LNG naar methaandamp, voornamelijk als gevolg van onderdamping in water. Bij RPT vindt geen verbranding plaats. De drukgolf die ontstaat door kleine hoeveelheden LNG die instantaan verdampen wanneer oververhitting ontstaat door vermenging met water, zal zich met de snelheid van het geluid voortbewegen en vervallen zoals elke andere drukpuls. Er wordt doorgaans geen specifieke modelering uitgevoerd voor RPT, omdat het onwaarschijnlijk is dat de effecten van RPT significant bijdragen aan het totale gevaarbereik van een groot lek dat reeds heeft plaatsgevonden.

5.2 Cryogene blootstelling

Wanneer LNG onder atmosferische condities wordt opgeslagen bedraagt de temperatuur -162°C . Door de cryogene condities bestaat het gevaar van bevroeringsverschijnselen bij blootstelling van personen, constructiemateriaal (staal), onderdelen, instrumentatie en bekabeling aan de lage temperatuur. Blootstelling van personen aan cryogene temperaturen veroorzaakt brandwonden. Blootstelling van koolstofstaal veroorzaakt brosheid dat kan resulteren in structureel falen.

5.3 Verstikking

LNG is niet kankerverwekkend dan wel toxisch. LNG en de resulterende gaswolken werken wel verstikkend doordat lucht wordt verdund dan wel verdreven wat bij langdurige blootstelling kan leiden tot de verstikkingsdood. Aangezien het pure gas kleurloos en geurloos is dient hier voornamelijk in besloten ruimte rekening mee gehouden te worden. Bij grote uitstromingen kunnen personen in de directe omgeving last krijgen van lage zuurstofconcentraties (<6 vol%).

5.4 Broeikasgaseffecten

Onverbrand aardgas is een broeikasgas en als LNG vrijkomt draagt het bij aan de opwarming van de aarde en klimaatverandering.

6 GENERIEKE SCENARIO'S

De eerste stap van de QRA-modellering omvat het definiëren van de ongevalsscenario's. Onder een ongevalsscenario wordt in dit verband verstaan een uitstroming van een gevaarlijke stof uit een te beschouwen installatieonderdeel binnen een insluitsysteem. De generieke scenario's die relevant zijn voor deze QRA zijn overgenomen uit de Handleiding Risicoberekeningen, Module C, hoofdstuk 3 (Ref. /1/) en weergegeven (met bijbehorende initiële faalfrequentie) in onderstaande paragrafen.

6.1 Procesvaten

Tabel 6-1: Scenario's voor procesvaten

Scenario	Initiële faalfrequentie
Instantaan vrijkomen van de gehele inhoud	$5 \cdot 10^{-6}$ per jaar
Vrijkomen van de gehele inhoud binnen 10 min	$5 \cdot 10^{-6}$ per jaar
Lekkage (diameter 10 mm)	$1 \cdot 10^{-4}$ per jaar

6.2 Warmtewisselaars en condensoren

De scenario's en faalfrequenties hangen af van het type warmtewisselaar. Condensoren kunnen ondergebracht worden onder de warmtewisselaars daar ze dezelfde uitvoeringsvormen hebben en alleen verschillen in hun functie: in condensoren treedt een faseverandering op van gas naar vloeistof.

Tabel 6-2: Scenario's voor pijpwarmtewisselaars waarbij de gevaarlijke stof zich buiten de pijpleidingen bevindt en voor plaatwarmtewisselaars

Scenario	Initiële faalfrequentie
Instantaan vrijkomen van de gehele inhoud	$5 \cdot 10^{-5}$ per jaar
Vrijkomen van de gehele inhoud binnen 10 min	$5 \cdot 10^{-5}$ per jaar
Lekkage (diameter 10 mm)	$1 \cdot 10^{-3}$ per jaar

Tabel 6-3: Scenario's voor pijpwarmtewisselaars waarbij de gevaarlijke stof zich binnen de pijpleidingen bevindt en waarbij de mantel een ontwerpdruk heeft die hoger is dan, of gelijk aan, de maximaal optredende druk van de gevaarlijke stof in de pijpleiding

Scenario	Initiële faalfrequentie
Breuk van 10 pijpen tegelijkertijd	$1 \cdot 10^{-6}$ per jaar

Tabel 6-4: Scenario's voor pijpwarmtewisselaars waarbij de gevaarlijke stof zich binnen de pijpleidingen bevindt en waarbij de mantel een ontwerpdruk heeft die lager is dan of gelijk aan de maximaal optredende druk van de gevaarlijke stof in de pijpleiding

Scenario	Initiële faalfrequentie
Breuk van 10 pijpen tegelijkertijd	$1 \cdot 10^{-5}$ per jaar
Breuk van 1 pijp	$1 \cdot 10^{-3}$ per jaar
Lek met een effectieve diameter van 10% van de nominale diameter van één pijp, maximaal 50 mm	$1 \cdot 10^{-2}$ per jaar

6.3 Pompen en compressoren

Pompen kunnen globaal onderverdeeld worden in twee verschillende types, namelijk de zuigerpompen en de centrifugaalpompen. Deze laatste categorie kan verder onderverdeeld worden in 'canned pumps' oftewel 'sealles pumps' en de pompen met seals (pakking). Een canned pump kan gedefinieerd worden als een "ingekapselde" pomp waarbij de procesvloeistof zich bevindt in de ruimte rond de rotor ('impeller') en waarbij geen gebruik gemaakt wordt van pakkingen.

Compressoren kunnen globaal onderverdeeld worden in twee types, namelijk de zuiger compressoren en de centrifugale compressoren.

Tabel 6-5: Scenario's voor centrifugaalpomp en centrifugaal compressoren

Scenario	Canned (zonder pakking) Initiële faalfrequentie	Met pakking Initiële faalfrequentie
Catastrofaal falen	1*10 ⁻⁵ per jaar	1*10 ⁻⁴ per jaar
Lek (10% diameter)	5*10 ⁻⁵ per jaar	4,4*10 ⁻³ per jaar

* Catastrofaal falen van een pomp of compressor wordt gemodelleerd als de breuk van een aanvoerleiding

Tabel 6-6: Scenario's voor zuigerpompen en zuiger compressoren

Scenario	Initiële faalfrequentie
Catastrofaal falen	1*10 ⁻⁴ per jaar
Lek (10% diameter)	4,4*10 ⁻³ per jaar

* Catastrofaal falen van een pomp of compressor wordt gemodelleerd als de breuk van een aanvoerleiding

6.4 Ladingtanks

LNG ladingtanks zijn aanwezig in beide FRSU's en de LNGC. Er zijn geen scenario's voor aanvaring meegenomen (zie onderbouwing in paragraaf 10.5.1). Er zijn ook geen scenario's voor intrinsiek falen van de ladingtanks van de LNGC/FRSU's meegenomen in de QRA. De HRB neemt aan dat de verladingsscenario's dominant zijn voor het risico (zie module C, paragraaf 3.14.3.3) en daarom zijn er geen scenario's voor intrinsiek falen gedefinieerd. De exacte passage luidt:

“Voor schepen zijn er geen scenario's voor intrinsiek falen. Aangenomen wordt dat verlading plaatsvindt tijdens het grootste deel van de tijd dat een schip aanwezig is, en de verladingsscenario's dominant zijn ten opzichte van intrinsiek falen”

Het RIVM heeft hier echter kritische kanttekeningen bij gesteld (zie brief met kenmerk: 2022-0058/VLH/HdW, datum: 7 oktober 2022):

- De tekst in de HRB is opgesteld voordat het concept van aandachtsgebieden werd ontwikkeld.
- De tekst in de HRB maakt niet duidelijk wat met 'dominant' wordt bedoeld. Scenario's die bepalend zijn voor de omvang van de PR 10-6-contour, hoeven niet bepalend te zijn voor het groepsrisico of de omvang van aandachtsgebieden, en omgekeerd.
- Bij inrichtingen zijn normaal gesproken opslagtanks op land aanwezig. Voor die tanks worden uitstroomscenario's meegenomen. Bij de EET vindt alleen opslag op water plaats. De analogie met schepen heeft tot gevolg dat de QRA geen enkel scenario bevat voor het falen van opslag-/ladingtanks.

Aangezien de hoeveelheid LNG in de ladingtanks op de FRSU's (en LNGC) aanzienlijk is, is het belangrijk om te weten onder welke omstandigheden een (zeer) grote uitstroming van LNG uit de ladingtanks mogelijk is. Met deze informatie kan dan beoordeeld worden wat de waarschijnlijkheid is van het scenario en hoe relevant het is voor de verdere risicoafweging.

DNV heeft in het kader daarvan een literatuuronderzoek uitgevoerd naar incidentcasuïstiek voor het falen van LNG ladingtanks aan boord van LNG schepen. Het meest relevante en gedegen onderzoek is uitgevoerd door de Maritime Safety Committee (MSC) van de International Maritime Organisation (IMO) in 2007 (Ref. /3/). Dit onderzoek is uitgevoerd naar het falen van 'LNG cargo containment' systemen aan boord van LNG tankers/carriers die dus vergelijkbaar zijn met die aan boord van de FRSU's. Incidentendata is geanalyseerd van de periode 1964-2005. Er zijn totaal 182 incidenten beschouwd (waarvan 24 out of scope, zie paragraaf 3.1.2). De eerste belangrijke conclusie van het onderzoek is dat er nog geen dodelijk ongeval van bemanningsleden aan boord van een LNG tanker/LNGC opgetreden is ten gevolge van het falen van een LNG ladingtank. Een belangrijke verklaring hiervoor (zie paragraaf 5.1.7 van Ref. /3/) is dat een lekkage van LNG vanuit de ladingtank tijdig wordt opgemerkt en gerepareerd voordat dit kan leiden tot fatale incidenten. Daarom is de risicobijdrage van een lekkage uit de ladingtank verwaarloosbaar. Daarbij wordt benadrukt dat wanneer een lekkage van de ladingtank al niet eens leidt tot slachtoffers van bemanningsleden aan

boord (op basis van incidenten) dan is het al helemaal onwaarschijnlijk dat er (3rd party) slachtoffers zullen optreden buiten de terreingrens van EET die op veel grotere afstand aanwezig zijn. De risico's voor de externe veiligheid zijn dan helemaal verwaarloosbaar. In het onderzoek zijn verder ook geen gebeurtenissenbomen ontwikkeld voor dit scenario omdat het risico verwaarloosbaar is.

Verder staat beschreven onder welke omstandigheden een (kleine) uitstroming van LNG uit de ladingtanks mogelijk is. Veel van de beschreven incidenten hebben ook te maken met 'sloshing' (zie bijlage A, Ref. /3/), een faaloorzaak dat voor de FSRU's/LNGC niet relevant is wanneer ze liggen aangemeerd. Verder zijn scheurtjes door vermoeing ('fatigue cracks') in de binnentank mogelijk maar die worden tijdig opgemerkt en gerepareerd. Daarnaast leidt een crack ook niet tot uitstroming van LNG naar atmosfeer, maar naar de tussenruimte (de LNGC en FSRU's zijn dubbelwandig) en/of (direct naar) de ballast tanks.

Er zijn geen incidenten waarbij een zeer grote uitstroming van LNG vanuit de ladingtanks heeft opgetreden. Het aantonen onder welke omstandigheden die wel zou kunnen gebeuren is dan ook zeer lastig zo niet onmogelijk om uit te voeren. Afgezien van de zeer onwaarschijnlijke oorzaken zoals een terroristische aanslag, neerstortend vliegtuig of intern domino-effect zijn geen faaloorzaken te bedenken die kunnen leiden tot een zeer grote uitstroming uit de ladingtanks:

- Het risico van een terroristische aanslag wordt nooit in een QRA meegenomen omdat er ook niet veel over te zeggen/kwantificeren is. Dit is dan verder ook niet relevant om te beoordelen;
- Het risico van neerstortende vliegtuigen is beoordeeld in het kader van externe domino-effecten (zie paragraaf 10.5.1) en is verder niet relevant;
- Escalatie van een incident naar het falen van de ladingtank (intern domino-effect) is zeer onwaarschijnlijk door de veiligheidsmaatregelen die aanwezig zijn aan boord. Interne domino-effecten zijn verder ook niet meegenomen in de QRA. Voor een toelichting wordt verwezen naar paragraaf 10.5.2.

Omdat er zoals eerder gezegd ook geen gebeurtenissenbomen ontwikkeld/beschikbaar zijn voor het intrinsiek falen van ladingtanks, is de kwantificatie van de kans van optreden van de faaloorzaken die kunnen leiden tot een uitstroming uit een ladingtank niet mogelijk. Er valt daarom ook niks te zeggen over de waarschijnlijkheid van dergelijke scenario's behalve dan dat deze naar verwachting verwaarloosbaar klein is. Kleine lekkages uit de ladingtank zullen daarnaast ook niet snel escaleren naar een grote lekkage omdat deze tijdig opgemerkt en gerepareerd worden.

Samenvattend, het onderzoek van MSC/IMO concludeert dat het risico van het intrinsiek falen van de LNG ladingtank voor bemanningsleden verwaarloosbaar is. Het risico voor externe veiligheid is daarom helemaal verwaarloosbaar omdat de (beperkt) kwetsbare objecten op veel grotere afstand aanwezig zijn. Het onderzoek beschrijft wel onder welke omstandigheden een kleine lekkage mogelijk is, maar die resulteren vervolgens in een verwaarloosbaar risico o.a. omdat deze tijdig worden opgemerkt en gerepareerd. Daarnaast zal een mogelijke lekkage vanuit de ladingtank niet direct leiden tot een uitstroming naar atmosfeer omdat het LNG eerst in de tussenruimte en/of ballast tanks terecht komt. Deze kleine lekkages hebben geen impact op de grote van de aandachtsgebieden omdat deze kleine lekkages niet leiden tot maatgevende effecten t.o.v. andere scenario's. Een zeer grote uitstroming van LNG vanuit de ladingtank naar de atmosfeer heeft nog nooit plaatsgevonden en is ook moeilijk denkbaar. De aanname in de HRB dat de risico's van de verlading⁵ dominant zijn t.o.v. het falen van de ladingtanks is vanwege bovenstaande redenen terecht bevonden. Er zijn daarom geen scenario's voor het intrinsiek falen van de LNG ladingtanks in de FRSU's of LNGC opgenomen in de QRA. Dit staat los van het feit dat deze ook niet in de HRB gedefinieerd zijn.

⁵ Met verlading wordt bedoeld de verlading vanuit LNGC naar de Golar Igloo en de LNG run-down verbinding kan tevens worden als verlading van de Golar Igloo naar de Exmar barge FSRU. In beide gevallen wordt er gebruik gemaakt van slangen en dit resulteert voor zowel de LNGC verlading als de LNG run-down in relatief hoge risico's.

6.5 Slangen

De scenario's voor het falen van composietslangen zijn opgenomen in onderstaande tabel en zijn overgenomen uit de interim rekenmethode LNG-bunkerstations (Ref. /4/). Deze scenario's zijn gebruikt voor de LNGC verlading en de verbindingen (met composietslangen) tussen de FSRU's met de LNG run-down en BOG balancing leidingen op de kade.

Tabel 6-7: Scenario's voor slangen

Scenario	Initiële faalfrequentie
Verladingsscenario's	
Breuk van de composietslang	$4 \cdot 10^{-7}$ per uur
Lek van de composietslang met een effectieve diameter van 10% van de nominale diameter, maximaal 50 mm.	$4 \cdot 10^{-5}$ per uur

6.6 Leidingen

De scenario's voor bovengrondse (proces)leidingen zoals bijvoorbeeld op de FSRU's zijn opgenomen in Tabel 6-8. De scenario's voor hogedruk gastransportleidingen zijn gegeven in Tabel 6-9. Er wordt met betrekking tot de uitstroomb frequenties voor hogedruk gastransportleidingen geen onderscheid gemaakt naar bovengrondse- en ondergrondse leidingen. Voor flexibele leidingen gelden de scenario's en frequenties van Tabel 6-10.

Tabel 6-8: Scenario's voor bovengrondse leidingen

Scenario	Initiële faalfrequentie
Breuk van een leiding Diameter < 75 mm	$1 \cdot 10^{-6}$ per meter per jaar
Breuk van een leiding $75 \text{ mm} \leq \text{diameter} \leq 150 \text{ mm}$	$3 \cdot 10^{-7}$ per meter per jaar
Breuk van een leiding Diameter > 150 mm	$1 \cdot 10^{-7}$ per meter per jaar
Lekkage van een leiding (10% van diameter) Diameter < 75 mm	$5 \cdot 10^{-6}$ per meter per jaar
Lekkage van een leiding (10% van diameter) $75 \text{ mm} \leq \text{diameter} \leq 150 \text{ mm}$	$2 \cdot 10^{-6}$ per meter per jaar
Lekkage van een leiding (10% van diameter) Diameter > 150 mm	$5 \cdot 10^{-7}$ per meter per jaar

Tabel 6-9: Scenario's voor hogedruk gastransportleidingen

Scenario	Initiële faalfrequentie
Breuk van de leiding	$5,6 \cdot 10^{-9}$ per meter per jaar
Lek in de leiding (10% van de leidingdiameter, max. 50 mm)	$2,0 \cdot 10^{-6}$ per meter per jaar
Flenslek (10% van de leidingdiameter, maximaal 50 mm)*	$9,3 \cdot 10^{-7}$ per flens per jaar

*Het flenslek scenario is verwaarloosd omdat de hogedruk aardgasleidingen worden uitgevoerd met een minimum aan flenzen. Dit scenario draagt ook niet bij aan het risico. Het exact aantal flenzen is nog onbekend.

Tabel 6-10: Scenario's voor flexibele leidingen

Scenario	Initiële faalfrequentie
Breuk van een leiding Diameter < 75 mm	$5 \cdot 10^{-6}$ per meter per jaar
Breuk van een leiding $75 \text{ mm} \leq \text{diameter} \leq 150 \text{ mm}$	$1,5 \cdot 10^{-6}$ per meter per jaar
Breuk van een leiding Diameter > 150 mm	$5 \cdot 10^{-7}$ per meter per jaar
Lekkage van een leiding (10% van diameter) Diameter < 75 mm	$2,5 \cdot 10^{-5}$ per meter per jaar
Lekkage van een leiding (10% van diameter) $75 \text{ mm} \leq \text{diameter} \leq 150 \text{ mm}$	$1 \cdot 10^{-5}$ per meter per jaar
Lekkage van een leiding (10% van diameter) Diameter > 150 mm	$2,5 \cdot 10^{-6}$ per meter per jaar

7 REPRESSIEVE SYSTEMEN

Repressieve systemen zijn gericht op het verminderen van de effecten van een Loss of Containment. In dit hoofdstuk wordt een overzicht gegeven van de beschouwde repressieve systemen.

7.1 Vloeistofinkuiping

Vloeistofinkuiping heeft als doel de verspreiding van een vloeistofplas te beperken. In geval van een LNG spill is het in sommige gevallen mogelijk om (een deel van) de vloeistof op te vangen. Op de FSRU's zijn dergelijke voorzieningen aanwezig. Voor de EXMAR FSRU barge is voor sommige scenario's rekening gehouden dat de plas beperkt blijft tot 130 m² in lijn met de aannames in de basic QRA (Ref. /2/). Voor de Golar FSRU en overige LNG onderdelen is conservatief geen rekening gehouden met inkuiping omdat detailgegevens nog niet beschikbaar zijn. Hier is uitgegaan van vrije plassenverspreiding.

7.2 Inbloksystemen (ESD)

Een inbloksysteem kan de duur van de uitstroming beperken door het sluiten van Emergency Shutdown (ESD) kleppen. Op basis van ontvangen informatie van EXMAR en NFE is rekening gehouden met de werking van een ESD-systeem met een reactietijd van 120 s. Daarnaast zijn ook scenario's gemodelleerd voor als het ESD-systeem faalt.

Voor het falen van de LNG run-down leiding en de composiet slangen die de leiding verbinden met de FSRU's is ook rekening gehouden met ESD ingrijpen.

Bij de LNGC verlading is een operator ter plaatse die toezicht houdt op de verlading en met behulp van een noodstopvoorziening handmatig een ESD-1 signaal kan activeren. Daarnaast kan er ook automatisch ingegrepen worden door de aanwezigheid van gasdetectie bij het LNG transfer manifold op de Golar Igloo. Detectie van gas zal resulteren in een ESD-1 waardoor de inblokkleppen gesloten worden. Door de aanwezigheid van een ESD-link met de LNGC kunnen de pompen op de LNGC gestopt worden. Er is voor de eenvoud alleen rekening gehouden met het automatische ESD-systeem in de QRA en niet in combinatie met operator ingrijpen omdat er sprake kan zijn van 'common mode failures'⁶.

Voor de NG HP send-out leiding en NG HP flexibele leidingen die de send-out leiding verbinden met de FSRU's en de BOG balancing leiding & composiet slangen is conservatief geen rekening gehouden met ESD ingrijpen.

Er is alleen rekening gehouden met ESD ingrijpen bij breuksenario's. In geval van een kleine lekkage is er geen ingrijpen gemodelleerd vanwege de volgende redenen:

- Het is moeilijk aan te tonen dat lekkages snel gedetecteerd zullen worden;
- Ook bij het isoleren van het lekkende onderdeel kan het hierin aanwezige LNG nog gedurende langere tijd blijven uitstromen;
- De effectafstanden van lekkages zijn vaak minder relevant voor het externe risico.

ESD ingrijpen is meegenomen in de QRA door rekening te houden met een reactietijd (detectie + sluittijd) van 120 seconden waarna de uitstroming stopt en een kans op falen per aanspraak van 0.01. Alleen bij een breuk van een slang tijdens LNGC verlading is uitgegaan van een snellere reactietijd van 60 seconden door de aanwezigheid van gasdetectie bij het LNG transfer manifold op de Golar Igloo en de ESD-link met de LNGC.

Wanneer er geen rekening is gehouden met ingrijpen of wanneer ingrijpen door het ESD-systeem faalt, is de maximale uitstroomduur van 30 minuten gehanteerd conform de Handleiding Risicoberekeningen (Ref. /1/). Voor meer details over de uitstroomduur wordt verwezen naar paragraaf 8.4.

⁶ Zie ook de Handleiding Risicoberekeningen (Ref. /1/), module C, paragraaf 4.2.2.2

7.3 Terugslagklep

Een terugslagklep is een klep die sluit wanneer de richting van het debiet tegengesteld is aan de ingestelde richting. Het betreft een passief systeem, dat wil zeggen dat de klep automatisch dichtgaat wanneer terugstroming optreedt. Een terugslagklep is in het algemeen weinig betrouwbaar. Indien deze niet regelmatig getest wordt, wordt de terugslagklep niet meegenomen in een QRA. In de voorliggende QRA is geen rekening gehouden met de eventuele aanwezigheid van terugslagkleppen.

7.4 Brekkoppeling

Brekkoppelingen die aanwezig kunnen zijn op de LNGC losslangen zijn standaardvoorzieningen. Er wordt aangenomen dat de aanwezigheid en de goede werking van deze voorziening opgenomen is in de faalfrequenties. Daarom worden brekkoppelingen niet meegenomen in de QRA als repressieve maatregel.

8 MODELLERING

In dit hoofdstuk zijn op hoofdlijnen enkele aandachtspunten beschreven voor de modellering.

8.1 Gebruik van bestaande QRA's

Voor de modellering van de onderdelen op de EXMAR FSRU barge s188 is gebruik gemaakt van de basic QRA die ontwikkeld is door Tecnicas (Ref. /2/). De faalscenario's die in dat QRA rapport zijn opgenomen zijn overgenomen en aangepast op basis van de standaard faalscenario's en faalfrequenties in de Bevi methodiek (Ref. /1/). De modellering van de HP send-out pompen is verfijnd op basis van specifieke informatie ontvangen van EXMAR.

De modellering van de Golar Igloo is gebaseerd op een confidentiële internationale QRA die DNV in het verleden heeft opgesteld voor een vergelijkbare FSRU van Golar. Ook deze QRA is omgezet naar de Bevi methodiek. De FSRU's hebben hetzelfde aantal hervergassingstreinen en send-out capaciteit (4x250 MMSCFD). De exacte FSRU maakt ook niet veel uit voor het risico omdat deze vergelijkbaar zijn. Daarnaast is de modellering van risicobepalende scenario's (booster pompen) verfijnd op basis van specifieke input van NFE. Verder is bij de uitstroombmodellering rekening gehouden met het maximale debiet door de leiding (dat wat de pompen kunnen leveren) rekening houdend met een systeemreactie van de pomp.

Alle overige onderdelen zijn gemodelleerd op basis van specifieke informatie ontvangen van EET en adviseurs.

8.2 Systeemreacties

Bij een breuk stroomafwaarts van een pomp is beoordeeld of er een systeemreactie kan plaatsvinden. Omdat bij een breuk het pompdebiet bepalend kan zijn voor het uitstroomdebiet moet worden beoordeeld of het debiet toeneemt als gevolg van het wegvallen van de tegendruk in het leidingwerk stroomafwaarts van de pomp. Bij kleine lekkages zal de tegendruk minder snel wegvallen en wordt geen systeemreactie verwacht.

Standaard is uitgegaan van 1,5 maal het nominale pompdebiet (50% toename door verlies van tegendruk) conform de HRB module C paragraaf 4.3.1. Alleen voor de LNGC verlading is hiervan afgeweken.

Bij een breuk van de slang tijdens LNGC verlading hangt de werkelijke toename van het uitstroomdebiet t.o.v. het nominale pompdebiet af van het aantal slangen dat gebruikt wordt, de hoogteverschillen in het leidingwerk en t.o.v. de slangen (evt. hydrostatische druk die overkomen moeten worden), de lengte van de leidingen/slangen vanaf de pomp tot het LNG manifold en de tegendruk die al aanwezig is in de ladingtank tijdens het verladen. Normaal gezien zou op basis van de pompkarakteristiek bepaald kunnen worden wat het uitstroomdebiet is. Deze is echter niet beschikbaar en kan ook verschillen afhankelijk van welke LNGC het LNG komt leveren.

Echter, voor dergelijke verladingsoperaties wordt een toename van typisch 1,2 – 1,3x het pompdebiet als realistisch geacht (op basis van een interne LNG QRA richtlijn van DNV – G16). De redenen hiervoor zijn:

- Er wordt gebruik gemaakt van meerdere slangen (4). Er wordt uitgegaan dat maximaal één slang zal falen, niet meerdere of alle vier tegelijk. Bij het falen van één slang zal het verlies van tegendruk in het totale systeem stroomafwaarts van de pomp beperkt zijn omdat de andere drie slangen nog aangekoppeld zijn;
- De slangen zijn een stuk hoger gelegen dan de ondergedompelde pompen in de ladingtank van de LNGC. De meeste tegendruk wordt veroorzaakt door hydrostatische druk van het LNG dat nog vóór de breuklocatie (slang) aanwezig is in het leidingsysteem en niet verder stroomafwaarts achter de breuklocatie;
- De druk in de ontvangende ladingtank op de Golar Igloo is al vrijwel atmosferisch. Dit betekent dat (vooral als er via de bovenleiding van de ladingtank gevuld wordt) er al niet veel tegendruk is tijdens de verlading en dus ook niet kan wegvallen in geval van een breuk van de slang. Wordt er verladen via de bodemleiding zal er alleen beperkte hydrostatische tegendruk zijn afhankelijk van het vloeistofniveau in de tank (elke 10 m vloeistofkolom is ongeveer een halve bar tegendruk gezien de dichtheid van LNG).

Bij een breuk van één van de slangen zal dus naar verwachting vanwege bovenstaande reden de toename beperkt zijn. Er is uitgegaan dat het uitstroomdebiet gelijk is aan maximaal 1,3x het nominaal pompdebiet in geval van een breuk van de LNG slang tijdens LNGC verlading.

8.3 Ondergrond

De keuze van de ondergrond waarop een uitstroming van LNG kan uitregenen heeft invloed op de berekende (plas)verdamping. In Safeti-NL zijn slechts een beperkt aantal ondergronden beschikbaar waaruit gekozen kan worden. In Tabel 8-1 wordt aangegeven op welke ondergrond LNG terecht komt voor de beschouwde LNG installatieonderdelen (en bijbehorende scenario's) en welke representatieve ondergrond ingevoerd is in Safeti-NL. Er is onderaan een toelichting gegeven op de gemaakte keuzes.

Tabel 8-1: Keuze van de ondergrond

Nr.	LNG installatieonderdeel	Daadwerkelijke ondergrond	Ondergrond Safeti-NL
1	LNG run-down leiding	Groot deel zal terecht op de kade (van beton), eventuele lekkages bij de slangen worden opgevangen en geleid naar een opvangbak ('impoundment basin') die ook van beton is. Bij een grote lekkage van de run-down leiding (bijv. breuk) zou mogelijk ook een deel van het LNG naar het water kunnen afstromen.	Beton
2	LNG leidingen en equipment op de FSRU's	Op het dek van de FSRU's (staal), mogelijk deel in het water bij ongeblokkeerde (horizontale) uitstromingen met hoge impuls.	User-defined
3	LNGC verlading naar Golar Igloo (LNG slang manifold)	Een deel kan terecht komen op het dek van de LNGC / Golar Igloo (staal), afhankelijk van de uitstroomrichting en een groot deel op het water tussen beide schepen	Water ('Shallow river or channel')
4	LNG run-down slangen	De LNG run-down slangen hangen in een U-vorm grotendeels boven het water tussen de FSRU's en de kade en daarnaast ook deels boven de kade met bij de torens een opvangmogelijkheid naar een 'impoundment basin'.	Water ('Shallow river or channel')

Toelichting:

1. LNG run-down leiding

De LNG run-down leiding ligt op de kade die van beton is. Safeti-NL berekent voor het breukscenario een afstand van ongeveer 3 tot maximaal 5 meter (afhankelijk van verlading of holding mode) vanaf de leiding waar de druppels uitregenen in een plas (het lekscenario regent niet uit). Primair zal het LNG dus terecht komen op de kade. Bij een grote uitstroming (bijv. in geval van een breuk van de leiding) is het wel mogelijk dat de plas zo groot wordt dat een deel van het LNG terecht komt in het water. In Safeti-NL kan in een scenario geen rekening gehouden met twee verschillende ondergronden. Er is gekozen voor beton omdat verwacht wordt dat het grootste deel van de uitstroming uitregent op beton (en ook als eerste daarop terecht komt) gezien de berekende afstand waarop de druppels uitregenen. Dit wordt als voldoende representatief beschouwd. Daarnaast zal het deel dat mogelijk in het water terecht kan komen pas na verloop van tijd zich voordoen. Bij de berekening van de plasverdamping is het juist van belang om de effecten die kunnen optreden in het begin zo nauwkeurig mogelijk te modelleren (en dan komt LNG vrij op beton) aangezien vaak de omvang van de initiële brandbare wolk bepalend is voor de effectafstanden van de wolkbrand/explosie. De bijdrage van

de (langdurige) plasverdamping (aan de brandbare wolk) na enige tijd vanaf het ontstaan van het scenario draagt niet of in mindere mate bij en is dus minder relevant.

2. Leidingen en equipment op de FSRU's

Gezien het aantal scenario's voor de installatieonderdelen op beide FSRU's is het ondoenlijk om de uitregenafstanden per scenario te controleren en vervolgens te bepalen op basis van de locatie van het installatieonderdeel t.o.v. de scheepsrand/huid of de druppels uitregenen op het dek of juist op het water. Er is dus een vereenvoudigde aanname gemaakt door uit te gaan dat LNG primair uitregent op het dek op basis van de volgende argumenten:

- Veel van de scenario's zitten in de hervergassingstreinen. In werkelijkheid zal er bij een lekkage vaak sprake zijn van een geblokkeerde uitstroming⁷ door bijv. objecten (zoals ander equipment en leidingwerk) in de unit. Dit resulteert in een reductie van de impuls (en uitstroomsnelheid) waardoor de druppels eerder zullen uitregenen en dus minder ver zullen komen. Daarom is het redelijk om aan te nemen dat het grootste deel van de scenario's zullen uitregenen op het dek;
- Er is op het dek een opstaande rand aanwezig (bij de scheepshuid) die voorkomt dat LNG in het water stroomt;
- In de QRA is gerekend voor alle scenario's met de standaard uitstroomrichting horizontaal. Dit betekent niet dat in werkelijkheid alle uitstromingen horizontaal zijn. Gezien de routing van leidingwerk in de hervergassingstreinen (leiding kunnen zowel horizontaal als verticaal lopen), kan de daadwerkelijke uitstroomrichting zowel horizontaal als verticaal zijn. In geval van verticale uitstroming naar beneden (en waarschijnlijk ook omhoog) zullen de druppels eerder uitregenen op het dek omdat de jet het water niet zal bereiken.

Het dek is gemaakt van staal. Staal is niet een ondergrond die is opgenomen in Safeti-NL. De ondergronden (op 'land') met relevante parameters waaruit gekozen kan worden zijn weergegeven in Tabel 8-2.

Tabel 8-2: Type ondergronden in Safeti-NL met parameters (Bron: Technische documentatie Safeti-NL, PVAP Model Theory)

Table 3. Vaporisation data for surface types^{xii}

	Surface	Roughness factor χ_s	Thermal conductivity k_s ($W m^{-1} K^{-1}$)	Thermal diffusivity α_s ($m^2 s^{-1}$)
1	Wet soil	2.63	2.21	9.48×10^{-7}
2	Dry soil	2.63	0.32	2.44×10^{-7}
3	Concrete	1.00	1.21	5.72×10^{-7}
4	Insulating concrete	1.00	0.22	8.27×10^{-7}

De parameters die een ondergrond (op land) karakteriseren zijn de ruwheidsfactor ('roughness factor'), de thermische geleidbaarheid ('thermal conductivity'), de warmtediffusiviteit ('thermal diffusivity') en de minimum plashoogte/dikte ('pool minimum thickness'). De minimum plashoogte is niet genoemd in Tabel 8-2 maar is 5 mm voor beton en geïsoleerd beton en 10 mm en 20 mm voor respectievelijk natte grond en droge grond. Wanneer LNG uitstroomt op staal zal de plashoogte (gezien de oppervlaktespanning/gladheid van de ondergrond) eerder vergelijkbaar zijn met beton dan met grond, dus grond is sowieso geen representatieve keuze voor de ondergrond (dit zou tevens mogelijk de grootte van de plas onderschatten).

De overige ondergronden zijn verschillende typen wateroppervlakken met een minimum plashoogte van 1 mm die niet representatief zijn voor een uitstroming op het dek. Dit zou ook te conservatief zijn i.v.m. de berekende verdamping en

⁷ Noot: standaard wordt hier geen rekening mee gehouden in de QRA en dient er conform de HRB paragraaf 3.4.3 gerekend te worden met een ongehinderde uitstroming.

plasbrandsnelheid die 2.5 keer zo hoog is op water dan op land⁸. Daarnaast wordt ook nog rekening gehouden met de vorming van ijs dat niet van toepassing is op het dek. Er is daarom gekozen om één van de beschikbare landoppervlakken te kiezen.

Safeti-NL heeft ook nog user-defined (land) ondergrond, maar die parameters kunnen niet worden aangepast en staan dus vast. Deze zijn:

- Ruwheidsfactor: 1
- Thermische geleidbaarheid: $1.3 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$
- Warmtediffusiviteit: $5.9 \times 10^{-7} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$
- Minimum plashoogte/dikte: 5 mm

Het dek van het schip is gemaakt van koolstofstaal en wellicht sommige delen van roestvrij staal. Voor beide is aangenomen dat de ruwheidsfactor gelijk aan 1 en de minimum plashoogte/dikte 5 mm (gelijk aan beton). De overige parameters van koolstofstaal zijn (Bron: TNO Gele boek p. 3.76 & Safeti-NL PVAP Model Theory):

- Thermische geleidbaarheid (gemiddeld): $46 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$. Dit is afhankelijk van het percentage koolstof in staal, 0.5% C = $54 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$, 1% C = $43 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$, 1.5% C = $36 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$ (Bron: zie voetnoot⁹).
- Warmtediffusiviteit: $1.28 \times 10^{-5} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$

De parameters van roestvrijstaal zijn:

- Thermische geleidbaarheid: afhankelijk van type staal. Bijv. type 304: $14.4 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$ (Bron: zie voetnoot⁹)
- Warmtediffusiviteit: afhankelijk van het type staal en de temperatuur van het staal:
 - 304A bij 27 °C: $4.2 \times 10^{-6} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$ (Bron: zie voetnoot¹⁰)
 - 310 bij 25 °C: $3.352 \times 10^{-6} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$ (Bron: zie voetnoot¹¹)

Op basis van deze parameters kan de representatieve ondergrond gekozen worden. Aangezien de warmtediffusiviteit van staal veel hoger is dan van de user-defined ondergrond of beton, zou in eerste instantie de ondergrond gekozen kunnen worden met de hoogste warmtediffusiviteit en dat is geïsoleerd beton. Echter, de thermische geleidbaarheid van staal is juist weer veel groter dan voor beton en de user-defined ondergrond. Op basis van deze parameter zou juist de user-defined ondergrond gekozen moeten worden (scheelt echter niet veel met beton). De user-defined ondergrond heeft ook de hoogste warmtediffusiviteit, ook al scheelt dit niet veel met beton.

Aangezien de thermische geleidbaarheid de meest belangrijke parameter is in het bepalen van de verdamping, is gekozen voor de user-defined ondergrond ondanks het feit dat de relevante parameter nog steeds met minimaal een factor 11 onderschat wordt in vergelijking met die voor staal. Dit is dan de beperking van Safeti-NL en daar valt ook niks aan te veranderen zolang de user-defined parameters niet aangepast kunnen worden. Mogelijk resulteert dit in een onderschatting van de berekende verdamping. Echter, rekenen met water als ondergrond is niet representatief en tevens te conservatief (door o.a. ijsvorming en de 2.5x zo hoge brandsnelheden zoals eerder genoemd), daarom is de user-defined ondergrond nog de minst slechte keuze. Er dient opgemerkt te worden dat de user-defined ondergrond parameters vrijwel gelijk zijn aan die van beton en dat de impact van deze keuze tussen user-defined of beton op de verdamping naar verwachting beperkt zal zijn.

⁸ De brandsnelheid van LNG op water is 2.5 keer zo hoog als op land (Ref. /7/,/8/,/9/), dit heeft invloed op het gemiddelde/maximale plasoppervlak wat kan ontstaan en de effectafstanden. De factor 2.5 is bepaald op basis van een studie van Cook et al. (1990) (Ref. /8/) en tevens geïmplementeerd in het plasbrandmodel van Safeti-NL (Ref. /9/)

⁹ https://www.engineeringtoolbox.com/thermal-conductivity-metals-d_858.html, bezocht op 20 september 2022

¹⁰ <https://www.bnl.gov/magnets/staff/gupta/cryogenic-data-handbook/Section15.pdf>

¹¹ https://en.wikipedia.org/wiki/Thermal_diffusivity, bezocht op 20 september 2022

3. LNGC verlading naar Golar Igloo (LNG slang manifold)

De locatie van het LNG manifold op de Golar Igloo en de LNGC (daar waar de slangen gekoppeld worden) is aan de zijkant van de schepen. De slangen hangen over het water tussen beide schepen in. Er is een lekbak ('drip tray') aanwezig onder de aansluitingen. In geval van een (kleine) lekkage (bijv. bij de koppeling) zal het LNG eerst terecht komen in deze lekbak. De lekbak heeft een open verbinding via een pijp naar de zijkant van het schip om het LNG af te voeren naar het water. Bij een breuk van de slang (of losschieten van de koppeling) kan de slang boven het water hangen waardoor het LNG direct in het water terecht komt. Vanwege deze redenen is gekozen om voor de LNGC verladingsscenario's aan te nemen dat het LNG direct op het water terecht komt. De gekozen ondergrond in Safeti-NL is 'Shallow river or channel' omdat de FRSU's in een insteekhaven gelegen zijn en het stuk water tussen beide schepen smal is. Het totale volume aan water dat warmte kan overdragen naar de LNG plas is dus beperkt. De andere opties waaruit gekozen kan worden (open water of diepe rivier of kanaal) zijn niet representatief omdat deze uitgaan van een grotere warmtebron (i.v.m. grote van wateroppervlak en de diepte). Daarbij dient wel opgemerkt te worden dat er bij de formatie van ijs (dat zal ontstaan wanneer LNG uitregent op het water) het water niet beschouwd wordt als een oneindige warmtebron.

4. LNG run-down slangen

Aangezien de slangen (inclusief verbindingen) grotendeels boven het water hangen is conservatief uitgegaan dat het LNG terecht komt in het water. De slangenverbindingen op de kade zitten in torens waaronder een vloeistofcollectiesysteem wordt gerealiseerd met afloop naar een opvangbak ('impoundment basin'). Er is in de QRA geen rekening gehouden met deze opvangmogelijkheid. Dit is een conservatieve benadering aangezien de mate van verdamping wanneer er gerekend zou worden met geïsoleerd beton ('insulated concrete') een stuk lager zal zijn dan voor water als ondergrond.

8.4 Uitstroombuur

De maximale uitstroombuur is conform de HRB module B, paragraaf 3.4.2 gelijk aan 1800 s. Aangenomen wordt dat na 1800 s ingrijpen succesvol is. Bij de aanwezigheid van een ESD-systeem mag een kortere uitstroombuur worden meegenomen voor de situatie dat het ESD-systeem goed functioneert. In de QRA is het werken van het ESD-systeem voor meerdere installatieonderdelen meegenomen met een reactietijd van 120 s of 60 s. Dit is verder toegelicht in paragraaf 7.2. Bij het falen van het ESD-systeem moet worden uitgegaan van 1800 s uitstroombuur.

Met betrekking tot modellering van de scenario's in het rekenbestand wordt het volgende opgemerkt:

- Bij de scenario's voor de EXMAR FSRU barge waarbij ESD ingrijpen succesvol is, is de uitstroombuur vaak (veel) langer dan 120 seconden. Dit komt omdat er wordt uitgegaan dat na het sluiten van de ESD kleppen de inhoud van het insluitsysteem ook nog vrijkomt. De reactietijd voor het sluiten van de kleppen is aangenomen op 120 s. Strikt genomen mag conform de HRB module B, paragraaf 3.2, opmerking 4, het sluiten van een klep na 120 s meegenomen worden in een scenario door de inhoud van het vat te verlagen zodat de uitstroming na 120 s stopt. Het is dus een conservatieve aanpak om ook nog rekening te houden dat de inhoud van het insluitsysteem nog vrijkomt na het sluiten van de kleppen.

Het uitstroombuurdebiet is bepaald door het debiet door de leidingen te vermenigvuldigen met 1,5 (i.v.m. een systeemreactie, zie paragraaf 8.2). De totale uitstroombuurhoeveelheid is dan "debiet_in_leiding [kg/s] x 1,5 [-] x 120 [s] + volume_insluitsysteem [kg]. De uitstroombuur wordt berekend op basis van het uitstroombuurdebiet (vaak debiet in leiding x 1,5) en de totale uitstroombuurhoeveelheid. Dit resulteert dus vaak in een uitstroombuur langer dan 120 s. In sommige gevallen zelfs veel langer afhankelijk van het debiet door de leiding en het volume van het insluitsysteem.

- De scenario's van de Golar Igloo FSRU zijn gebaseerd op een confidentiële internationale QRA die DNV in het verleden heeft opgesteld (zie paragraaf 8.1). In die QRA zijn de uitstroombuurhoeveelheden per scenario bepaald

op basis van ingrijpen van een ESD-systeem, afblaasmogelijkheden (blow-down) en de inhoud van het insluitsysteem. Hierbij is het niet heel duidelijk of voldoende rekening is gehouden met nalevering. Bij enkele van deze scenario's wordt het uitstroomdebiet berekend door Safeti-NL op basis initiële druk in de leiding en gatgrootte. Dit kan resulteren in hoge uitstroomdebieten (hoger dan het maximale debiet in de leiding) waardoor de uitstroming kort van duur is. In andere gevallen wordt het maximale uitstroomdebiet bepaald door het debiet in de leiding x 1,5 voor de systeemreactie. Dit kan ook leiden tot een kortere uitstroomduur dan 120 s omdat wellicht niet voldoende is rekening gehouden met nalevering en een systeemreactie bij de bepaling van de uitstroomhoeveelheid. Vanwege deze redenen is de modellering op de volgende vereenvoudigde wijze doorgevoerd/aangepast voor de Golar Igloo scenario's:

- Voor de scenario's waarbij ESD succesvol ingrijpt is de hoeveelheid in het vat aangepast zodat de uitstroming na 120 s stopt.
- Voor de scenario's waarbij ESD faalt of waarbij geen rekening is gehouden met ESD ingrijpen (bijv. breuk van 1 pijp van een verdamper of kleine lekkage) is de hoeveelheid in vat aangepast zodat de uitstroming na 1800 s stopt.

In vrijwel alle gevallen is het maximale uitstroomdebiet bepaald op basis van het maximale debiet door de leiding (dat wat de pompen kunnen leveren) rekening houdend met een systeemreactie van de pompen (factor 1.5).

- Voor enkele installatieonderdelen zoals bijvoorbeeld de BOG balancing leiding en slangen is helemaal geen rekening gehouden met ESD ingrijpen en is de uitstroomduur dus 1800 s. Dit komt omdat het effect van ESD ingrijpen op de risico's naar verwachting beperkt zal zijn. Vaak wordt er al snel een steady state situatie bereikt. De exacte uitstroomduur heeft dan verder geen impact op het berekende risico. Daarnaast is het moeilijker om hard te maken dat er tijdig en effectief kan worden ingegrepen (op basis van detectie) omdat de uitstroomdebieten veel kleiner zijn dan voor een LNG uitstroming (gezien de druk en het dichtheidsverschil van een factor 600). Risico's van de BOG balancing leiding en slangen dragen naar verwachting ook niet bij aan het totaal risico dat hoofdzakelijk wordt veroorzaakt door LNG uitstromingen. Verder zal de gehele inhoud van het BOG balancing leidingsysteem ook nog vrijkomen waardoor de uitstroming nog aanzienlijk langer kan duren zelfs na het sluiten van kleppen.

8.5 Temperatuur

De temperatuur van (L)NG in de verschillende insluitsystemen en procesonderdelen kan behoorlijk verschillen. In deze paragraaf wordt per hoofdonderdeel een toelichting gegeven waar de temperatuur (op hoofdlijnen) op gebaseerd is en/of welke bron is gebruikt.

- LNGC verlading: er is aangenomen dat LNG op atmosferische druk aanwezig in de ladingtank van de LNGC. Het atmosferisch kookpunt van LNG hangt af van de exacte samenstelling maar is aangenomen op -162°C . Dit is de gebruikte temperatuur van LNG in de slangen. Voor het boil-off gas is een temperatuur aangenomen van -130°C zodat dit gasvormig is bij een lage druk. BOG kan ook langer in de leidingen verblijven waardoor de temperatuur na verloop van tijd kan oplopen.
- EXMAR FSRU barge: de temperaturen zijn overgenomen uit de basic QRA die ontwikkeld is door Tecnicas (Ref. /2/), zie ook paragraaf 8.1. Deze zijn gebaseerd op (maximaal) operationele/werk (niet ontwerp) temperaturen gespecificeerd op P&ID's (stroom en equipmentdata) en eventueel aanvullend in andere technische documenten. De temperaturen zijn steekproefsgewijs gecontroleerd en er is geen reden gevonden om af te wijken van de basic QRA.

- Golar Igloo FSRU: de temperaturen zijn overgenomen uit een confidentiële internationale QRA die DNV in het verleden heeft opgesteld voor een vergelijkbare FSRU van Golar (zie paragraaf 8.1). Net als voor de EXMAR barge zijn deze temperaturen gebaseerd op operationele data aanwezig op P&ID's.
- LNG run-down leidingen en verbindingen: LNG is aanwezig op vrijwel atmosferische in de ladingtank van de Golar FSRU. Er is daarom uitgegaan van een temperatuur van -162 °C.
- BOG balancing leidingen en verbindingen: -130 °C, zie eerste punt.
- NG HP send-out (flexibele) leidingen. De temperatuur van het gas dat uitgezonden wordt hangt o.a. af van de zeevatertemperatuur. Er is voor de modellering uitgegaan van de minimum eis van Gasunie van 5 °C.

De gebruikte temperatuur per scenario (en insluitsysteem/installatieonderdeel) is op te vragen in het rekenbestand en is verder niet gerapporteerd in bijlage A.

8.6 Hoogte van de uitstroming

In deze paragraaf wordt per hoofdonderdeel een toelichting gegeven op de hoogte van de uitstroming. Er is in veel gevallen een aanname gemaakt omdat de exacte hoogte van de procesonderdelen ten tijde van het opstellen van deze QRA niet beschikbaar was. Daarnaast is het ook een tijdrovende klus om dit voor elk onderdeel uit te zoeken op basis van bijv. ontwerptekeningen ('isometrics'). Verder is de hoogte van bijvoorbeeld leidingen ook niet eenvoudig te bepalen omdat deze zowel horizontaal als verticaal kunnen lopen.

De hoogte van de uitstroming moet gezien worden ten opzichte van de ondergrond waar de druppels kunnen uitregenen in een plas. Voor LNG heeft de ingevoerde uitstroomhoogte namelijk invloed op de berekende uitregenefracties. De keuze van de ondergrond is toegelicht in paragraaf 8.3.

Voor de LNG leidingen en equipment op de FSRU's betekent dit dat de hoogte van de uitstroming is gekozen boven het dek met een gemiddelde aangenomen hoogte van 4 meter boven het dek. Deze hoogte is bepaald op basis van enkele tekeningen. De hoogte van de uitstroming is niet gekozen boven het maaiveld of water waarover een brandbare wolk kan afdrijven richting de externe omgeving. Dit is een conservatieve benadering omdat bijv. de daadwerkelijke hoogte van de uitstroming op de FSRU's ten opzichte van het maaiveld zo rond de 15-25 meter kan zijn (en dus eerst de wolk nog moet zakken naar grondniveau waardoor er bijv. meer verdunning optreedt). Dit terwijl in de modellering wordt uitgegaan van een uitstroomhoogte van 4 meter en dat de brandbare wolk dus al dichterbij het maaiveld is dan in werkelijkheid het geval is.

De uitzonderingen m.b.t. de gekozen uitstroomhoogte van de LNG leidingen en equipment op de FSRU's zijn:

- Voor de HP send-out (booster) pompen is de hoogte exact opgevraagd. Deze is 7.1 m boven het dek van de EXMAR barge en 1 meter boven het dek van de Golar Igloo FSRU.
- Voor alle leidingen die als route zijn ingevoerd (Golar Igloo) is gerekend met een minimum standaard hoogte van 1 meter omdat deze hoofdzakelijk over het dek lopen.

Voor alle bovengrondse leidingen op de kade is uitgegaan van een standaard hoogte van 1 meter. Voor de ondergrondse leiding dient conform de HRB standaard uitgegaan te worden van een uitstroomhoogte van 0.01 m.

Voor de LNGC verlading en de LNG run-down slangen is al ondergrond water gekozen (zie paragraaf 8.3). Het LNG manifold op de Golar Igloo is ongeveer 16 meter boven het waterniveau. De LNG run-down slangen hangen in een U-vorm boven het water tussen de FSRU's en de kade. De verbindingen met het LNG manifold op het schip en het leidingwerk op de kade zitten op een hoogte van ongeveer 14 meter boven waterniveau bij zowel de EXMAR als de Golar Igloo. Een breuk of lekkage zal eerder optreden bij deze verbindingen dan bijv. in het midden van de slang. Daarom is gekozen voor een uitstroomhoogte van 14 meter.

8.7 Nalevering en terugstroming

Bij het falen van een onderdeel kan nalevering plaatsvinden van andere systeemonderdelen die verbonden zijn met dat onderdeel. Wanneer de nageleverde hoeveelheid significant¹² is, is hier in het scenario rekening mee gehouden. In de meeste gevallen is nalevering relevant omdat het continue uitstroomscenario's betreft waar het debiet bepalend is voor de uitstroomhoeveelheid en niet de inhoud van het falende onderdeel.

Verder kan bij een breuk van een leiding of slang uit beide kanten van de breuk uitstroming plaatsvinden. Hier is rekening mee gehouden in de modellering van deze scenario's waarbij dit relevant is. Bijvoorbeeld voor het breuk scenario van een BOG slang is hiermee rekening gehouden door te rekenen met een grotere effectieve diameter waarbij het uitstroomdebiet vanuit beide zijden van de breuk bij elkaar opgeteld wordt.

8.8 HP send-out (flexibele) leidingen

De HP send-out leidingen en de flexibele leidingen zijn gemodelleerd conform de rekenmethode voor mijnbouwrichtingen en gastransportinrichtingen in de HRB. Volgens deze rekenmethode worden voor een breuk in een bovengrondse leiding binnen een systeem van leidingen twee afzonderlijke "jets" gemodelleerd: één jet vanuit stroomopwaartse richting en één jet vanuit stroomafwaartse richting. Dit is beschreven in paragraaf 10.8.2.4 van de HRB. De toevoer vanuit het stroomopwaartse deel (in dit geval de toevoer vanuit de FSRU's) en de terugstroming vanuit het stroomafwaartse deel (in dit geval de terugstroming vanuit de on-shore send-out leiding die is verbonden met het gastransportnet) worden in de scenario's dus zo goed mogelijk gescheiden. Dit betekent dat de afzonderlijke jets in geval van een breuk van de leiding op de volgende manier zijn gemodelleerd:

- Deel scenario: uitstroming vanuit stroomopwaartse deel (vanuit de FSRU's): de uitstroming (en dus de jet) wordt hoofdzakelijk bepaald door het uitzenddebiet dat de FSRU('s) kan (kunnen) leveren tijdens nominale of piek send-out. De lengte van de leiding tot aan de breuk wordt geschat op:
 - Scenario's behorende bij leiding segment deel 1 (bovengronds): 370 m. Dit is de geschatte lengte van de leiding vanaf de hervergassingstreinen op de EXMAR barge (inclusief lengte flexibele leiding) tot aan de leiding op de kade (200 m) + de lengte van leiding segment deel 1 (170 m). Het is conservatiever om de leidinglengte tot aan breuk tot aan het einde van het leidingsegment te nemen en dus deze lengte erbij op te tellen omdat dan het gemiddelde debiet tussen 0-20 seconden hoger zal uitvallen (uitstroming op basis van druk en volume in de leiding is maatgevend t.o.v. het ingaande debiet).
 - Scenario's behorende bij leiding segment deel 2 (bovengronds): 762 m. Dit is de totale leidinglengte tot de breuk voor deel 1 (370 m) + leidinglengte segment deel 2 (92 m) + 300 m leiding (schatting) vanaf de hervergassingstreinen op de Golar Igloo FSRU tot segment deel 2.

Er dient voor dit deel geen rekening gehouden te worden met nalevering vanuit het stroomafwaartse deel. Dit is gemodelleerd door de dezelfde afstand in te voeren voor de lengte van de leiding als de afstand tot de breuk zoals hierboven bepaald. Op deze manier is er geen sprake van nalevering vanuit het stroomafwaartse deel waar een aparte jet voor gemodelleerd wordt (zie hieronder).

- Deel scenario: uitstroming vanuit stroomafwaartse deel (vanuit gastransportnetwerk). De uitstroming wordt hoofdzakelijk bepaald door de druk in de leiding (en de diameter van de leiding) en de nalevering vanuit het gastransportnetwerk. De nalevering vanuit het stroomopwaartse deel mag hierbij niet meegenomen worden. Dit is gemodelleerd door een leidinglengte in te voeren van 32 km (default HRB voor een bovengrondse installatie verbonden met één uitgaande transportleiding, zie tabel 106 in HRB hoofdstuk 10). Het ingaande

¹² Significant is hierbij meer dan 10% van de hoeveelheid die uit het falende onderdeel vrijkomt.

debiet is 0 kg/s. De leidinglengte tot de breuk is 32 km zodat er geen sprake is van nalevering vanuit het andere deel (stroomopwaarts in realiteit al is dit modelmatig in Safeti-NL het stroomafwaartse gedeelte). Op deze manier wordt de fakkel bepaald op basis van de uitstroming vanuit het verbonden gastransportnetwerk.

Voor de scenario's behorende bij de het ondergrondse leiding segment deel 3 dient de nalevering vanuit stroomopwaartse en stroomafwaartse leidingdelen te worden gecombineerd. Dit wordt gedaan door voor lengte van de leiding de som van de in- en uitgaande leiding te nemen. De uitgaande leiding is default 32 km. De ingaande leiding is de lengte van de leiding tot en met segment deel 2 (762 m, zie eerder) + de lengte van segment deel 3 (944 m). De totale lengte van de ingaande leiding is dan 1706 m. De som van de in- en uitgaande leiding is dan 33.706 m. Voor de leidinglengte tot de breuk dient conform de HRB (opmerking 2 onder tabel 107), de locatie ingevoerd te worden aan het eind van de bepalende leiding (1706 m).

Aangezien de HP send-out flexibele leidingen verbonden zijn met de HP send-out leidingen op de kade zijn de scenario's op dezelfde wijze gemodelleerd. Het verschil in de modellering is dat bij de flexibele leidingen rekening is gehouden met het aantal aanwezige leidingen (en dat het ingaande debiet verdeeld wordt over deze leidingen) en de kleinere diameter van deze leidingen (12 inch). Dit zal dus resulteren in een kleinere uitstroming zowel van het stroomopwaartse als het stroomafwaartse deel. De lengte van de leiding en de leidinglengte tot de breuk is aangepast op basis van bovengenoemde uitgangspunten voor de modellering van de leidingen op de kade.

8.9 Rekenrijen

In de rekenrijen is rekening gehouden met de twee operationele modi van de terminal: nominale send-out voor 85% van de tijd en piek send-out voor 15% van de tijd. De standaard fracties voor de dag (0,44) en nacht (0,56) rekenrijen zijn vermenigvuldigd met deze tijdsfractie van de operationele modi. Daarnaast is er voor de rekenrijen ook een aparte scenarioselectie gemaakt om rekening te houden met de verschillen in druk, send-out debieten en in gebruik zijnde hervergassingstreinen (inclusief HP send-out/booster pompen) tijdens nominale en piek send-out.



9 UITGEWERKTE SCENARIO'S

De uitgewerkte scenario's zijn opgenomen in bijlage A.

10 OMGEVING

10.1 Weergegevens

Voor het uitvoeren van de berekeningen moeten meteorologische gegevens worden ingevoerd. Als uitgangspunt zijn de weergegevens van Eelde toegepast, het weerstation dat het dichtste bij de Eemshaven ligt. In onderstaande tabel is een overzicht gegeven van de weerklassen die zijn beschouwd.

Tabel 10-1: Weerklassen

Weerklasse	Beschrijving
B3	Instabiel weer, gematigd zonnig, lichte tot gemiddelde wind (3 m/s)
D1.5	Licht instabiel weer, zonnig en winderig (1,5 m/s)
D5	Neutraal weer, bewolkt en winderig (5 m/s)
D9	Neutraal weer, bewolkt en winderig (9 m/s)
E5	Licht stabiel, licht winderig (3 m/s)
F1.5	Zeer stabiel, zeer licht winderig (1,5 m/s)

10.2 Ruwheidslengte van de omgeving

De ruwheidslengte is een (kunstmatige) lengtemaat die de invloed van de omgeving op de windsnelheid aangeeft (Ref. /1/). De ruwheidslengte van de omgeving is in Nederland standaard 300 mm. Met behulp van de 'Ruwheidskaart' van het Ministerie van IenW dient de ruwheidslengte van een bepaalde locatie worden bepaald. Hier mag echter beargumenteerd van afgeweken worden. Aangezien Eemshaven een haven is die in ontwikkeling is, is de ruwheidslengte van de Ruwheidskaart niet representatief bevonden¹³. Daarom is uitgegaan van de ruwheidslengte die is aangenomen in de vergunde QRA van Vopak Eemshaven die in 2015 door DNV is opgesteld (Ref. /5/). In die QRA is uitgegaan van de standaard ruwheidslengte van 300 mm. Dit is representatief voor een terrein met enkele verspreide grote obstakels. Deze obstakels zijn ook aanwezig bij RWE Essent, Vattenfall en mogelijk in de nabije toekomst de bij de staalfabriek Van Merksteijn.

10.3 Ontstekingsbronnen

Ontstekingsbronnen buiten de inrichting zijn alleen van belang voor het berekenen van het groepsrisico. Alleen ontstekingsbronnen die gelegen zijn binnen het berekende invloedsgebied (zie paragraaf 11.5) kunnen van belang zijn.

De Handleiding Risicoberekeningen (Ref. /1/) stelt dat enkel snelwegen dienen te worden beschouwd als ontstekingsbron. Voor lokale wegen wordt aangenomen dat de ontstekingskansen zijn inbegrepen bij de ontstekingskansen van huishoudens en kantoren (personen). De lokale wegen in de nabijheid van EET zijn daarom niet beschouwd als ontstekingsbron.

Per aanwezige persoon in de omgeving van EET wordt conform de Handleiding Risicoberekeningen (Ref. /1/) een ontstekingskans van 0.01 gehanteerd. Voor de aantallen en verspreiding van de populatie wordt verwezen naar paragraaf 10.4.

De scheepsbewegingen in de Wilhelminahaven zijn niet meegenomen als ontstekingsbron. Dit is een conservatieve benadering omdat in het geval een brandbare wolk tot ontsteking komt in deze haven, de wolk de populatiegebieden

¹³ De gevonden ruwheidslengte is 54 mm voor coördinaat [252, 607]. Dit is niet representatief bevonden gezien de aanwezigheid van de bedrijven (en obstakels) in de omgeving.

aan de overzijde van het haven bassin niet meer kan bereiken. Hierdoor zou het berekende groepsrisico lager kunnen uitvallen.

De ontstekingskans van de wolk bij naburige bedrijven zoals Vattenfall en RWE Essent is verondersteld inbegrepen te zijn bij de ontstekingskans voor de aangenomen populatie die daar aanwezig is. Het wordt erkent dat bij energiecentrales de kans op ontsteking hoger kan zijn dan bij een gemiddeld bedrijf. Echter, er zijn geen sterke ontstekingsbronnen zoals een procesinstallatie of hoogspanningskabel aanwezig die binnen het invloedsgebied zijn gelegen. Ook de turbines liggen buiten het invloedsgebied.

Ontstekingsbronnen binnen de terreingrens van EET zijn niet aanwezig en zijn verder ook niet relevant. Deze worden normaal gesproken ook buiten beschouwing gelaten voor de QRA. Dit is een conservatieve benadering, omdat een gaswolk die niet tot ontsteking komt binnen de terreingrens, de mogelijkheid heeft om buiten de terreingrens tot ontsteking te komen. Aangezien Safeti-NL standaard rekent met het 'vrije veld' model, wordt er in het model aangenomen dat een wolk die niet binnen de terreingrens ontsteekt, altijd ontsteekt wanneer deze zijn maximale omvang heeft bereikt.

10.4 Populatiegegevens

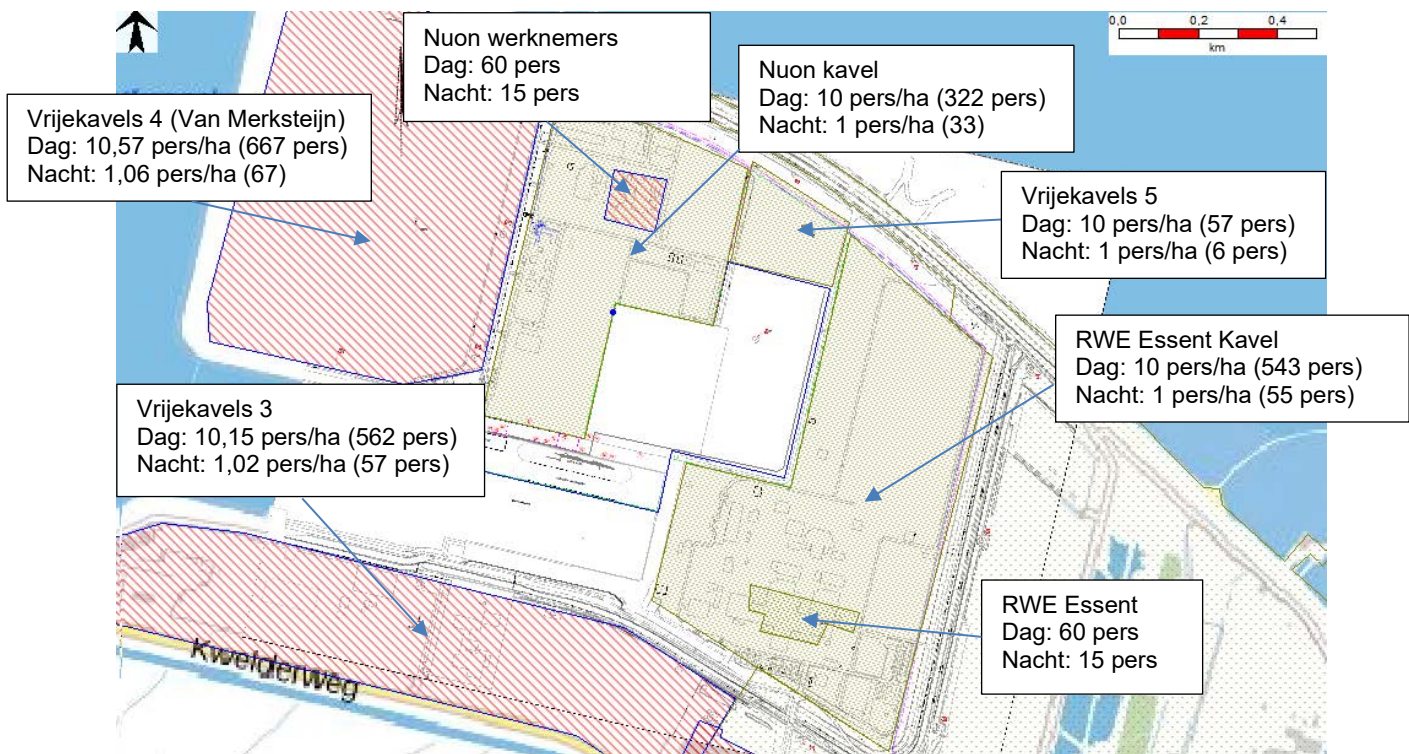
In lijn met het Bevi is bij het berekenen van het groepsrisico alleen rekening gehouden met alle mogelijke aanwezigen buiten de inrichting. De aanwezige personen op het terrein van EET worden niet meegenomen bij de bepaling van het groepsrisico. Er zijn twee groepsrisicoberekeningen uitgevoerd:

1. Op basis van kentallen waarbij de populatie van (lege) kavels is aangenomen op 10 personen per hectare overdag en 1 persoon per hectare in de nacht. Op basis van de karakteristiek van het bedrijventerrein hebben de OGD en de VRG recent overlegd en geconcludeerd dat 10 personen per hectare representatief is voor het bestemmingsplan. In sommige gevallen is een iets hoger kental aangenomen op basis van een ouder bevolkingsmodel van de OGD. De personen aantallen voor de kantoorgebouwen van Vattenfall en RWE Essent zijn hier ook op gebaseerd (60 personen overdag, 15 in de nacht).
2. Op basis van enkele verfijningen die zijn aangebracht voor de populatie in de omgeving die nu en in de komende 5 jaar mogelijk aanwezig kunnen zijn.

In onderstaande paragrafen wordt in detail en transparant beschreven welke populatiegebieden en aantallen personen zijn aangenomen.

10.4.1 Kentallen voor representatieve bestemmingscapaciteit

De populatiegebieden (in de directe omgeving van EET) met gehanteerde aantallen personen en/of kentallen voor de representatieve bestemmingscapaciteit zijn weergegeven in Figuur 10-1. Indien de populatie is ingevoerd op basis van een kental, is dit kental genoemd met daarbij tussenhaakjes het totaal aantal personen voor het gehele populatiegebied (o.b.v. oppervlakte van polygon).

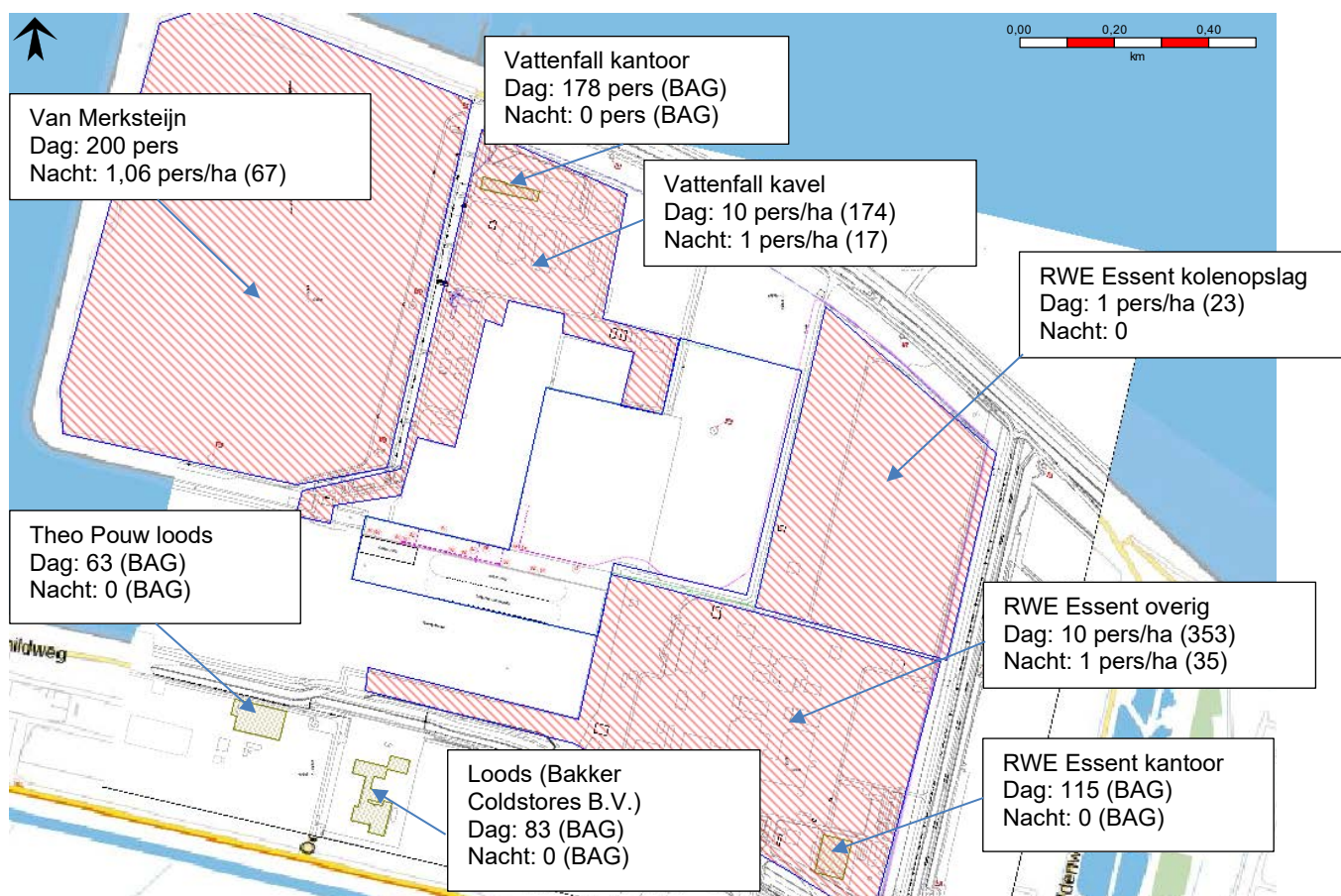


Figuur 10-1: Populatie kentallen voor de representatieve bestemmingscapaciteit

10.4.2 Verfijnde populatie

De berekening op basis van kentallen maakt conservatieve aannames over de aanwezige populatie. Hierdoor wordt het totaal aantal (verwachte) personen per buurtbedrijf overschat die nu en in de komende 5 jaar mogelijk aanwezig kunnen zijn. Vanwege deze reden heeft DNV samen met EET de populatie verfijnd waarbij een realistischere inschatting is gemaakt van het aantal aanwezige personen. Daarnaast is de populatie voor de bedrijven en gebouwen binnen het invloedsgebied is opgevraagd op pand-niveau via de nationale populatieservice (versie: 202201). De populatieservice is gebaseerd op de basisadministratie adressen en gebouwen (BAG). Het doel van de populatieservice is het beschikbaar stellen van informatie over personendichtheden geschikt voor de berekening van het groepsrisico van een inrichting vallend onder Bevi (zoals EET).

Populatie uit de BAG bevat veel maar niet alle benodigde gegevens. Naast personen die in de gebouwen aanwezig zijn, kunnen daarnaast nog extra personen op een terrein aanwezig zijn. Hier dient apart rekening mee gehouden worden in de groepsrisicoberekeningen. Daarom is naast de BAG populatie, voor de omliggende bedrijven net als bij de berekening op basis van kentallen additioneel uitgegaan van een generiek kental of vast aantal personen voor aanwezige populatie over het gehele bedrijfsterrein. In Figuur 10-2 zijn de populatiegebieden en aangenomen kentallen/aantallen weergegeven. In Tabel 10-2 is een toelichting op de gemaakte aanpassingen opgenomen.



Figuur 10-2: Verfijnde populatie

Tabel 10-2: Aanpassingen in de verfijnde populatie t.o.v. berekening op basis van kentallen

Populatiegebied (polygon in berekening o.b.v. kentallen)	Kentallen	Verfijnde populatie	Toelichting
Vrijekavels 4 (Van Merksteijn)	Dag: 10,57 pers/ha (667 pers) Nacht: 1,06 pers/ha (67)	Dag: 200 pers Nacht: 1,06 pers/ha (67)	667 personen overdag is een overschatting. 200 personen is realistischer. Populatie in de nacht is hetzelfde aangenomen als in de berekening op basis van kentallen.
Nuon werknemers	Dag: 60 pers Nacht: 15 pers	Dag: 178 pers (BAG) Nacht: 0 pers (BAG)	Dit betreft het kantoorgebouw van (Nuon) Vattenfall. De locatie was onjuist ingevoerd. De juiste locatie en aantallen personen is op basis van BAG ingevoerd. Echter in beide gevallen valt het kantoorgebouw buiten het invloedsgebied en is daarom niet relevant voor de berekening van het groepsrisico.
Nuon kavel (Vattenfall kavel)	Dag: 10 pers/ha (322 pers) Nacht: 1 pers/ha (33)	Dag: 10 pers/ha (174 pers) Nacht: 1 pers/ha (17)	Geen wijzigingen in kentallen. Echter, het populatiegebied is nauwkeuriger ingetekend door rekening te houden waar personen mogelijk aanwezig kunnen zijn. Daardoor valt het totaal aantal personen lager uit. Bij Vattenfall worden in enkele gebieden direct aangrenzend aan EET geen personen verwacht (zie ook Figuur 10-2).
Vrijekavels 5	Dag: 10 pers/ha (57) Nacht: 1 pers/ha (6)	Dag: 0 Nacht: 0	Op deze kavel worden in de komende vijf jaar geen bedrijven/personen verwacht. Populatiegebied is verwijderd.
RWE Essent Kavel	Dag: 10 pers/ha (543) Nacht: 1 pers/ha (55)	Kolenopslag: Dag: 1 pers/ha (23) Nacht: 0 Overig: Dag: 10 pers/ha (353) Nacht: 1 pers/ha (35)	Het bedrijfsterrein van RWE Essent is opgesplitst in twee populatiegebieden: kolenopslag en overig. Dit is gedaan omdat bij de kolenopslag minder personen aanwezig zijn dan voor de rest van het terrein. Daarnaast is het gebied 'overig' nog verlengd tot en met de kade waar de scheepsverlading van kolen etc.

Populatiegebied (polygon in berekening o.b.v. kentallen)	Kentallen	Verfijnde populatie	Toelichting
			plaatsvindt. In de berekening op basis van kentallen was hier geen rekening mee gehouden.
RWE Essent	Dag: 60 pers Nacht: 15 pers	Dag: 115 pers (BAG) Nacht: 0 pers (BAG)	Dit betreft het kantoorgebouw van RWE Essent. De locatie was onjuist in de berekening op basis van kentallen. De juiste locatie en aantallen personen is op basis van BAG ingevoerd. Echter in beide gevallen valt het kantoorgebouw buiten het invloedsgebied en is daarom niet relevant voor de berekening van het groepsrisico.
Vrijekavels 3	Dag: 10,15 pers/ha (562) Nacht: 1,02 pers/ha (57)	Theo Pouw loods: Dag: 63 (BAG) Nacht: 0 (BAG) Loods (Bakker Coldstores B.V.): Dag: 83 (BAG) Nacht: 0 (BAG)	Voor dit populatiegebied is alleen de daadwerkelijke populatie (nog gelegen binnen invloedsgebied) op basis van BAG ingevoerd. Voor de overige gebieden binnen het invloedsgebied worden in de komende vijf jaar geen bedrijven/personen verwacht. Uit de export van BAG komt een loods van Theo Pouw en een andere loods (Bakker Coldstores B.V.). De invoer van deze laatste loods is aangeduid met de naamgeving op basis van BAG: "BAG P165110000001771"

10.5 Beschouwing domino-effecten en beschadigingen

Het optreden van beschadigingen en domino-effecten is niet opgenomen in de standaard faalfrequenties op een inrichting. Deze paragraaf geeft een beschouwing van de mogelijk relevante domino-effecten en externe beschadigingen die kunnen optreden.

10.5.1 Externe beschadigingen

Externe beschadiging betreft het optreden van een Loss of Containment ten gevolge van bijvoorbeeld een botsing met een voertuig of kraan binnen de inrichting (alleen relevant voor installatieonderdelen die op de kade staan). Er wordt aangenomen dat er voldoende maatregelen zijn¹⁴ om uitstroming ten gevolge van externe beschadiging te voorkomen zodat geen aanvullende scenario's hoeven opgenomen te worden in de QRA. Externe beschadiging van de installatiedelen in de FSRU's is niet aannemelijk. Dit wordt hieronder verder toegelicht.

Daarnaast zou ook externe beschadiging kunnen optreden door een aanvaring. Aangezien de FSRU's en de LNGC in een (kleine) insteekhaven zijn gelegen buiten de vaarroutes, hoeft conform de HRB (module C, paragraaf 3.14.3.3) geen rekening gehouden te worden met aanvaringsscenario's. In dat geval is de kans op een botsing die leidt tot een uitstroming dusdanig klein, dat deze niet beschouwd hoeft te worden. Daarnaast wordt verwacht dat vanwege de hoek van aanvaring alsmede de lage kinetische energie van de scheepsbewegingen (i.v.m. de lage vaarsnelheden) in de Wilhelminahaven een eventuele aanvaring niet zal resulteren in een gat in de ladingtanks van de dubbelwandige FSRU's of LNGC.

Een Loss of Containment kan ook optreden ten gevolge van externe beschadiging door oorzaken van buiten de inrichting. Scenario's die beschouwd dienen te worden zijn neerstortende vliegtuigen en falende windturbines¹⁵. Conform de HRB dient beoordeeld te worden of deze oorzaken tot een significante verhoging kan leiden van de berekende externe risico's van de inrichting. Het additionele risico van deze oorzaken dient beschouwd te worden in de QRA als de frequentie groter is dan 10% van de standaard frequentie van catastrofaal¹⁶ falen van een blootgesteld installatieonderdeel met gevaarlijke stoffen.

¹⁴ Preventieve organisatorische maatregelen zijn: permit to work systeem; Task Risk Assessments - TRA voor aanvang van werkzaamheden, eventuele tool box meetings, LOTO systeem, dragen en plaatsen van mobiele gasdetectors bij werkzaamheden. Fysieke maatregelen kunnen zijn: plaatsen van crash barriers, hekken, etc.

¹⁵ Hogedruk aardgasleidingen worden in HRB paragraaf 3.2.2.1 (module C) ook genoemd, maar zijn behandeld onder interne domino-effecten in paragraaf 10.5.2. Aangezien de hogedruk aardgasleiding binnen de inrichting van EET doorloopt buiten de inrichting en uiteindelijk verbonden wordt met een bestaande aardgasleiding in het gasnetwerk, is er geen sprake van een mogelijke 'externe' beschadiging door het falen van één van deze leidingen buiten de inrichting (betreft immers dezelfde leiding).

¹⁶ De frequentie van 'catastrofaal falen' is de som van de frequenties van de scenario's 'instantaan falen' en '10 minuten uitstroming'.

Neerstortende vliegtuigen

Conform de HRB paragraaf 3.2.2.1 wordt een LoC ten gevolge van externe beschadiging door neerstortende vliegtuigen meegenomen wanneer een inrichting gelegen is onder de aanvliegeroute van een vliegveld en de kans op een neerstortend vliegtuig groter is dan 10% van de standaard faalfrequentie van catastrofaal falen¹⁶. In een dergelijk geval dient de frequentie van instantaan falen verhoogd te worden met het plaatsgebonden risico ten gevolge van neerstortende vliegtuigen ter plekke.

De risicocontouren van alle regionale luchthavens zijn beschikbaar via het Compendium voor de leefomgeving¹⁷. De dichtstbijzijnde luchthaven bij EET is de luchthaven Groningen / Eelde, zie Figuur 10-3. De risicocontouren van de luchthaven reiken tot ongeveer 1,5 km buiten de grenzen van de luchthaven, de terminal ligt op een afstand van ongeveer 40 km. De terminal bevindt zich dus niet binnen de risicocontouren van een luchthaven en het risico op beschadiging van equipment als gevolg van een neerstortend vliegtuig hoeft dus niet in de QRA te worden opgenomen.

2018



Kans op overlijden door een vliegtuigongeval binnen de risicocontouren

- Eens in de 100.000 jaar (PR = 10^{-5} per jaar)
- Eens in de 1.000.000 jaar (PR = 10^{-6} per jaar)

Bron: NLR en PBL

0 1 2 km



Figuur 10-3: Risicocontouren rondom Groningen Airport Eelde

Het bevoegde gezag heeft aangegeven dat in noord Groningen (waaronder de Eemshaven) een laagvlieggebied is. Het uitgangspunten is dat dat laagvliegen boven de terminal wordt uitgesloten.

¹⁷ Externe veiligheid rond regionale luchthavens, 2010-2018 | Compendium voor de Leefomgeving (clo.nl), bezocht op 01-07-2022.

Falende windturbines

In de directe omgeving van EET zijn enkele windturbines aanwezig van het type Vestas V-90 3 MW (M-turbines). Bij het falen van windturbines zijn vier faalscenario's van belang waarbij schade aan installaties kan optreden:

1. het afvallen van de gondel en/of de rotor
2. het breken van de mast
3. bladafworp bij nominaal toerental
4. bladafworp bij overtoeren (tweemaal nominaal toerental).

Op basis van eerder uitgevoerde windturbine analyse studies door DNV is gebleken dat het laatste faalscenario (bladafworp bij overtoeren) niet bijdraagt aan een significante verhoging van de faalfrequenties van installaties binnen een inrichting. Deze faaloorzaak wordt dan ook verder niet meer beschouwd. Tevens resulteert het scenario bladafworp bij nominaal toerental in grotere effectafstanden dan het afvallen van de gondel en/of rotor en het breken van de mast. Op basis daarvan kan geconcludeerd worden dat wanneer installaties buiten het effectgebied liggen van bladafworp bij nominaal toerental er ook geen sprake is van een significante verhoging van de faalfrequentie van catastrofaal falen.

In een eerdere studie van DNV is het effectgebied (straal van 185 m) bepaald van bladafworp bij nominaal toerental voor een Vestas V-90 3 MW turbine (M-type) en een Enercon E-82 3 MW turbine (R-type). Deze effectgebieden zijn weergegeven in Figuur 10-4. Uit deze figuur is te zien dat de installaties op beide FSRU's, de LNGC en de (NG/LNG) leidingen op de kade buiten het effectgebied liggen. Alleen een deel van de ondergrondse hogedruk aardgasleiding ligt binnen het effectgebied van turbine M10 zoals weergegeven in onderstaande figuur.



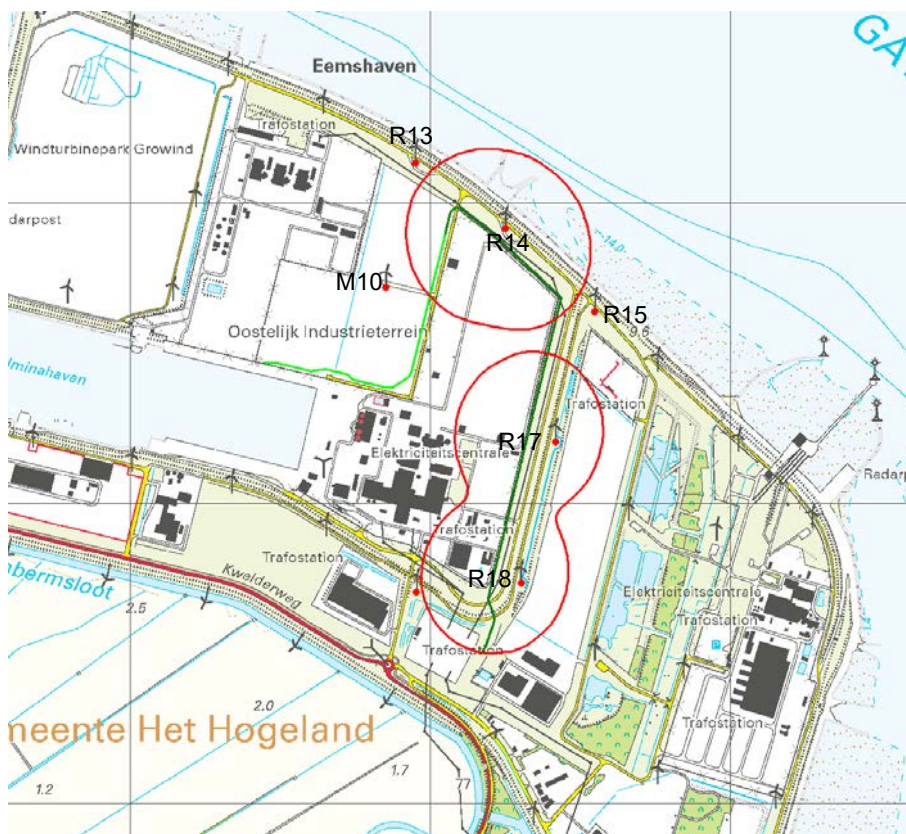
Figuur 10-4: Effectgebieden (bladafworp bij nominaal toerental) van omliggende windturbines. Groene punten zijn de gemodelleerde procesonderdelen op de EXMAR FSRU barge die het dichtste bij een windturbine is gelegen. Groene lijnen zijn de bovengrondse leidingen op de kade en de ondergrondse aardgasleiding binnen de inrichting

EET heeft berekeningen uitgevoerd om te onderzoeken welke windturbines kunnen leiden tot een 10^{-6} /jaar contour voor de ondergrondse aardgasleiding (voor het deel van de leiding dat zowel binnen als buiten de inrichting is gelegen). In Figuur 10-5 zijn de berekende 10^{-6} /jaar contouren weergegeven. Er valt te zien dat drie windturbines (R14, R17 en R18) aanleiding geven tot een 10^{-6} contour rondom delen van de leiding die buiten de inrichtingsgrenzen zijn gelegen (deze

delen van de leiding vallen onder het Besluit externe veiligheid buisleidingen, Bevb¹⁸). De reden hiervoor is dat deze windturbines op relatief korte afstand van de leiding staan ten opzichte van andere nabijgelegen windturbines. Hierdoor is er een verhoogd risico voor een deel van de leiding waardoor er een 10^{-6} /jaar risicocontour wordt berekend.

Er valt tevens in Figuur 10-5 te zien dat het falen van windturbine M10 (die binnen de inrichting is gelegen) niet leidt tot een 10^{-6} /jaar contour. Er wordt immers geen vergelijkbare contour (zoals voor R14, R17 en R18) berekend rondom het deel van de leiding dat binnen de inrichting is gelegen. De hoofdreden hiervoor is dat windturbine M10 op grotere afstand staat van de leiding dan de andere windturbines. De exacte afstand van de windturbine in combinatie met de diepteligging van de leiding is zodanig dat er geen 10^{-6} /jaar contour wordt berekend. Hetzelfde kan geconcludeerd worden voor windturbine R13 die op nog grotere afstand staat dan M10.

Veder dient opgemerkt te worden dat de afstand van R14 tot aan de leiding die binnen de inrichting is gelegen groter is dan de afstand van M10 tot aan dit deel van de leiding. Daarom leidt het falen van R14 niet tot een 10^{-6} /jaar contour voor dit deel van de leiding¹⁹.



Figuur 10-5: 10^{-6} /jaar risicocontouren (berekend door EET) van de ondergrondse hogedruk pijpleiding (lichtgroen: binnen de inrichting, donkergrond: buiten de inrichting) inclusief falen van omliggende windturbines.

¹⁸ Het deel van de ondergrondse leiding dat buiten de inrichting is gelegen valt onder het Bevb en maakt daarom geen onderdeel uit van de scope van deze (Bevi) QRA.

¹⁹ In Figuur 10-5 ligt wel een 10^{-6} /jaar contour rondom het een deel van de leiding dat binnen de inrichting is gelegen. Dit betekent echter niet dat deze 10^{-6} /jaar contour ook wordt veroorzaakt door een verhoogd risico voor dit deel van de leiding omdat windturbine R14 immers op relatief grote afstand staat vanaf dit deel van de leiding. De berekende 10^{-6} /jaar contour wordt namelijk alleen veroorzaakt door het falen van het deel van de leiding dat buiten de inrichting is gelegen (ten gevolge van het falen van windturbine R14).

Conclusie

Vrijwel alle installaties liggen buiten het effectgebied (bladafworp bij nominaal toerental) van de omliggende windturbines. De enige uitzondering is de ondergrondse hogedruk aardgasleiding. De leiding ligt in de invloedssfeer van enkele dichtbijgelegen windturbines. Het plaatsgebonden risico van de gehele ondergrondse leiding is berekend door EET. Op basis van de resultaten kan geconcludeerd worden dat de windturbines alleen een 10^{-6} /jaar risico kunnen veroorzaken voor delen van de leiding die buiten de inrichting zijn gelegen. Deze delen vallen onder Bevb en daarom is dit verder niet relevant voor deze (Bevi) QRA. Er is aangetoond dat de windturbines geen verhoogd risico (10^{-6} /jaar contour) veroorzaken voor het deel van de leiding binnen de inrichting die binnen de scope van deze QRA valt.

Vanwege bovenstaande redenen is het risico van falende windturbines verder niet meegenomen in de QRA.

Uitzonderlijke natuurlijke omstandigheden

Overige locatie-specifieke natuurlijke omstandigheden zoals storm, hoog water en aardbevingen zijn ook externe factoren die mogelijk zouden kunnen tot beschadigen.

Conform de HRB, module C paragraaf 10.2.4.4 hoeft de extra risicobijdrage van uitzonderlijke natuurlijke omstandigheden, zoals overstroming, aardbevingen en orkanen niet in rekening gebracht te worden in de QRA, op voorwaarde dat de installaties voldoen aan de geldende standaarden voor goede bedrijfsvoering inclusief eisen ten aanzien van het Veiligheidsbeheersysteem.

Verder zijn aardbevingen voor het gebied van de Eemshaven uitgesloten (informatie GSP, gemeente Hoogeland). Wind, golven, stroming zijn allemaal meegenomen in de rapporten over scheepssimulaties (MARIN), het metocean rapport en geanalyseerd door middel van Dynamic Mooring Analyses - DMA, die ertoe geleid hebben tot het ontwerp van de bolders en het voorgeschreven gebruik van voldoende sterke mooring lines, die maximaal tot 50% zullen worden belast in het geval van een ééns in de 100 jaar overschrijding van de gemeten windsterkte.

10.5.2 Interne domino-effecten

Interne domino-effecten ontstaan wanneer het falen van één installatie met gevaarlijke stoffen leidt tot het falen van een ander installatie met gevaarlijke stoffen. Een voorbeeld is het ontstaan van een BLEVE van een drukopslag ten gevolge van een fakkelt of een plasbrand. Interne domino-effecten worden niet expliciet meegenomen in een QRA. Alleen bij een situatie waarin het falen van één installatie duidelijk leidt tot het falen van een andere installatie (zoals bijvoorbeeld twee LPG opslagtanks die naast elkaar staan), dient een intern domino-effect meegenomen te worden in een QRA. Er is geen drukopslag aanwezig binnen de inrichting.

Van leidingen en equipment op FSRU's die (dicht) naast elkaar liggen of in de buurt van de LNG ladingtank zijn geen interne domino-effecten meegenomen in de QRA omdat er:

- 1) Snel ingegrepen kan worden m.b.v. het ESD-systeem (waardoor de uitstroming tijdig stopt) en;
- 2) Omdat er een werkend brand- en gasdetectiesysteem aanwezig is.

Conform HRB par 10.2.4.3 worden interne domino-effecten niet additioneel in rekening gebracht voor delen van de inrichting waar een werkend brand- en gasdetectiesysteem aanwezig is. Beide FSRU's en tevens ook de LNG run-down leidingen beschikken hierover.

Voor meer informatie wordt verwezen naar de technische specificaties van de Golar FSRU (Ref. /6/). Er is een fire & gas systeem aanwezig om lekkages / branden snel te detecteren (zie paragraaf 6.4, Ref. /6/). Vervolgens is er een ESD en Process shutdown (PSD) systeem om de uitstroom tijdig te stoppen. Daardoor blijft de duur van de brand kort zodat er geen intern domino-effect kan optreden (daar is langdurige blootstelling aan warmtestraling van nodig). Explosies met

hoge piekoverdrukken worden voorkomen door maatregelen zoals de Ex zones (ATEX zones) en algeheel verbod op ontstekingsbronnen aan boord. Verder is er een actief fire fighting systeem aanwezig om een eventuele brand te bestrijden en omliggende equipment, leidingen en de ladingtank te koelen (zie paragraaf 6.5, Ref. /6/) om interne domino-effecten te voorkomen. Op de EXMAR FSRU barge zijn vergelijkbare systemen aanwezig. Gezien deze veiligheidsmaatregelen is escalatie van een incident naar het falen van andere installaties (bijv. de ladingtank) aan boord van een FSRU zeer onwaarschijnlijk en daarom niet aanvullend in de QRA opgenomen.

Met betrekking tot interne domino-effecten voor hogedruk gastransportleidingen staat in de HRB paragraaf 10.2.4.3 module C dat alleen domino-effecten als gevolg van branden die ontstaan bij flenslekkages worden meegenomen. Aangezien er één enkele hogedruk gastransportleiding aanwezig is binnen de inrichting en deze wordt uitgevoerd met een minimum aan flenzen, zijn interne domino-effecten verder niet beschouwd.

10.5.3 Externe domino-effecten

Externe domino-effecten ontstaan wanneer een incident met gevaarlijke stoffen (bijv. bij een Brzo-bedrijf) buiten de inrichting kan leiden tot het falen van installaties bij EET. Het is niet de bedoeling dat externe domino-effecten van Brzo-bedrijven in de omgeving worden meegenomen in de QRA. Dit is ook zo opgenomen in paragraaf 3.2.2.2 van de Handleiding Risicoberekening (Ref. /1/): 'externe domino-effecten worden niet expliciet meegenomen in een QRA'. Kortom, EET hoeft niet te beoordelen wat de impact is op hun QRA ten gevolge van mogelijke externe domino-effecten die veroorzaakt kunnen worden door Brzo-bedrijven of activiteiten met gevaarlijke stoffen in de omgeving. Daarnaast zijn die bedrijven of activiteiten ook niet aanwezig in de nabije omgeving van EET (de tanks van Vopak Eemshaven liggen op ongeveer 3 km afstand). Externe domino-effecten zijn dus niet relevant voor de QRA en worden ook niet verwacht.

10.5.4 EET als domino-effect veroorzakende inrichting

Gezien de afstand tot Brzo-bedrijven, de grootte van het berekende invloedsgebied (zie paragraaf 11.5) en de maximale effectafstanden in het SMEZ-rapport (bijlage B) wordt niet verwacht dat EET domino-effecten kan veroorzaken bij bedrijven die met gevaarlijke stoffen werken.

11 RISICORESULTATEN

11.1 Plaatsgebonden risico

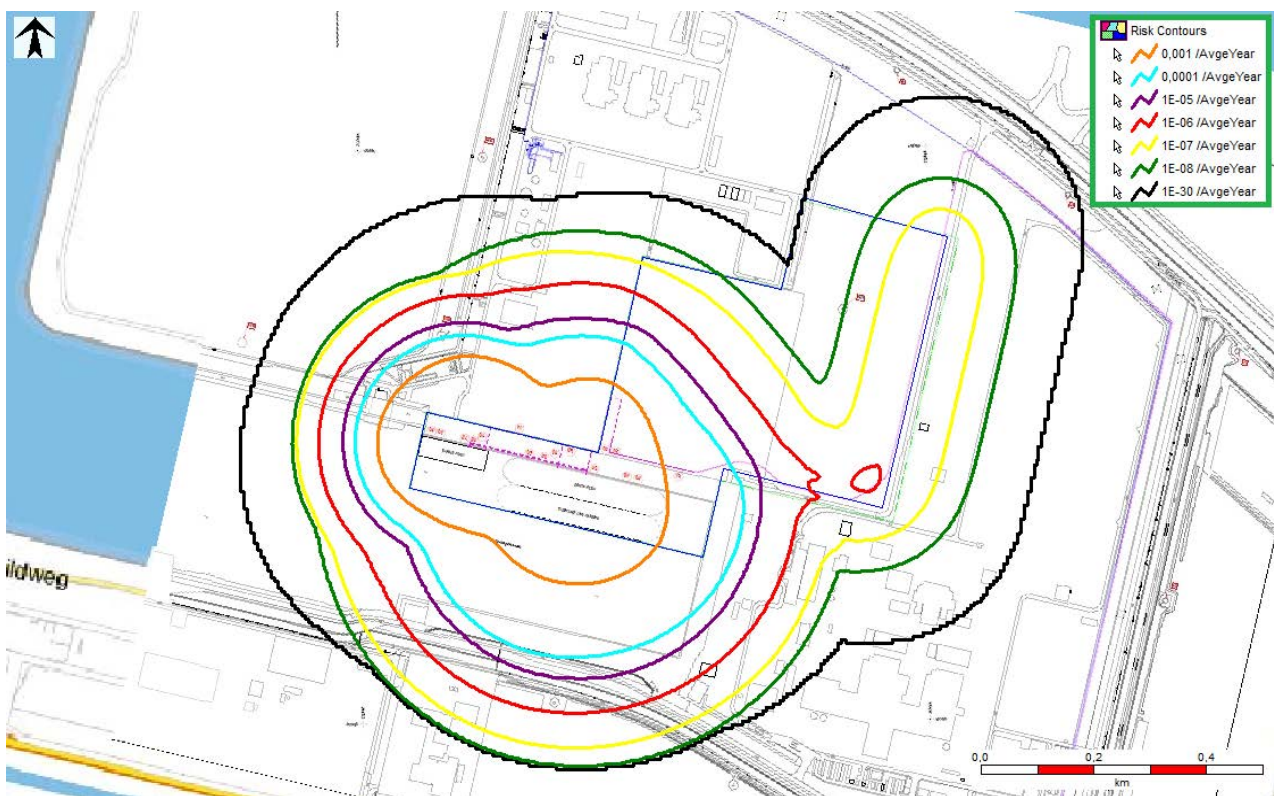
Het berekende plaatsgebonden risico is opgenomen in Figuur 11-1. De indicatieve afstand tot de 10^{-6} , 10^{-5} en 10^{-4} per jaar PR-contouren is weergegeven in Tabel 11-1.

Tabel 11-1: Indicatieve afstand tot verschillende PR-contouren van EET terminal*

	Indicatieve maximale afstand tot contour (m)
PR-contour 10^{-4} per jaar	280
PR-contour 10^{-5} per jaar	315
PR-contour 10^{-6} per jaar	375

*Bepaald op basis van opmeten diameter contour in noord/zuid richting delen door twee. Afstand in oost/west richting kan groter zijn.

Er zijn geen kwetsbare objecten gelegen in de 10^{-6} /jaar contour. Echter, de 10^{-6} /jaar ligt over gronden waarop het bestemmingsplan de oprichting van kwetsbare objecten niet uitsluit. Er zijn wel beperkt kwetsbare objecten (bijv. de elektriciteitscentrales van Vattenfall en RWE Essent) gelegen binnen de 10^{-6} /jaar contour. Voor beperkt kwetsbare objecten kan een hoger risico toegestaan worden mits dit voldoende gemotiveerd wordt. De kantoorgebouwen van Vattenfall en RWE Essent liggen buiten het invloedsgebied (10^{-30} /jaar) en dus ook buiten de 10^{-6} /jaar contour.



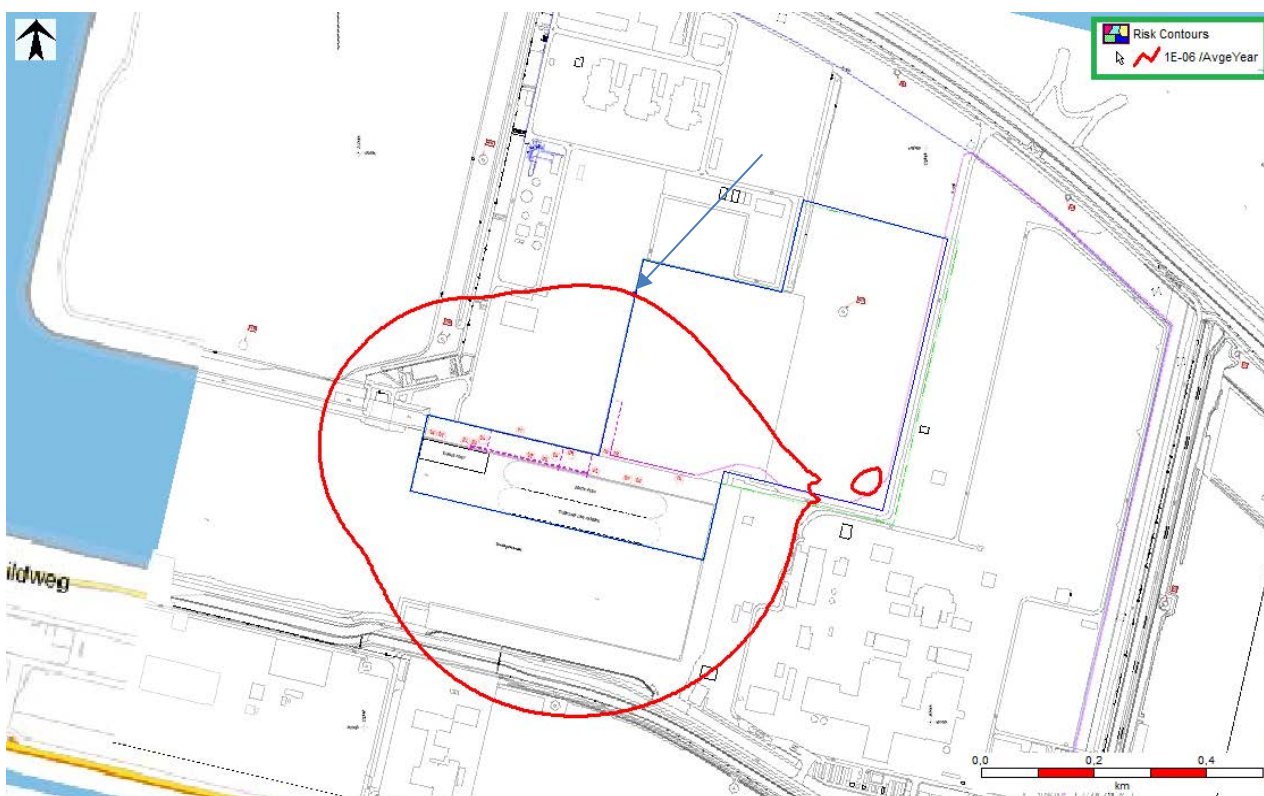
Figuur 11-1: Plaatsgebonden risicocontouren

11.2 De bepalende scenario's voor het plaatsgebonden risico

De bepalende scenario's voor het plaatsgebonden risico zijn de scenario's die opgeteld ten minste 90% van het plaatsgebonden risico van de 10^{-6} /jaar contour bepalen. Van de bepalende scenario's dient het volgende beschreven te worden:

- Stof (LNG of NG, beide gemodelleerd als puur methaan);
- Scenariofrequentie;
- Bronsterkte;
- Bronduur;
- Schadeafstanden voor weersklasse F1,5 en D5 (1% overlidenskans bij blootstelling).

Voor de scenariofrequentie wordt (ook) verwezen naar Bijlage A. De schadeafstanden zijn uit het SMEZ-rapport gehaald (zie bijlage B). Een risico ranking rapport geeft inzicht in welke scenario's het risico bepalen op een bepaalde locatie. Volgens de Handleiding Risicoberekeningen Bevi dient een plaatsgebonden risico ranking opgesteld te worden voor de 10^{-6} /jaar plaatsgebonden risicocontour. Op één punt op de 10^{-6} /jaar contour is de bijdrage tot het plaatsgebonden risico nader bepaald (zie Figuur 11-2). Deze bijdrage verschilt niet veel op andere punten/locaties op de 10^{-6} /jaar contour omdat verderop zal blijken dat het 10^{-6} /jaar risico bepaald wordt door dezelfde scenario's. Daarom is de bijdrage slechts op één punt gegeven.



Figuur 11-2: Ligging van het risicorankingpunt (blauwe punt aangegeven met pijl) op de 10^{-6} per jaar PR-contour

In Tabel 11-2 is het bepalende scenario voor het 10^{-6} /jaar plaatsgebonden risico gegeven. Het 10^{-6} /jaar risico wordt vrijwel volledig bepaald door een breuk van één van de slangen tijdens scheepsverlading van LNG vanuit LNG carrier naar de Golar Igloo FSRU waarbij het ESD systeem faalt om in te grijpen. Dit scenario heeft een frequentie van $4,00 \times 10^{-5}$ /jaar.

Tabel 11-2: Bepalende scenario voor de 10⁻⁶/jaar risicocontour

Scenario	Bronsterkte	Bronduur	Risico bijdrage	Cumulatief	Grootste 1% letaliteit effectafstand	
	(kg/s)	(s)	(%)	(%)	F1,5 (m)	D5 (m)
LNGC verlading\LNG slangen\Breuk LNG composiet slang ESD-\Breuk ESD-	306	1800	97,5	97,5	467	427
Overig			2,5	100		

11.3 Groepsrisico

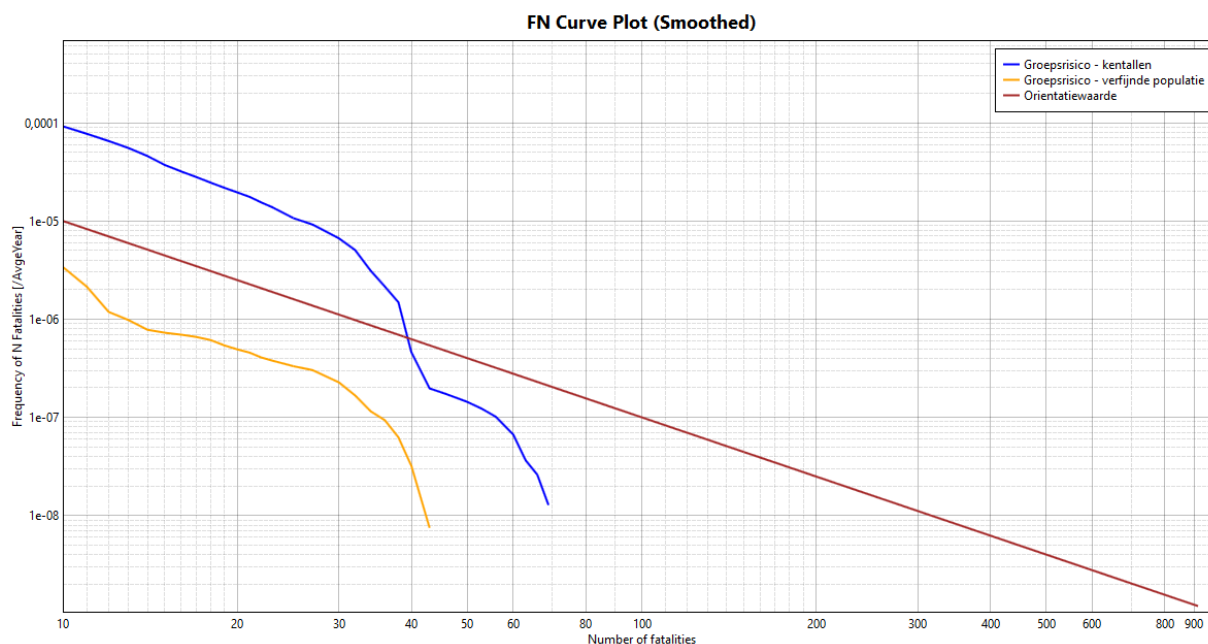
In Figuur 11-3 is het groepsrisico weergegeven in een FN-curve. Er zijn twee groepsrisicoberekeningen uitgevoerd:

1. Op basis van kentallen waarbij is uitgegaan voor de kavels van 10 personen per hectare overdag en 1 persoon per hectare in de nacht. Dit is gebaseerd op een representatieve bestemmingscapaciteit zoals recent overlegd door OGD en de VRG;
2. Op basis van enkele verfijningen die zijn aangebracht voor de populatie in de omgeving die nu en in de komende 5 jaar mogelijk aanwezig kunnen zijn.

De blauwe curve is de berekende FN-curve voor het groepsrisico op basis van kentallen (berekening 1). De oranje curve is het groepsrisico op basis van de verfijningen die aangebracht zijn in de populatie (berekening 2). De bruine lijn geeft de oriënterende waarde weer.

In de eerste berekening wordt de oriënterende waarde van het groepsrisico overschreden (maximale overschrijdingsfactor van ongeveer 9 bij 10 slachtoffers). Dit heeft voornamelijk te maken met het feit dat bij de berekening op basis van kentallen het totaal aantal (verwachte) personen per buurbedrijf naar mening van EET overschat wordt. De tweede berekening, met een meer realistischere inschatting van EET van de aanwezige personen in de omgeving, resulteert in een groepsrisico dat de oriënterende waarde niet overschrijdt.

Het maximale aantal slachtoffers dat berekend wordt in de eerste berekening is gelijk aan 69 bij een kans van $1,28 \times 10^{-8}$ per jaar. In de tweede berekening is het maximale aantal slachtoffers gelijk aan 43 bij een kans van $7,51 \times 10^{-9}$ per jaar.



Figuur 11-3: Groepsrisico op basis van kentallen (blauw), verfijnde populatie (oranje) en oriëntatiewaarde (bruin)

11.4 De bepalende scenario's voor het groepsrisico

De bepalende scenario's voor het groepsrisico zijn de scenario's die opgeteld ten minste 90% van het groepsrisico in de intervallen 10 – 100, en 100 – 1000 bepalen. Het maximum aantal slachtoffers dat afgelezen kan worden uit de gepresenteerde groepsrisicocurven in de vorige paragraaf is echter kleiner dan 100 personen. Daarom zijn alleen de bepalende scenario's voor het slachtofferinterval 10-100 gegeven en niet 100-1000. In Tabel 11-3 en Tabel 11-3 zijn respectievelijk de bepalende scenario's voor het berekende groepsrisico op basis van kentallen en de verfijnde populatie gegeven. Uit beide tabellen blijkt dat het groepsrisico hoofdzakelijk wordt bepaald door een breuk van één van de slangen tijdens scheepsverlading van LNG vanuit LNG carriers naar de Golar FSRU en die ingezet worden voor de verbinding tussen de LNG run-down leiding en de FSRU's.

Tabel 11-3: Bepalende scenario's voor het groepsrisico op basis van kentallen in het slachtofferinterval 10-100

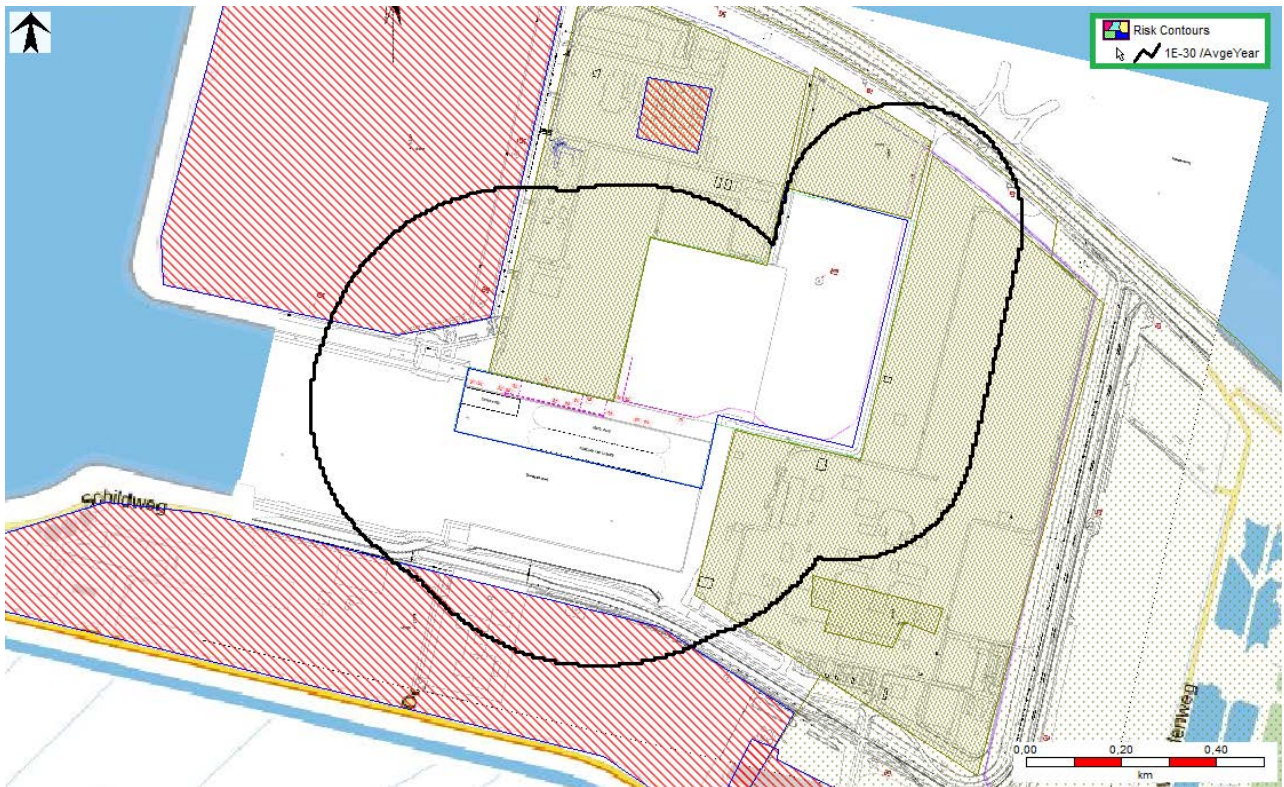
Scenario	Bronsterkte	Bronduur	Frequentie-bijdrage in interval	Cumulatief	Grootste 1% letaliteit effectafstand	
	(kg/s)	(s)	(%)	(%)	F1,5 (m)	D5 (m)
LNGC verlading\LNG slangen\Breuk LNG composiet slang ESD-\Breuk ESD+	306	60	54,3	54,3	316	317
LNG run-down\Holding\Composiet slangen\Exmar\Breuk\Breuk	116	67	11,3	65,6	200	204
LNG run-down\Transfer\Composiet slangen\Exmar\Breuk ESD+\Breuk ESD+	88	120	10,6	76,1	180	193
LNG run-down\Holding\Composiet slangen\2nd FSRU\Breuk\Breuk	116	67	6,2	82,3	200	204
LNG run-down\Transfer\Composiet slangen\2nd FSRU\Breuk ESD+\Breuk ESD+	88	120	5,4	87,7	180	193
LNGC verlading\LNG slangen\Breuk LNG composiet slang ESD-\Breuk ESD-	306	1800	5,0	92,7	467	427
Overig			7,3	100		

Tabel 11-4: Bepalende scenario voor het groepsrisico op basis van de verfijnde populatie in het slachtofferinterval 10-100

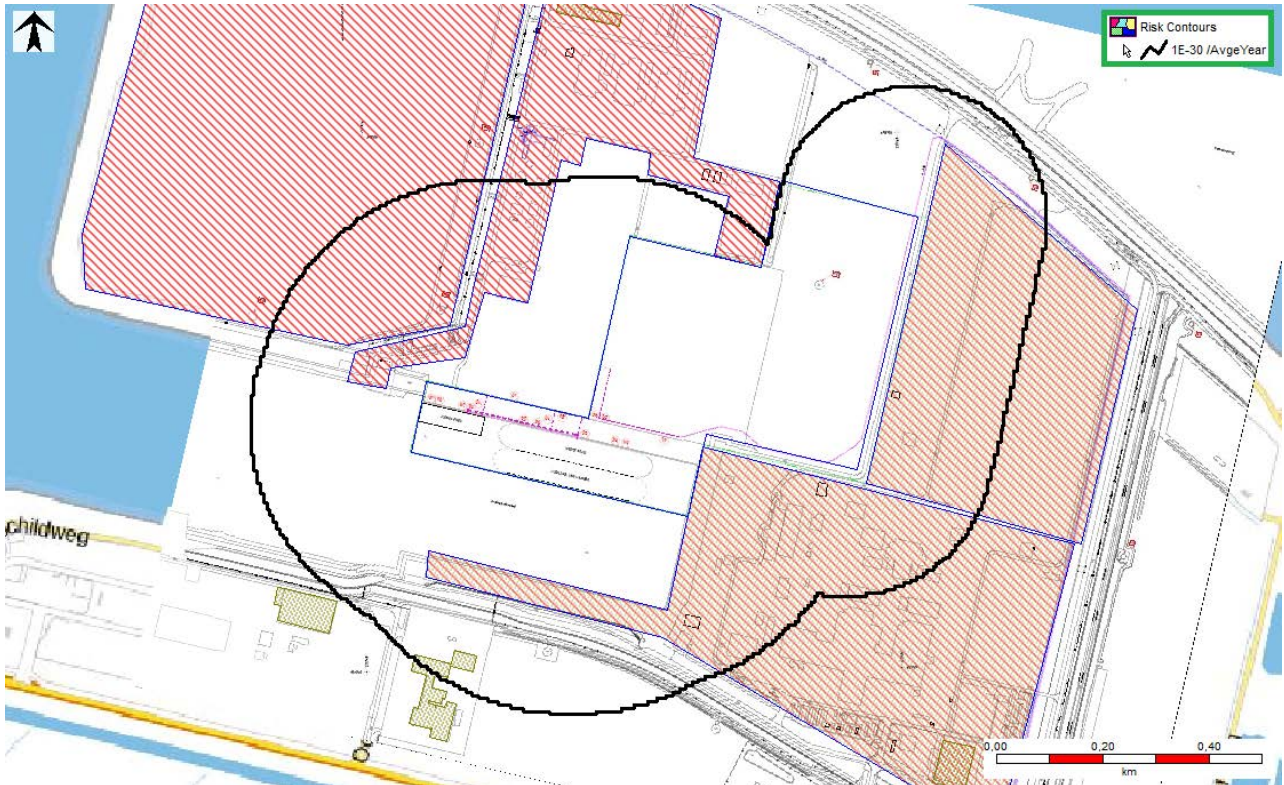
Scenario	Bronsterkte	Bronduur	Frequentie-bijdrage in interval	Cumulatief	Grootste 1% letaliteit effectafstand	
	(kg/s)	(s)	(%)	(%)	F1,5 (m)	D5 (m)
LNGC verlading\LNG slangen\Breuk LNG composiet slang ESD-\Breuk ESD+	306	60	55,9	55,9	316	317
LNGC verlading\LNG slangen\Breuk LNG composiet slang ESD-\Breuk ESD-	306	1800	38,6	94,5	467	427
Overig			5,5	100		

11.5 Invloedsgebied

Het invloedsgebied wordt bepaald door het scenario met de grootste 1% letaliteitafstand. De omvang van het invloedsgebied wordt bepaald door de zwarte contourlijn (10^{-30} /jaar risicocontour). Binnen het invloedsgebied dient voldoende populatie meegenomen worden in de QRA voor de berekening van het groepsrisico. De grootte van het invloedsgebied samen met de beschouwde populatiegebieden is weergegeven in onderstaande figuren. Figuur 11-4 toont het invloedsgebied met de beschouwde populatie op basis van kentallen. Figuur 11-5 toont het invloedsgebied samen met de verfijnde populatie. Zoals blijkt uit beide figuren zijn er voldoende populatiegebieden beschouwd voor de berekening van het groepsrisico. Voor de definitie van de populatiegebieden en aantallen personen wordt verwezen naar paragraaf 10.4.



Figuur 11-4: Invloedsgebied, inclusief beschouwde populatie op basis van kentallen (gearceerde gebieden)



Figuur 11-5: Invloedsgebied, inclusief beschouwde populatie op basis de verfijnde populatie (gearceerde gebieden)

11.6 Aandachtsgebieden

De volgende aandachtsgebieden zijn berekend:

- Brandaandachtsgebied;
- Explosieaandachtsgebied.

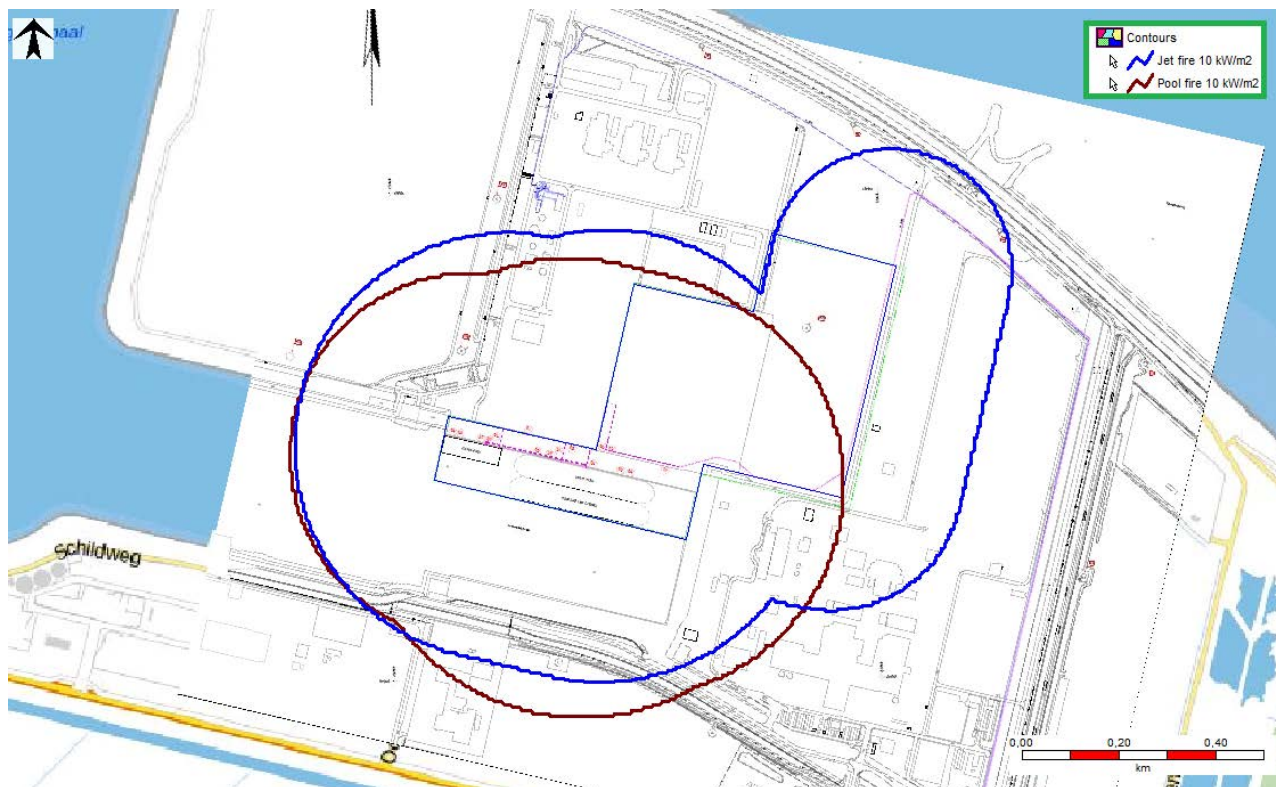
Het brandaandachtsgebied is het gebied rondom een activiteit waarbinnen, als gevolg van de activiteit, warmtestralingseffecten boven de 10 kW/m^2 mogelijk zijn. Bij langdurige blootstelling aan warmtestraling boven de 10 kW/m^2 kunnen gebouwen bezwijken en kunnen er dus binnenshuis personen komen te overlijden.

Het explosieaandachtsgebied wordt bepaald als het gebied waarbinnen overdrukken van hoger dan 0,1 bar mogelijk zijn als gevolg van de activiteit. Bij het berekenen van het plaatsgebonden risico wordt ervan uitgegaan dat personen zich buiten bevinden. Het criterium voor overlijden als gevolg van overdruk voor personen buiten is 0,3 bar. Maar omdat aandachtsgebieden gericht zijn op mensen die zich binnenshuis bevinden kunnen er al mensen overlijden bij overdrukken vanaf 0,1 bar. Bij 0,1 bar overdruk kan er structurele schade aan een gebouw optreden en kunnen mensen die zich binnen bevinden komen te overlijden, door het (deels) instorten van het gebouw.

De effectgebieden voor de verschillende aandachtsgebieden zijn weergegeven bij een kans van 1×10^{-20} per jaar en zijn weergegeven als contouren op een kaart in de volgende paragrafen.

11.6.1 Brandaandachtsgebied

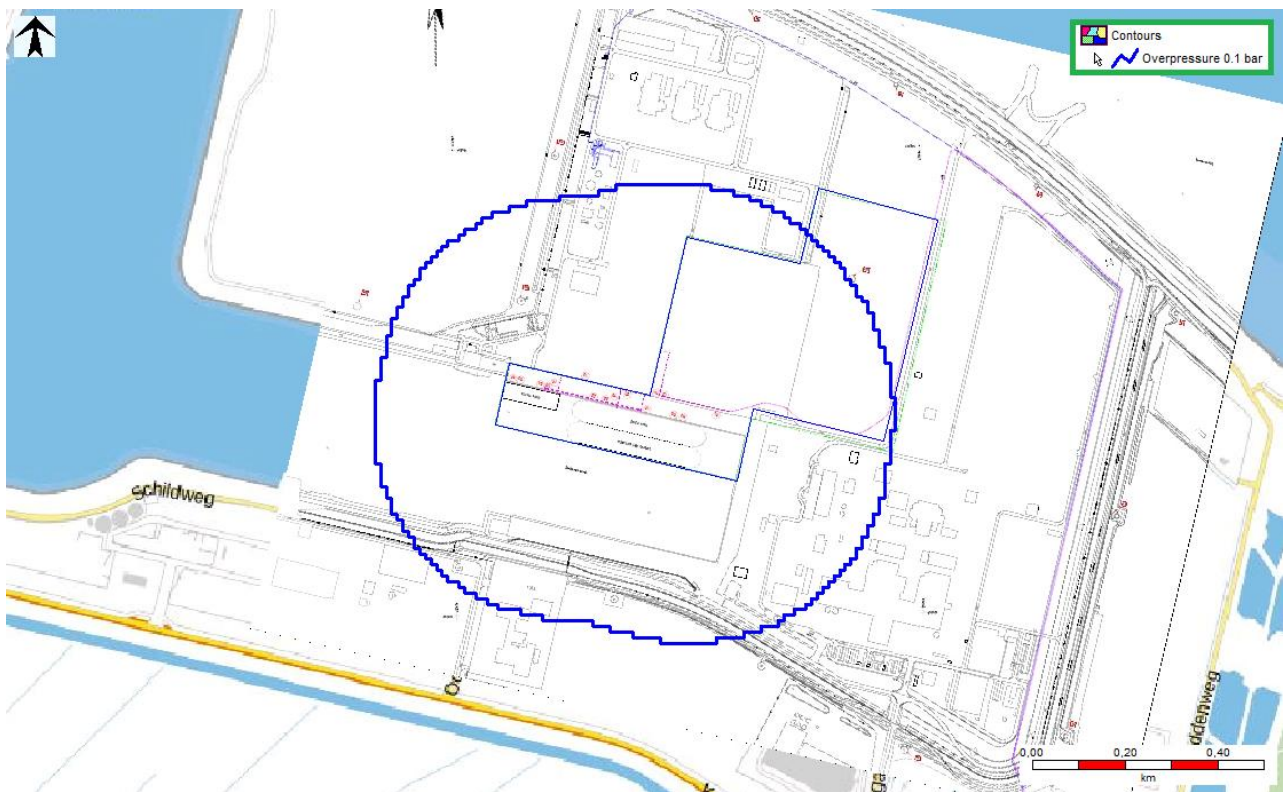
Het brandaandachtsgebied is weergegeven in Figuur 11-6. Deze figuur toont de effectcontouren van het optreden van $>10 \text{ kW/m}^2$ warmtestraling ten gevolge van een fakkelbrand en een plasbrand. Safeti-NL berekent geen effectcontouren voor een vuurbal omdat er geen (instantaan falen) scenario's zijn waarbij een vuurbal berekend wordt. Alle scenario's in de QRA resulteren in een continue uitstroming. De grootte van het aandachtsgebied wordt bepaald door worst-case scenario's met een zeer kleine kans van voorkomen.



Figuur 11-6: Brandaandachtsgebied

11.6.2 Explosieaandachtsgebied

Het explosieaandachtsgebied is weergegeven in Figuur 11-7. Deze figuur toont de effectcontour van een explosie met een overdruk niveau van >100 mbar. Deze contour is berekend op basis van een ontsteking in het centrum van een brandbare wolk op het moment dat het centrum op de terreingrens is. Voor de berekening van de overdruk niveaus wordt uitgegaan van het TNO Multi-Energie (ME) model en de hoogste curve (curve 10). Dit is een zeer conservatieve benadering gezien de beperkte mate van insluiting/besloten gebieden in de omgeving en het feit dat aardgas/methaan een stof is met een lage reactiviteit.



Figuur 11-7: Explosieaandachtsgebied

12 CONCLUSIE

EemsEnergy Terminal B.V. is voornemens een LNG import terminal te realiseren in de haven van Eemshaven. Gezien de hoeveelheid gevaarlijke stoffen die binnen de inrichting aanwezig kunnen zijn, is de inrichting van EET aangewezen in het kader van het Brzo 2015. Op grond hiervan dient EET in het kader van het Bevi een QRA op te stellen. EET heeft DNV gevraagd om de QRA uit te voeren. De QRA is opgesteld conform de vergunningsaanvraag en de Handleiding Risicoberekeningen Bevi, versie 4.3 (Ref. /1/). De risicoberekeningen zijn uitgevoerd met het simulatieprogramma Safeti-NL 8.5.

Met betrekking tot het plaatsgebonden risico kan het volgende worden geconcludeerd:

- Er zijn geen kwetsbare objecten gelegen in de 10^{-6} /jaar contour. Echter, de 10^{-6} /jaar ligt over gronden waarop het bestemmingsplan de oprichting van kwetsbare objecten niet uitsluit;
- Er zijn wel beperkt kwetsbare objecten (bijv. de elektriciteitscentrales van Vattenfall en RWE Essent) gelegen binnen de 10^{-6} /jaar contour. Voor beperkt kwetsbare objecten kan een hoger risico toegestaan worden mits dit voldoende gemotiveerd wordt. De kantoorgebouwen van Vattenfall en RWE Essent liggen buiten het invloedsgebied (10^{-30} /jaar) en dus ook buiten de 10^{-6} /jaar contour;
- Het 10^{-6} /jaar plaatsgebonden risico wordt vrijwel volledig bepaald door een breuk van één van de slangen tijdens scheepsverlading van LNG vanuit LNG carrier naar de Golar Igloo FSRU waarbij het ESD systeem faalt om in te grijpen.

Met betrekking tot het groepsrisico zijn twee berekeningen uitgevoerd:

1. Op basis van kentallen voor de representatieve bestemmingscapaciteit;
2. Op basis van enkele verfijningen die zijn aangebracht voor de populatie in de omgeving die nu en in de komende 5 jaar mogelijk aanwezig kunnen zijn.

De eerste berekening resulteert in een overschrijding van de oriënterende waarde. Dit heeft voornamelijk te maken met het feit dat bij de berekening op basis van kentallen het totaal aantal (verwachte) personen per buurtbedrijf naar mening van EET overschat wordt. De tweede berekening, met een meer realistischere inschatting van EET van de aanwezige personen in de omgeving, resulteert in een groepsrisico dat de oriënterende waarde niet overschrijdt. Het berekende groepsrisico wordt hoofdzakelijk bepaald door een breuk van één van de slangen tijdens scheepsverlading van LNG vanuit LNG carriers naar de Golar FSRU en die ingezet worden voor de verbinding tussen de LNG run-down leiding en de FSRU's.

Tevens zijn vooruitlopend op de nieuwe Omgevingswet aandachtsgebieden berekend. De omvang van het brand- en explosieaandachtsgebied is weergegeven in de figuren die opgenomen zijn in paragraaf 11.6.

Als laatste wordt opgemerkt dat in het kader van het ruimtelijke ordeningsspoor ook de voorwaarde uit de binnenplanse afwijkingsbevoegdheid moet worden beantwoord. De voorwaarde hiervoor is dat er geen onevenredige belemmeringen mogen optreden voor omliggende bestaande bedrijven.

13 REFERENTIES

- /1/ Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu (RIVM), Handleiding Risicoberekeningen Bevi, versie 4.3, 1 januari 2021.
[Handleiding Risicoberekeningen Bevi v4.3 | RIVM](#)
- /2/ Tecnicas, EXMAR P14-002 – EXMAR FSRU BASIC QRA REPORT, revisie 0, 03-03-2016
- /3/ Maritime Safety Committee (MSC), International Maritime Organisation (IMO), Formal Safety Assessment (FSA) - Liquefied Natural Gas (LNG) Carriers, MSC 83/INF.3, 3 juli 2007
- /4/ RIVM, Interim rekenmethode LNG-bunkerstations, 18-12-2014
- /5/ DNV, QRA Project Emma, Vopak Terminal Eemshaven BV, revisie 12, 20-08-2015
- /6/ NewFortress energy (NFE), Technical specifications FSRU Golar Igloo, Revision 1
- /7/ John Baik et al., “Consequence Modelling of LNG Marine Incidents”, American Society of Safety Engineers Middle East Chapter 7th Professional Development Conference & Exhibition Kingdom of Bahrain, March 18-22, 2006
- /8/ Cook, J., Bahrami, Z., Whitehouse, R. J., “A comprehensive program for calculation of flame radiation levels”, J. Loss Prev. Process Ind., 3, pp 150-155, 1990
- /9/ DNV Software, “POLF (Pool Fire) Theory Document”, versie 8.5, mei 2021

BIJLAGE A

Uitgewerkte scenario's

De scenario's zijn opgedeeld in de volgende onderdelen:

1. LNGC verlading
2. EXMAR FSRU barge s188
3. Golar Igloo FSRU
4. LNG run-down
5. BOG balancing
6. NG HP send-out flexibele leidingen
7. NG HP send-out leidingen

LNGC verlading

Tabel A-13-1: Scenario's voor LNGC verlading

Scenario	Druk [barg]	Debiet per slang [m ³ /uur]	Uitstroom debiet [kg/s] ¹	Aantal	Uitstroom duur [s]	Diameter [inch]	Vervolg fractie	Tijd per jaar [uren]	Finale faalfrequentie [per jaar]
Breuk LNG composietslang operator grijpt in (op+)	4.5	2000	306	4	60	10	0.99	2502	3.96E-03
Breuk LNG composietslang operator faalt (op-)	4.5	2000	306	4	1800	10	0.01	2502	4.00E-05
Lek 10% diameter LNG composietslang	4.5	2000	5.9	4	1800	10	1	2502	4.00E-01
Breuk BOG composietslang	0.3	-	14.7	2	1800	10 ^[2]	1	2502	2.00E-03
Lek BOG composietslang	0.3	-	0.09	2	1800	10	1	2502	2.00E-01

1. Het uitstroomdebiet voor het breuk scenario van de LNG composietslang wordt bepaald door het pompdebiet en is vermenigvuldigd met een factor 1.3 om rekening te houden met een hoger pompdebiet als gevolg van het verlies van tegendruk (zie paragraaf 8.2 voor de onderbouwing).
2. Voor het breukscenario van de BOG slang is rekening gehouden met tweezijdige uitstroming uit beide zijden van de breuk (zie ook paragraaf 8.7). Hierbij is met een grotere effectieve diameter gerekend (12,53 inch oftewel 318 mm) zodat het uitstroomdebiet vanuit beide zijden van de breuk bij elkaar opgeteld wordt.

EXMAR FSRU barge s188

Tabel A-13-2: Scenario's voor EXMAR FSRU barge tijdens nominale send-out (NO)

Secctie ¹	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom Debiet ^{2,3} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding ⁴ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie ⁵ [per jaar]
SI 004	Piping - LR - ESD+	0.1	2.85	-	1.00E-07	104	0.99	1.03E-05
	Piping - LR - ESD-	0.1	2.85	-	1.00E-07	104	0.01	1.04E-07
	Piping - Leak	0.1	-	-	5.00E-07	104	-	5.20E-05
SI 007	Piping - LR - ESD+	9	154.95	-	1.00E-07	104	0.99	1.03E-05
	Piping - LR - ESD-	9	154.95	-	1.00E-07	104	0.01	1.04E-07
	Piping - Leak	9	-	-	5.00E-07	104	-	5.20E-05
SI 101	BOG exchanger - 10 tubes - ESD+	0.1	0.42	1.00E-06	-	-	0.99	9.90E-07
	BOG exchanger - 10 tubes - ESD-	0.1	0.42	1.00E-06	-	-	0.01	1.00E-08
	Piping - LR - ESD+	0.1	2.85	-	1.00E-07	150	0.99	1.49E-05
	Piping - LR - ESD-	0.1	2.85	-	1.00E-07	150	0.01	1.50E-07
	Piping - Leak	0.1	-	-	5.00E-07	150	-	7.50E-05
SI 102	Piping - LR - ESD+	0.1	2.85	-	1.00E-07	150	0.99	1.49E-05
	Piping - LR - ESD-	0.1	2.85	-	1.00E-07	150	0.01	1.50E-07
	Piping - Leak	0.1	-	-	5.00E-07	150	-	7.50E-05
SI 103	Piping - LR - ESD+	6.2	2.85	-	1.00E-07	150	0.99	1.49E-05
	Piping - LR - ESD-	6.2	2.85	-	1.00E-07	150	0.01	1.50E-07
	Piping - Leak	6.2	-	-	5.00E-07	150	-	7.50E-05
SI 104	BOG compressor - Rupture - ESD+	6.9	2.85	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
	BOG compressor - Rupture - ESD-	6.9	2.85	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
	BOG compressor - Leak	6.9	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03

Sectie ¹	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom Debiet ^{2,3} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding ⁴ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie ⁵ [per jaar]
	Piping - LR - ESD+	6.9	2.85	-	1.00E-07	150	0.99	1.49E-05
	Piping - LR - ESD-	6.9	2.85	-	1.00E-07	150	0.01	1.50E-07
	Piping - leak	6.9	-	-	5.00E-07	150	-	7.50E-05
SI 105	BOG compressor - Rupture - ESD+	6.9	2.85	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
	BOG compressor - Rupture - ESD-	6.9	2.85	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
	BOG compressor - Leak	6.9	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
	Piping - LR - ESD+	6.9	2.85	-	1.00E-07	150	0.99	1.49E-05
	Piping - LR - ESD-	6.9	2.85	-	1.00E-07	150	0.01	1.50E-07
	Piping - leak	6.9	-	-	5.00E-07	150	-	7.50E-05
SI 201	Piping - LR - ESD+	4.5	152.4	-	1.00E-07	105	0.99	1.04E-05
	Piping - LR - ESD-	4.5	152.4	-	1.00E-07	105	0.01	1.05E-07
	Piping - Leak	4.5	-	-	5.00E-07	105	-	5.25E-05
SI 202	BOG condensor - CR	6	Instantaan	5.00E-05 ²⁰	-	-	-	5.00E-05
	BOG condensor - 10 min	6	24.5	5.00E-05 ²⁰	-	-	-	5.00E-05
	BOG condensor - leak	6	-	1.00E-03 ²⁰	-	-	-	1.00E-03
	Piping - LR - ESD+	6	10.8	-	3.00E-07	150	0.99	4.46E-05
	Piping - LR - ESD-	6	10.8	-	3.00E-07	150	0.01	4.50E-07
	Piping - Leak	6	-	-	2.00E-06	150	-	3.00E-04
SI 203	Piping - LR - ESD+	6.2	2.85	-	3.00E-07	150	0.99	4.46E-05
	Piping - LR - ESD-	6.2	2.85	-	3.00E-07	150	0.01	4.50E-07
	Piping - Leak	6.2	-	-	2.00E-06	150	-	3.00E-04

²⁰ De BOG condensor is vergelijkbaar met een procesvat, waarin een faseverandering plaatsvindt. Er is gekozen om de scenario's en faalfrequenties te hanteren die gelden voor een plaatwarmtewisselaar (zie paragraaf 6.2: generieke scenario's voor warmtewisselaars en condensors). Een plaatwarmtewisselaar heeft dezelfde type scenario's als een procesvat alleen dan met faalfrequenties die een factor 10 hoger zijn.

Sectie ¹	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom Debiet ^{2,3} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding ⁴ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie ⁵ [per jaar]
SI 204	HP pump - Rupture - ESD+	4.5	51.9	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
	HP pump - Rupture - ESD-	4.5	51.9	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
	HP pump - Leak	4.5	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
SI 205	Piping - LR - ESD+	87.7	0.45	-	1.00E-07	68	0.99	6.73E-06
	Piping - LR - ESD-	87.7	0.45	-	1.00E-07	68	0.01	6.80E-08
	Piping - Leak	87.7	-	-	5.00E-07	68	-	3.40E-05
SI 206	Piping - LR - ESD+	87.7	152.4	-	1.00E-07	87	0.99	8.61E-06
	Piping - LR - ESD-	87.7	152.4	-	1.00E-07	87	0.01	8.70E-08
	Piping - Leak	87.7	-	-	5.00E-07	87	-	4.35E-05
SI 207	HP pump - Rupture - ESD+	4.5	51.9	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
	HP pump - Rupture - ESD-	4.5	51.9	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
	HP pump - Leak	4.5	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
SI 208	HP pump - Rupture - ESD+	4.5	51.9	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
	HP pump - Rupture - ESD-	4.5	51.9	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
	HP pump - Leak	4.5	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
SI 211	Piping - LR - ESD+	87.7	0.45	-	1.00E-07	10	0.99	9.90E-07
	Piping - LR - ESD-	87.7	0.45	-	1.00E-07	10	0.01	1.00E-08
	Piping - Leak	87.7	-	-	5.00E-07	10	-	5.00E-06
SI 212	Vapourizer - 10 tubes - ESD+	84.2	76.2	1.00E-05	-	-	0.99	9.90E-06
	Vapourizer - 10 tubes - ESD-	84.2	76.2	1.00E-05	-	-	0.01	1.00E-07
	Vapourizer - 1 tube	84.2	-	1.00E-03	-	-	-	1.00E-03

Secctie ¹	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom Debiet ^{2,3} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding ⁴ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie ⁵ [per jaar]
	Vapourizer – leak	84.2	-	1.00E-02	-	-	-	1.00E-02
	Piping - LR - ESD+	84.2	77.7	-	1.00E-07	140	0.99	1.39E-05
	Piping - LR - ESD-	84.2	77.7	-	1.00E-07	140	0.01	1.40E-07
	Piping - Leak	84.2	-	-	5.00E-07	140	-	7.00E-05
SI 213	Piping - LR - ESD+	83	76.2	-	1.00E-07	74	0.99	7.33E-06
	Piping - LR - ESD-	83	76.2	-	1.00E-07	74	0.01	7.40E-08
	Piping - Leak	83	-	-	5.00E-07	74	-	3.70E-05
SI 214	Vapourizer - 10 tubes - ESD+	84.2	76.2	1.00E-05	-	-	0.99	9.90E-06
	Vapourizer - 10 tubes - ESD-	84.2	76.2	1.00E-05	-	-	0.01	1.00E-07
	Vapourizer - 1 tube	84.2	-	1.00E-03	-	-	-	1.00E-03
	Vapourizer - leak	84.2	-	1.00E-02	-	-	-	1.00E-02
	Piping - LR - ESD+	84.2	76.2	-	1.00E-07	140	0.99	1.39E-05
	Piping - LR - ESD-	84.2	76.2	-	1.00E-07	140	0.01	1.40E-07
	Piping - Leak	84.2	-	-	5.00E-07	140	-	7.00E-05
SI 215	Piping - LR - ESD+	83	76.2	-	1.00E-07	84	0.99	8.32E-06
	Piping - LR - ESD-	83	76.2	-	1.00E-07	84	0.01	8.40E-08
	Piping - Leak	83	-	-	5.00E-07	84	-	4.20E-05
SI 218	Piping - LR - ESD+	80	152.4	-	1.00E-07	43	0.99	4.26E-06
	Piping - LR - ESD-	80	152.4	-	1.00E-07	43	0.01	4.30E-08
	Piping - Leak	80	-	-	5.00E-07	43	-	2.15E-05
SI 219	Piping - LR - ESD+	80	152.4	-	1.00E-07	27	0.99	2.67E-06
	Piping - LR - ESD-	80	152.4	-	1.00E-07	27	0.01	2.70E-08
	Piping - Leak	80	-	-	5.00E-07	27	-	1.35E-05

Sectie ¹	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom Debiet ^{2,3} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding ⁴ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie ⁵ [per jaar]
SI 301	Buffer tank - CR	80	Instantaan	5.00E-06	-	-	-	5.00E-06
	Buffer tank - 10 min	80	1.4	5.00E-06	-	-	-	5.00E-06
	Buffer tank - leak	80	-	1.00E-04	-	-	-	1.00E-04
	Piping - LR - ESD+	80	2.25	-	3.00E-07	150	0.99	4.46E-05
	Piping - LR - ESD-	80	2.25	-	3.00E-07	150	0.01	4.50E-07
	Piping - leak	80	-	-	2.00E-06	150	-	3.00E-04

1. Secties zijn gebaseerd op de secties zoals gedefinieerd in het basic QRA rapport (Ref. /2/).

2. Het debiet voor de leksenario's wordt berekend in Safeti-NL en is verder niet gerapporteerd.

3. Het uitstroomdebiet wordt bepaald door het pompdebiet en vermenigvuldigd met 1.5 om rekening te houden met een hoger pompdebiet als gevolg van het verlies van tegendruk in de leiding (zie ook paragraaf 8.2).

4. Leiding lengte binnen een insluitsysteem is geschat op basis van de diameter van het leidingwerk en het volledige volume van de het insluitsysteem. Indien een insluitsysteem leidingen met verschillende diameters bevat, is de leidingdiameter gebruikt die bij de grootste lengte leidingen hoort. Aangezien dit voor een aantal insluitsystemen (e.g. insluitsystemen met veel volume in vaten) voor een grote overschatting van de leiding lengte leidt (~2 km voor sommige secties), is de geschatte leiding lengte gelimiteerd op maximaal 150 m. Er is aangenomen dat er binnen één insluitsysteem niet meer dan 150 meter leiding aanwezig is.

5. De faalfrequenties in de tabel gaan ervan uit dat de FSRU barge 100% van de tijd in de nominale send-out mode opereert. In de fracties van de rekenrijen wordt vervolgens rekening gehouden met de daadwerkelijke tijd dat de barge op nominale send-out opereert (zie paragraaf 3.1).

Tabel A-13-3: Scenario's voor EXMAR FSRU barge tijdens maximale (piek) send-out (MX)

Sectie ¹	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom Debiet ^{2,3} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding ⁴ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie ⁵ [per jaar]
SI 004	Piping - LR - ESD+	0.1	2.85	-	1.00E-07	104	0.99	1.03E-05
	Piping - LR - ESD-	0.1	2.85	-	1.00E-07	104	0.01	1.04E-07
	Piping - leak	0.1	-	-	5.00E-07	104	-	5.20E-05
SI 007	Piping - LR - ESD+	9	232.35	-	1.00E-07	104	0.99	1.03E-05
	Piping - LR - ESD-	9	232.35	-	1.00E-07	104	0.01	1.04E-07
	Piping - leak	9	-	-	5.00E-07	104	-	5.20E-05

Sectie¹	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom Debiet^{2,3} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding⁴ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie⁵ [per jaar]
SI 101	BOG exchanger - 10 tubes - ESD+	0.1	0.42	1.00E-06	-	-	0.99	9.90E-07
	BOG exchanger - 10 tubes - ESD-	0.1	0.42	1.00E-06	-	-	0.01	1.00E-08
	Piping - LR - ESD+	0.1	2.85	-	1.00E-07	150	0.99	1.49E-05
	Piping - LR - ESD-	0.1	2.85	-	1.00E-07	150	0.01	1.50E-07
	Piping - Leak	0.1	-	-	5.00E-07	150	-	7.50E-05
SI 102	Piping - LR - ESD+	0.1	2.85	-	1.00E-07	150	0.99	1.49E-05
	Piping - LR - ESD-	0.1	2.85	-	1.00E-07	150	0.01	1.50E-07
	Piping - leak	0.1	-	-	5.00E-07	150	-	7.50E-05
SI 103	Piping - LR - ESD+	6.2	2.85	-	1.00E-07	150	0.99	1.49E-05
	Piping - LR - ESD-	6.2	2.85	-	1.00E-07	150	0.01	1.50E-07
	Piping - leak	6.2	-	-	5.00E-07	150	-	7.50E-05
SI 104	BOG compressor - Rupture - ESD+	6.9	2.85	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
	BOG compressor - Rupture - ESD-	6.9	2.85	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
	BOG compressor - Leak	6.9	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
	Piping - LR - ESD+	6.9	2.85	-	1.00E-07	150	0.99	1.49E-05
	Piping - LR - ESD-	6.9	2.85	-	1.00E-07	150	0.01	1.50E-07
	Piping - leak	6.9	-	-	5.00E-07	150	-	7.50E-05
SI 105	BOG compressor - Rupture - ESD+	6.9	2.85	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
	BOG compressor - Rupture - ESD-	6.9	2.85	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
	BOG compressor - Leak	6.9	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
	Piping - LR - ESD+	6.9	2.85	-	1.00E-07	150	0.99	1.49E-05
	Piping - LR - ESD-	6.9	2.85	-	1.00E-07	150	0.01	1.50E-07

Sectie ¹	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom Debiet ^{2,3} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding ⁴ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie ⁵ [per jaar]
	Piping - leak	6.9	-	-	5.00E-07	150		7.50E-05
SI 201	Piping - LR - ESD+	4.5	230.4	-	1.00E-07	105	0.99	1.04E-05
	Piping - LR - ESD-	4.5	230.4	-	1.00E-07	105	0.01	1.05E-07
	Piping - leak	4.5	-	-	5.00E-07	105	-	5.25E-05
SI 202	BOG condensor - CR	6	Instantaan	5.00E-05 ²¹	-	-	-	5.00E-05
	BOG condensor - 10 min	6	24.5	5.00E-05 ²¹	-	-	-	5.00E-05
	BOG condensor - leak	6	-	1.00E-03 ²¹	-	-	-	1.00E-03
	Piping - LR - ESD+	6	10.8	-	3.00E-07	150	0.99	4.46E-05
	Piping - LR - ESD-	6	10.8	-	3.00E-07	150	0.01	4.50E-07
	Piping - Leak	6	-	-	2.00E-06	150	-	3.00E-04
SI 203	Piping - LR - ESD+	6.2	2.85	-	3.00E-07	150	0.99	4.46E-05
	Piping - LR - ESD-	6.2	2.85	-	3.00E-07	150	0.01	4.50E-07
	Piping - Leak	6.2	-	-	2.00E-06	150	-	3.00E-04
SI 204	HP pump - Rupture - ESD+	4.5	51.9	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
	HP pump - Rupture - ESD-	4.5	51.9	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
	HP pump - Leak	4.5	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
SI 205	Piping - LR - ESD+	87.7	0.45	-	1.00E-07	68	0.99	6.73E-06
	Piping - LR - ESD-	87.7	0.45	-	1.00E-07	68	0.01	6.80E-08
	Piping - Leak	87.7	-	-	5.00E-07	68	-	3.40E-05
SI 206	Piping - LR - ESD+	87.7	230.7	-	1.00E-07	87	0.99	8.61E-06
	Piping - LR - ESD-	87.7	230.7	-	1.00E-07	87	0.01	8.70E-08

²¹ De BOG condensor is vergelijkbaar met een procesvat, waarin een faseverandering plaatsvindt. Er is gekozen om de scenario's en faalfrequenties te hanteren die gelden voor een plaatwarmtewisselaar (zie paragraaf 6.2: generieke scenario's voor warmtewisselaars en condensors). Een plaatwarmtewisselaar heeft dezelfde type scenario's als een procesvat alleen dan met faalfrequenties die een factor 10 hoger zijn.

Sectie ¹	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom Debiet ^{2,3} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding ⁴ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie ⁵ [per jaar]
	Piping - Leak	87.7	-	-	5.00E-07	87	-	4.35E-05
SI 207	HP pump - Rupture - ESD+	4.5	51.9	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
	HP pump - Rupture - ESD-	4.5	51.9	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
	HP pump - Leak	4.5	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
SI 208	HP pump - Rupture - ESD+	4.5	51.9	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
	HP pump - Rupture - ESD-	4.5	51.9	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
	HP pump - Leak	4.5	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
SI 209	HP pump - Rupture - ESD+	4.5	51.9	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
	HP pump - Rupture - ESD-	4.5	51.9	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
	HP pump - Leak	4.5	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
SI 210	HP pump - Rupture - ESD+	4.5	23.25	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
	HP pump - Rupture - ESD-	4.5	23.25	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
	HP pump - Leak	4.5	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
SI 211	Piping - LR - ESD+	87.7	0.45	-	1.00E-07	10	0.99	9.90E-07
	Piping - LR - ESD-	87.7	0.45	-	1.00E-07	10	0.01	1.00E-08
	Piping - Leak	87.7	-	-	5.00E-07	10	-	5.00E-06
SI 212	Vapourizer - 10 tubes - ESD+	84.2	76.8	1.00E-05	-	-	0.99	9.90E-06
	Vapourizer - 10 tubes - ESD-	84.2	76.8	1.00E-05	-	-	0.01	1.00E-07
	Vapourizer - 1 tube	84.2	-	1.00E-03	-	-	-	1.00E-03
	Vapourizer - leak	84.2	-	1.00E-02	-	-	-	1.00E-02

Sectie ¹	Scenario	Druk	Uitstroom Debiet ^{2,3}	Initiële faalfrequentie equipment	Initiële faalfrequentie leidingen	Lengte leiding ⁴	ESD vervolgkans	Faalfrequentie ⁵
		[Barg]	[kg/s]	[per jaar]	[per meter per jaar]	[m]	[-]	[per jaar]
	Piping - LR - ESD+	84.2	76.8	-	1.00E-07	140	0.99	1.39E-05
	Piping - LR - ESD-	84.2	76.8	-	1.00E-07	140	0.01	1.40E-07
	Piping - Leak	84.2	-	-	5.00E-07	140	-	7.00E-05
SI 213	Piping - LR - ESD+	83	76.2	-	1.00E-07	74	0.99	7.33E-06
	Piping - LR - ESD-	83	76.2	-	1.00E-07	74	0.01	7.40E-08
	Piping - Leak	83	-	-	5.00E-07	74	-	3.70E-05
SI 214	Vapourizer - 10 tubes - ESD+	84.2	76.8	1.00E-05	-	-	0.99	9.90E-06
	Vapourizer - 10 tubes - ESD-	84.2	76.8	1.00E-05	-	-	0.01	1.00E-07
	Vapourizer - 1 tube	84.2	-	1.00E-03	-	-	-	1.00E-03
	Vapourizer - leak	84.2	-	1.00E-02	-	-	-	1.00E-02
	Piping - LR - ESD+	84.2	76.8	-	1.00E-07	140	0.99	1.39E-05
	Piping - LR - ESD-	84.2	76.8	-	1.00E-07	140	0.01	1.40E-07
	Piping - Leak	84.2	-	-	5.00E-07	140	-	7.00E-05
SI 215	Piping - LR - ESD+	83	76.2	-	1.00E-07	84	0.99	8.32E-06
	Piping - LR - ESD-	83	76.2	-	1.00E-07	84	0.01	8.40E-08
	Piping - Leak	83	-	-	5.00E-07	84	-	4.20E-05
SI 216	Vapourizer - 10 tubes - ESD+	84.2	76.8	1.00E-05	-	-	0.99	9.90E-06
	Vapourizer - 10 tubes - ESD-	84.2	76.8	1.00E-05	-	-	0.01	1.00E-07
	Vapourizer - 1 tube	84.2	-	1.00E-03	-	-	-	1.00E-03
	Vapourizer - leak	84.2	-	1.00E-02	-	-	-	1.00E-02
	Piping - LR - ESD+	84.2	76.8	-	1.00E-07	140	0.99	1.39E-05
	Piping - LR - ESD-	84.2	76.8	-	1.00E-07	140	0.01	1.40E-07

Sectie ¹	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom Debiet ^{2,3} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding ⁴ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie ⁵ [per jaar]
	Piping - Leak	84.2	-	-	5.00E-07	140	-	7.00E-05
SI 217	Piping - LR - ESD+	83	76.2	-	1.00E-07	74	0.99	7.33E-06
	Piping - LR - ESD-	83	76.2	-	1.00E-07	74	0.01	7.40E-08
	Piping - Leak	83	-	-	5.00E-07	74	-	3.70E-05
SI 218	Piping - LR - ESD+	80	228.6	-	1.00E-07	43	0.99	4.26E-06
	Piping - LR - ESD-	80	228.6	-	1.00E-07	43	0.01	4.30E-08
	Piping - Leak	80	-	-	5.00E-07	43	-	2.15E-05
SI 219	Piping - LR - ESD+	80	228.6	-	1.00E-07	27	0.99	2.67E-06
	Piping - LR - ESD-	80	228.6	-	1.00E-07	27	0.01	2.70E-08
	Piping - Leak	80	-	-	5.00E-07	27	-	1.35E-05
SI 301	Buffer tank - CR	80	Instantaan	5.00E-06	-	-	-	5.00E-06
	Buffer tank - 10 min	80	1.4	5.00E-06	-	-	-	5.00E-06
	Buffer tank - leak	80	-	1.00E-04	-	-	-	1.00E-04
	Piping - LR - ESD+	80	2.25	-	3.00E-07	150	0.99	4.46E-05
	Piping - LR - ESD-	80	2.25	-	3.00E-07	150	0.01	4.50E-07
	Piping - leak	80	-	-	2.00E-06	150	-	3.00E-04

1. Secties zijn gebaseerd op de secties zoals gedefinieerd in het basic QRA rapport (Ref. /2/)

2. Het debiet voor de leksenario's wordt berekend in Safeti-NL en is verder niet gerapporteerd.

3. Het uitstroomdebiet wordt bepaald door het pompdebiet en vermenigvuldigd met 1.5 om rekening te houden met een hoger pompdebiet als gevolg van het verlies van tegendruk in de leiding (zie ook paragraaf 8.2).

4. Leiding lengte binnen een insluitsysteem is geschat op basis van de diameter van het leidingwerk en het volledige volume van de het insluitsysteem. Indien een insluitsysteem leidingen met verschillende diameters bevat, is de leidingdiameter gebruikt die bij de grootste lengte leidingen hoort. Aangezien dit voor een aantal insluitsystemen (e.g. insluitsystemen met veel volume in vaten) voor een grote overschatting van de leiding lengte leidt (~2 km voor sommige secties), is de geschatte leiding lengte gelimiteerd op maximaal 150 m. Er is aangenomen dat er binnen één insluitsysteem niet meer dan 150 meter leiding aanwezig is.

5. De faalfrequenties in de tabel gaan ervan uit dat de FSRU barge 100% van de tijd in de maximale (piek) send-out mode opereert. In de fracties van de rekenrijen wordt vervolgens rekening gehouden met de daadwerkelijke tijd dat de barge op piek send-out opereert (zie paragraaf 3.1).

Tabel A-13-4: Scenario's voor Golar Igloo FSRU

Installatieonderdeel	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom debiet ^{1,2} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding ³ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie ⁴ [per jaar]
Persleiding LNG HP booster pompen trein 1	04LNGBoosterPumpsT1_persleiding_PVbreuk ESD+	87	45	-	1.00E-07	100	0.99	9.90E-06
Persleiding LNG HP booster pompen trein 1	04LNGBoosterPumpsT1_persleiding_PVbreuk ESD-	87	45	-	1.00E-07	100	0.01	1.00E-07
Persleiding LNG HP booster pompen trein 1	04LNGBoosterPumpsT1_persleiding_PVlek	87	-	-	5.00E-07	100	-	5.00E-05
LNG verdamper trein 1	11LNGVaporisersT1Liq_1PVbreuk10pijpen ESD+	84	89	1.00E-05	-	-	0.99	9.90E-04
LNG verdamper trein 1	11LNGVaporisersT1Liq_1PVbreuk10pijpen ESD-	84	89	1.00E-05	-	-	0.01	1.00E-07
LNG verdamper trein 1	11LNGVaporisersT1Liq_1PVbreuk1pijp	84	8.7	1.00E-03	-	-	-	1.00E-03
LNG verdamper trein 1	11LNGVaporisersT1Liq_1PVlek	84	-	1.00E-02	-	-	-	1.00E-02
LNG leiding van booster pompen naar verdamper trein 1	11LNGVaporisersT1Liq_2PVbreuk ESD+	84	89	-	1.00E-07	100	0.99	9.90E-06
LNG leiding van booster pompen naar verdamper trein 1	11LNGVaporisersT1Liq_2PVbreuk ESD-	84	89	-	1.00E-07	100	0.01	1.00E-07
LNG leiding van booster pompen naar verdamper trein 1	11LNGVaporisersT1Liq_2PVlek	84	-	-	5.00E-07	100	-	5.00E-05
Dampleiding vanaf verdamper trein 1 naar metering/gas export leidingen	12LNGVaporisersT1VapPVbreuk ESD+	84	89	-	1.00E-07	100	0.99	9.90E-06
Dampleiding vanaf verdamper trein 1 naar metering/gas export leidingen	12LNGVaporisersT1VapPVbreuk ESD-	84	89	-	1.00E-07	100	0.01	1.00E-07

Installatieonderdeel	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom debiet ^{1,2} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding ³ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie ⁴ [per jaar]
Dampleiding vanaf verdamper trein 1 naar metering/gas export leidingen	12LNGVaporisersT1VapPVlek	84	-	-	5.00E-07	100	-	5.00E-05
Persleiding LNG HP booster pompen trein 2	05LNGBoosterPumpsT2_persleiding_PVbreuk ESD+	87	45	-	1.00E-07	100	0.99	9.90E-06
Persleiding LNG HP booster pompen trein 2	05LNGBoosterPumpsT2_persleiding_PVbreuk ESD-	87	45	-	1.00E-07	100	0.01	1.00E-07
Persleiding LNG HP booster pompen trein 2	05LNGBoosterPumpsT2_persleiding_PVlek	87	-	-	5.00E-07	100	-	5.00E-05
LNG verdamper trein 2	13LNGVaporisersT2Liq_1PVbreuk10pijpen ESD+	84	89	1.00E-05	-	-	0.99	9.90E-04
LNG verdamper trein 2	13LNGVaporisersT2Liq_1PVbreuk10pijpen ESD-	84	89	1.00E-05	-	-	0.01	1.00E-07
LNG verdamper trein 2	13LNGVaporisersT2Liq_1PVbreuk1pijpen	84	8.7	1.00E-03	-	-	-	1.00E-03
LNG verdamper trein 2	13LNGVaporisersT2Liq_1PVlek	84	-	1.00E-02	-	-	-	1.00E-02
LNG leiding van booster pompen naar verdamper trein 2	13LNGVaporisersT2Liq_2PVbreuk ESD+	84	89	-	1.00E-07	100	0.99	9.90E-06
LNG leiding van booster pompen naar verdamper trein 2	13LNGVaporisersT2Liq_2PVbreuk ESD-	84	89	-	1.00E-07	100	0.01	1.00E-07
LNG leiding van booster pompen naar verdamper trein 2	13LNGVaporisersT2Liq_2PVlek	84	-	-	5.00E-07	100	-	5.00E-05
Dampleiding vanaf verdamper trein 2 naar metering/gas export leidingen	14LNGVaporisersT2VapPVbreuk ESD+	84	89	-	1.00E-07	100	0.99	9.90E-06
Dampleiding vanaf verdamper trein 2 naar metering/gas export leidingen	14LNGVaporisersT2VapPVbreuk ESD-	84	89	-	1.00E-07	100	0.01	1.00E-07
Dampleiding vanaf verdamper trein 2 naar	14LNGVaporisersT2VapPVlek	84	-	-	5.00E-07	100	-	5.00E-05

Installatieonderdeel	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom debiet ^{1,2} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding ³ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie ⁴ [per jaar]
metering/gas export leidingen								
Persleiding LNG HP booster pompen trein 3	*06LNGBoosterPumpsT3_persleiding_PVbreuk ESD+	87	45	-	1.00E-07	100	0.99	9.90E-06
Persleiding LNG HP booster pompen trein 3	*06LNGBoosterPumpsT3_persleiding_PVbreuk ESD-	87	45	-	1.00E-07	100	0.01	1.00E-07
Persleiding LNG HP booster pompen trein 3	*06LNGBoosterPumpsT3_persleiding_PVlek	87	-	-	5.00E-07	100	-	5.00E-05
LNG verdamper trein 3	*15LNGVaporisersT3Liq_1PVbreuk10pijpen ESD+	84	89	1.00E-05	-	-	0.99	9.90E-04
LNG verdamper trein 3	*15LNGVaporisersT3Liq_1PVbreuk10pijpen ESD-	84	89	1.00E-05	-	-	0.01	1.00E-07
LNG verdamper trein 3	*15LNGVaporisersT3Liq_1PVbreuk1pijp	84	8.7	1.00E-03	-	-	-	1.00E-03
LNG verdamper trein 3	*15LNGVaporisersT3Liq_1PVlek	84	-	1.00E-02	-	-	-	1.00E-02
LNG leiding van booster pompen naar verdamper trein 3	*15LNGVaporisersT3Liq_2PVbreuk ESD+	84	89	-	1.00E-07	100	0.99	9.90E-06
LNG leiding van booster pompen naar verdamper trein 3	*15LNGVaporisersT3Liq_2PVbreuk ESD-	84	89	-	1.00E-07	100	0.01	1.00E-07
LNG leiding van booster pompen naar verdamper trein 3	*15LNGVaporisersT3Liq_2PVlek	84	-	-	5.00E-07	100	-	5.00E-05
Dampleiding vanaf verdamper trein 3 naar metering/gas export leiding	*16LNGVaporisersT3VapPVbreuk ESD+	84	89	-	1.00E-07	100	0.99	9.90E-06
Dampleiding vanaf verdamper trein 3 naar metering/gas export leiding	*16LNGVaporisersT3VapPVbreuk ESD-	84	89	-	1.00E-07	100	0.01	1.00E-07
Dampleiding vanaf verdamper trein 3 naar metering/gas export leiding	*16LNGVaporisersT3VapPVlek	84	-	-	5.00E-07	100	-	5.00E-05

Installatieonderdeel	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom debiet ^{1,2} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding ³ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie ⁴ [per jaar]
Zuigdrum (voor booster pompen)	02SuctionDrumLiq_procesvatPVinstantaanbreuk ESD+	6,9	267	5.00E-06	-	-	0.99	4.95E-06
Zuigdrum (voor booster pompen)	02SuctionDrumLiq_procesvatPVinstantaanbreuk ESD-	6,9	267	5.00E-06	-	-	0.01	5.00E-08
Zuigdrum (voor booster pompen)	02SuctionDrumLiq_procesvatPV10min	6,9	44	5.00E-06	-	-	-	5.00E-06
Zuigdrum (voor booster pompen)	02SuctionDrumLiq_procesvatPVlek	6,9	-	1.00E-04	-	-	-	1.00E-04
LNG leiding van zuigdrum naar booster pompen	02SuctionDrumLiq_pijpPVbreuk ESD+	6,9	267	-	1.00E-07	100	0.99	9.90E-06
LNG leiding van zuigdrum naar booster pompen	02SuctionDrumLiq_pijpPVbreuk ESD-	6,9	267	-	1.00E-07	100	0.01	1.00E-07
LNG leiding van zuigdrum naar booster pompen	02SuctionDrumLiq_pijpPVlek	6,9	-	-	5.00E-07	100	-	5.00E-05
Lage capaciteit LNG pomp 1	07LNGLowCapPump1_PVbreuk ESD+	0,25	1.4	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
Lage capaciteit LNG pomp 1	07LNGLowCapPump1_PVbreuk ESD-	0,25	1.4	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
Lage capaciteit LNG pomp 1	07LNGLowCapPump1_PVlek	0,25	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
Lage capaciteit LNG pomp 2	08LNGLowCapPump2_PVbreuk ESD+	0,25	1.4	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
Lage capaciteit LNG pomp 2	08LNGLowCapPump2_PVbreuk ESD-	0,25	1.4	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
Lage capaciteit LNG pomp 2	08LNGLowCapPump2_PVlek	0,25	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
LNG leiding van lage capaciteit pompen 1&2 naar uitlaatleidingen LNG booster pompen treinen 1/2/3	09LowCapPumpstoBoostPumps_PVbreuk ESD+	0,25	1.4	-	3.00E-07	100	0.99	2.97E-05
LNG leiding van lage capaciteit pompen 1&2 naar uitlaatleidingen LNG	09LowCapPumpstoBoostPumps_PVbreuk ESD-	0,25	1.4	-	3.00E-07	100	0.01	3.00E-07

Installatieonderdeel	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom debiet ^{1,2} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding ³ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie ⁴ [per jaar]
booster pompen treinen 1/2/3								
LNG leiding van lage capaciteit pompen 1&2 naar uitlaatleidingen LNG booster pompen treinen 1/2/3	09LowCapPumpstoBoostPumps_PVlek	0,25	-	-	2.00E-06	100	-	2.00E-04
Dampretourleiding van LNG booster pompen treinen 1/2/3 naar suctie drum	10BoostPumpsToSucDrum_PVbreuk ESD+	0,25	5.6	-	1.00E-07	100	0.99	9.90E-06
Dampretourleiding van LNG booster pompen treinen 1/2/3 naar suctie drum	10BoostPumpsToSucDrum_PVbreuk ESD-	0,25	5.6	-	1.00E-07	100	0.01	1.00E-07
Dampretourleiding van LNG booster pompen treinen 1/2/3 naar suctie drum	10BoostPumpsToSucDrum_PVlek	0,25	-	-	5.00E-07	100	-	5.00E-05
Gas export metering leiding	16GasExportMetering_PVbreuk ESD+	98	267	-	1.00E-07	100	0.99	9.90E-06
Gas export metering leiding	16GasExportMetering_PVbreuk ESD-	98	267	-	1.00E-07	100	0.01	1.00E-07
Gas export metering leiding	16GasExportMetering_PVlek	98	-	-	5.00E-07	100	-	5.00E-05
Boil-off gas koelers treinen 1/2/3	17BOGCoolers_koelerbankPVbreuk10pijpen ESD+	4,2	148	1.00E-05	-	-	0.99	9.90E-04
Boil-off gas koelers treinen 1/2/3	17BOGCoolers_koelerbankPVbreuk10pijpen ESD-	4,2	148	1.00E-05	-	-	0.01	1.00E-07
Boil-off gas koelers treinen 1/2/3	17BOGCoolers_koelerbankPVbreuk1pijp	4,2	15	1.00E-03	-	-	-	1.00E-03
Dampleiding van Boil-off gas koelers treinen 1/2/3 naar suctie drum	17BOGCoolers_pijpPVbreuk ESD+	4,2	15	-	1.00E-07	100	0.99	9.90E-06

Installatieonderdeel	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom debiet ^{1,2} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding ³ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie ⁴ [per jaar]
Dampleiding van Boil-off gas koelers treinen 1/2/3 naar suctie drum	17BOG Coolers_pijpPVbreuk ESD-	4,2	15	-	1.00E-07	100	0.01	1.00E-07
Dampleiding van Boil-off gas koelers treinen 1/2/3 naar suctie drum	17BOG Coolers_pijpPVlek	4,2	-	-	5.00E-07	100	-	5.00E-05
Boil-off gas inlaatleiding naar verdampers treinen 1/2/3	20BOG InletToVapTrains_PVbreuk ESD+	5,5	17	-	1.00E-07	100	0.99	9.90E-06
Boil-off gas inlaatleiding naar verdampers treinen 1/2/3	20BOG InletToVapTrains_PVbreuk ESD-	5,5	17	-	1.00E-07	100	0.01	1.00E-07
Boil-off gas inlaatleiding naar verdampers treinen 1/2/3	20BOG InletToVapTrains_PVlek	5,5	-	-	5.00E-07	100	-	5.00E-05
LNG inlaat header vanaf LP pompen in ladingtanks naar regassification unit	01LNG InletFeedHeader_PVbreuk ESD+	10	353	-	1.00E-07	170	0.99	9.90E-06**
LNG inlaat header vanaf LP pompen in ladingtanks naar regassification unit	01LNG InletFeedHeader_PVbreuk ESD-	10	353	-	1.00E-07	170	0.01	1.00E-07**
LNG inlaat header vanaf LP pompen in ladingtanks naar regassification unit	01LNG InletFeedHeader_PVlek	10	-	-	5.00E-07	170	-	5.00E-07**
Damp / Boil-off gas header ladingtanks naar cargo machinekamer	18CargoVapBOGTankHeader_PVbreuk ESD+	0,25	67	-	1.00E-07	136	0.99	9.90E-06**
Damp / Boil-off gas header ladingtanks naar cargo machinekamer	18CargoVapBOGTankHeader_PVbreuk ESD-	0,25	67	-	1.00E-07	136	0.01	1.00E-07**
Damp / Boil-off gas header ladingtanks naar cargo machinekamer	18CargoVapBOGTankHeader_PVlek	0,25	-	-	5.00E-07	136	-	5.00E-07**
Boil-off gas header	19BOG Header__PVbreuk ESD+	5,5	30	-	1.00E-07	204	0.99	9.90E-06**

Installatieonderdeel	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom debiet ^{1,2} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding ³ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie ⁴ [per jaar]
Boil-off gas header	19BOGHeader__PVbreuk ESD-	5,5	30	-	1.00E-07	204	0.01	1.00E-07**
Boil-off gas header	19BOGHeader__PVlek	5,5	-	-	5.00E-07	204	-	5.00E-07**
Low duty compressor in cargo machinekamer	21LowDutyComp_PVbreuk ESD+	5,5	45	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
Low duty compressor in cargo machinekamer	21LowDutyComp_PVbreuk ESD-	5,5	45	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
Low duty compressor in cargo machinekamer	21LowDutyComp_PVlek	5,5	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
Brandstofgasleiding vanaf low duty compressor en minimum send-out (MSO) compressor	22FuelGasLineComp_PVbreuk ESD+	5,5	45	-	1.00E-07	100	0.99	9.90E-06
Brandstofgasleiding vanaf low duty compressor en minimum send-out (MSO) compressor	22FuelGasLineComp_PVbreuk ESD-	5,5	45	-	1.00E-07	100	0.01	1.00E-07
Brandstofgasleiding vanaf low duty compressor en minimum send-out (MSO) compressor	22FuelGasLineComp_PVlek	5,5	-	-	5.00E-07	100	-	5.00E-05
Brandstofleiding naar verbrandingsmotorkamer	23FuelGasToEngine_PVbreuk ESD+	5,5	65	-	1.00E-07	100	0.99	9.90E-06
Brandstofleiding naar verbrandingsmotorkamer	23FuelGasToEngine_PVbreuk ESD-	5,5	65	-	1.00E-07	100	0.01	1.00E-07
Brandstofleiding naar verbrandingsmotorkamer	23FuelGasToEngine_PVlek	5,5	-	-	5.00E-07	100	-	5.00E-05
Damp header van de ladingtanks	25LNGTanksFeedHeaderVap_PVbreuk ESD+	0,25	49	-	1.00E-07	144	0.99	9.90E-06**
Damp header van de ladingtanks	25LNGTanksFeedHeaderVap_PVbreuk ESD-	0,25	49	-	1.00E-07	144	0.01	1.00E-07**
Damp header van de ladingtanks	25LNGTanksFeedHeaderVap_PVlek	0,25	-	-	5.00E-07	144	-	5.00E-07**
Gas export header	26ExportGasHeader_PVbreuk ESD+	80	267	-	1.00E-07	100	0.99	9.90E-06

Installatieonderdeel	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom debiet ^{1,2} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding ³ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie ⁴ [per jaar]
Gas export header	26ExportGasHeader_PVbreuk ESD-	80	267	-	1.00E-07	100	0.01	1.00E-07
Gas export header	26ExportGasHeader_PVlek	80	-	-	5.00E-07	100	-	5.00E-05
LNG leidingen vanaf manifold naar damp header ladingtanks (x4)	31LNGLoadPipesToHeadVap_Breuk LNG load pipe ESD+	4,5	353	-	1.00E-07	100	0.99	1.13E-05 ²²
LNG leidingen vanaf manifold naar damp header ladingtanks (x4)	31LNGLoadPipesToHeadVap_Breuk LNG load pipe ESD-	4,5	353	-	1.00E-07	100	0.01	1.14E-07 ²²
LNG leidingen vanaf manifold naar damp header ladingtanks (x4)	31LNGLoadPipesToHeadVap_Lek LNG load pipe	4,5	-	-	5.00E-07	100	-	5.71E-05 ²²
Boil-off gas leidingen tussen manifold en boil-off gas header ladingtanks	39BOGLoadPipeFromHead_Breuk ESD+	0,3	15	-	1.00E-07	100	0.99	5.65E-06 ²³
Boil-off gas leidingen tussen manifold en boil-off gas header ladingtanks	39BOGLoadPipeFromHead_Breuk ESD-	0,3	15	-	1.00E-07	100	0.01	5.71E-08 ²³
Boil-off gas leidingen tussen manifold en boil-off gas header ladingtanks	39BOGLoadPipeFromHead_Lek	0,3	-	-	5.00E-07	100	-	2.85E-05 ²³
Minimum send-out compressor skid uitgaande pijpleiding	42MSOCompSkid_pijp_PVbreuk ESD+	80	12	-	1.00E-07	100	0.99	9.90E-06
Minimum send-out compressor skid uitgaande pijpleiding	42MSOCompSkid_pijp_PVbreuk ESD-	80	12	-	1.00E-07	100	0.01	1.00E-07
Minimum send-out compressor skid uitgaande pijpleiding	42MSOCompSkid_pijp_PVlek	80	-	-	5.00E-07	100	-	5.00E-05
Minimum send-out compressor	42MSOCompSkid_compressor_PVbreuk ESD+	10	12	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05

²² Finale frequentie is berekend op basis van de LNGC verladingsduur (22 uur per verlading, 113 verladingen per jaar = 2502 uur per jaar = tijdsfractie 0.285), aantal leidingen (4) en een aangenomen leidinglengte van 100 m per leiding.

²³ Finale frequentie is berekend op basis van de LNGC verladingsduur (22 uur per verlading, 113 verladingen per jaar = 2502 uur per jaar = tijdsfractie 0.285), aantal leidingen (2) en een aangenomen leidinglengte van 100 m per leiding.

Installatieonderdeel	Scenario	Druk [Barg]	Uitstroom debiet ^{1,2} [kg/s]	Initiële faalfrequentie equipment [per jaar]	Initiële faalfrequentie leidingen [per meter per jaar]	Lengte leiding ³ [m]	ESD vervolgkans [-]	Faalfrequentie ⁴ [per jaar]
Minimum send-out compressor	42MSOCompSkid_compressor_PVbreuk ESD-	10	12	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
Minimum send-out compressor	42MSOCompSkid_compressor_PVlek	10	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
LNG HP Booster pomp 1	LNGBoosterPump1_breuk_ESD+	3	45	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
LNG HP Booster pomp 1	LNGBoosterPump1_breuk_ESD-	3	45	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
LNG HP Booster pomp 1	LNGBoosterPump1_lek	3	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
LNG HP Booster pomp 2	LNGBoosterPump2_breuk_ESD+	3	45	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
LNG HP Booster pomp 2	LNGBoosterPump2_breuk_ESD-	3	45	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
LNG HP Booster pomp 2	LNGBoosterPump2_lek	3	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
LNG HP Booster pomp 3	LNGBoosterPump3_breuk_ESD+	3	45	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
LNG HP Booster pomp 3	LNGBoosterPump3_breuk_ESD-	3	45	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
LNG HP Booster pomp 3	LNGBoosterPump3_lek	3	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
LNG HP Booster pomp 4	LNGBoosterPump4_breuk_ESD+	3	45	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
LNG HP Booster pomp 4	LNGBoosterPump4_breuk_ESD-	3	45	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
LNG HP Booster pomp 4	LNGBoosterPump4_lek	3	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
LNG HP Booster pomp 5	*LNGBoosterPump5_breuk_ESD+	3	45	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
LNG HP Booster pomp 5	*LNGBoosterPump5_breuk_ESD-	3	45	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
LNG HP Booster pomp 5	*LNGBoosterPump5_lek	3	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03
LNG HP Booster pomp 6	*LNGBoosterPump6_breuk_ESD+	3	45	1.00E-04	-	-	0.99	9.90E-05
LNG HP Booster pomp 6	*LNGBoosterPump6_breuk_ESD-	3	45	1.00E-04	-	-	0.01	1.00E-06
LNG HP Booster pomp 6	*LNGBoosterPump6_lek	3	-	4.40E-03	-	-	-	4.40E-03

1. Het debiet voor de leksenario's wordt berekend in Safeti-NL en is verder niet gerapporteerd.

2. Daar waar het uitstroomdebiet wordt bepaald door het pompdebiet is deze vermenigvuldigd met 1.5 om rekening te houden met een hoger pompdebiet als gevolg van het verlies van tegendruk in de leiding (zie ook paragraaf 8.2).

3. De exacte lengte van de leidingen is onbekend. Er is aangenomen dat de leidingen (die niet als route zijn ingevoegd) een lengte hebben van 100 meter. Er is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd om de impact van deze aanname verder te onderzoeken. Er is een risicoberekening gemaakt op basis van een leidinglengte van 1 m en van 100 m. Dit bleek een beperkte impact te hebben op de berekende risico's. Uitgaan van een leidinglengte van 100 m is een conservatieve aanpak omdat de meeste leidingen in de hervergassingstreinen zitten en in veel gevallen korter zullen zijn. Daarnaast zijn de leidingen die wel langer kunnen zijn dan 100 meter ingevoerd als route segment. De lengte van het leidingsegment is opgenomen in de tabel.



4. De faalfrequenties in de tabel gaan ervan uit dat de FSRU 100% van de tijd in een bepaalde mode (nominale of maximale send-out) opereert. In de fracties van de rekenrijen en modelselectie (zie volgende punt) wordt vervolgens rekening gehouden met de daadwerkelijke tijd dat de FSRU op een bepaalde mode opereert (zie ook paragraaf 3.1).

* De scenario's aangegeven met een * behoren bij equipment dat niet in gebruik is tijdens maximale (piek) send-out en zijn dus alleen geselecteerd voor de rekenrijen voor maximale send-out.

** Frequentie is ingevoerd in per meter per jaar omdat het scenario behoort bij een model groep met een leiding route segment.

LNG run-down

Tabel A-13-5: Scenario's voor LNG run-down

Scenario	Druk [barg]	Debiet per slang/ leiding [m ³ /uur]	Uitstroom debiet [kg/s]	Aantal	Uitstroom duur [s]	Diameter [inch]	Vervolg fractie	Tijds fractie [-]	Finale faalfrequentie [per jaar]
LNG run-down slangverbindingen met EXMAR FSRU barge – tijdens verpompen									
Breuk LNG composietslang ESD grijpt in (ESD+)	6	750	88	2	120	8	0.99	0.59	4.10E-03
Breuk LNG composietslang ESD faalt (ESD-)	6	750	88	2	1800	8	0.01	0.59	4.14E-05
Lek 10% diameter LNG composietslang	6	750	4.9	2	1800	8	1	0.59	4.14E-01
LNG run-down slangverbindingen met Golar Igloo – tijdens verpompen									
Breuk LNG composietslang ESD grijpt in (ESD+)	6	750	88	2	120	8	0.99	0.59	4.10E-03
Breuk LNG composietslang ESD faalt (ESD-)	6	750	88	2	1800	8	0.01	0.59	4.14E-05
Lek 10% diameter LNG composietslang	6	750	4.9	2	1800	8	1	0.59	4.14E-01
LNG run-down leiding – tijdens verpompen									
Breuk LNG leiding ESD grijpt in (ESD+)	6	1500	176	1	120	12	0.99	0.59	5.84E-08*
Breuk LNG leiding ESD faalt (ESD-)	6	1500	176	1	1800	12	0.01	0.59	5.90E-10*
Lek 10% diameter LNG leiding	6	1500	9.9	1	1800	12	1	0.59	2.95E-07*
LNG run-down slangverbindingen met EXMAR FSRU barge – tijdens holding									
Breuk LNG composietslang	**	-	116	2	67	8	1	0.41	2.88E-03
Lek 10% diameter LNG composietslang	**	-	1.2	2	1800	8	1	0.41	2.88E-01
LNG run-down slangverbindingen met Golar Igloo – tijdens holding									
Breuk LNG composietslang	**	-	116	2	67	8	1	0.41	2.88E-03
Lek 10% diameter LNG composietslang	**	-	1.2	2	1800	8	1	0.41	2.88E-01
LNG run-down leiding – tijdens holding									
Breuk LNG leiding	**	-	260	1	30	12	1	0.41	4.10E-08*
Lek 10% diameter LNG leiding	**	-	2.6	1	1800	12	1	0.41	2.05E-07*

1. Het uitstroomdebiet voor het breukscenario van de LNG composietslang en de LNG run-down leiding tijdens het verpompen is niet verhoogd met een factor 1.5 om rekening te houden met een hoger pompdebiet als gevolg van het verlies van tegendruk. Dit komt omdat er een regelklep aanwezig is die het pompdebiet terug regelt naar het ingestelde pompdebiet. Het uitstroomdebiet is dus gelijk aan het nominale pompdebiet.

2. Voor de holding mode is geen rekening gehouden met ESD ingrijpen omdat alleen de inhoud van de leiding kan uitstromen. ESD ingrijpen is dan niet effectief om de uitstroomhoeveelheid te beperken.

* Frequentie is in per meter leiding per jaar. De leiding is ingevoerd als route segment in het QRA model.

** De druk in de leiding en de drijvende kracht voor de uitstroming wordt bepaald door de dampdruk (aangenomen dicht bij atmosferische druk) en 10 m vloeistofkolomhoogte.

BOG balancing

Tabel A-13-6: Scenario's voor BOG balancing

Scenario	Druk [barg]	Debiet [m ³ /uur]	Uitstroom debiet [kg/s]	Aantal	Uitstroom duur [s]	Diameter [inch]	Temper atuur [°C]	Gat grootte [inch]	Finale faalfrequentie [per jaar]
BOG balancing slangverbindingen met EXMAR FSRU barge									
Breuk BOG composietslang	0.3	-	9.4	1	1800	8	-130	10.03**	3.51E-03
Lek 10% diameter BOG composietslang	0.3	-	0.06	1	1800	8	-130	0.8	3.51E-01
BOG balancing slangverbindingen met Golar Igloo									
Breuk BOG composietslang	0.3	-	9.4	1	67	8	-130	10.03**	3.51E-03
Lek 10% diameter BOG composietslang	0.3	-	0.06	1	1800	8	-130	0.8	3.51E-01
BOG balancing leiding									
Breuk BOG leiding	0.3	-	21.2	1	30	12***	-130	15.04**	1.00E-07*
Lek 10% diameter BOG leiding	0.3	-	0.14	1	1800	12***	-130	1.2	5.00E-07*

* Frequentie is in per meter leiding per jaar. De leiding is ingevoerd als route segment in het QRA model.

**Er is met een effectieve diameter gerekend omdat de uitstroming kan plaatsvinden aan beide zijden van de breuk

***Er wordt naar verwachting een 8 inch leiding gerealiseerd. Er is in de QRA nog uitgegaan van een 12 inch leiding op basis van eerdere gegevens. De BOG leiding heeft een verwaarloosbare bijdrage aan het totale risico.

NG HP send-out flexibele leidingen

Tabel A-13-7: Scenario's voor NG HP send-out flexibele leidingen

Scenario	Druk [barg]	Ingaand debiet per leiding [kg/s]	Uitstroom debiet* [kg/s]	Aantal	Kans op ontsteking [-]	Diameter [inch]	Lengte [m]	Finale faalfreque ntie [per jaar]
Flexibele leiding verbindingen met EXMAR FSRU barge – tijdens nominale send-out								
Breuk upstream 0-20s	72	31	72	3	0.09	12	18	2.43E-06
Breuk upstream 20-140s	72	31	31	3	0.91	12	18	2.46E-05
Breuk downstream 0-20s	72	31	283	3	0.09	12	18	2.43E-06
Breuk downstream 20-140s	72	31	127	3	0.91	12	18	2.46E-05
Lek 10% diameter	72	31	9.1	3	-	12	18	1.35E-04
Flexibele leiding verbindingen met EXMAR FSRU barge – tijdens maximale (piek) send-out								
Breuk upstream 0-20s	79.9	46	92	3	0.09	12	18	2.43E-06
Breuk upstream 20-140s	79.9	46	46	3	0.91	12	18	2.46E-05
Breuk downstream 0-20s	79.9	46	317	3	0.09	12	18	2.43E-06
Breuk downstream 20-140s	79.9	46	142	3	0.91	12	18	2.46E-05
Lek 10% diameter	79.9	46	10.2	3	-	12	18	1.35E-04
Flexibele leiding verbindingen met Golar Igloo – tijdens nominale send-out								
Breuk upstream 0-20s	72	29	92	4	0.09	12	18	3.24E-06
Breuk upstream 20-140s	72	29	29	4	0.91	12	18	3.27E-05
Breuk downstream 0-20s	72	29	283	4	0.09	12	18	3.24E-06
Breuk downstream 20-140s	72	29	127	4	0.91	12	18	3.27E-05
Lek 10% diameter	72	29	9.1	4	-	12	18	1.80E-04
Flexibele leiding verbindingen met Golar Igloo – tijdens maximale (piek) send-out								
Breuk upstream 0-20s	79.9	43	112	4	0.09	12	18	3.24E-06
Breuk upstream 20-140s	79.9	43	44	4	0.91	12	18	3.27E-05
Breuk downstream 0-20s	79.9	43	317	4	0.09	12	18	3.24E-06
Breuk downstream 20-140s	79.9	43	142	4	0.91	12	18	3.27E-05
Lek 10% diameter	79.9	43	10.2	4	-	12	18	1.80E-04

1. De scenario's zijn op dezelfde manier gemodelleerd als de hogedruk gastransportleiding conform de richtlijnen in hoofdstuk 10 van de HRB.

2. Het ingaande debiet is berekend op basis van de nominale en maximale (piek) send-out debieten gegeven in paragraaf 3.1.

3. De faalfrequenties in de tabel gaan ervan uit dat de FSRU's 100% van de tijd in de nominale of maximale send-out mode opereren. In de fracties van de rekenrijen wordt vervolgens rekening gehouden met de daadwerkelijke tijd dat er sprake is van nominale of maximale send-out (zie paragraaf 3.1).

* Voor het breukscenario is dit het gemiddelde debiet dat Safeti-NL berekent tussen 0-20s of 20-140s. Het piek uitstroomdebiet (op t = 0) is veel groter.

NG HP send-out leidingen

Tabel A-13-8: Scenario's voor NG HP send-out leidingen

Scenario	Druk [barg]	Ingaand debiet [Nm ³ /u]	Ingaand debiet [kg/s]	Uitstroom debiet** [kg/s]	Kans op ontsteking [-]	Diameter [inch]	Temperatuur [°C]	Finale faalfrequentie [per meter per jaar]
Bovengrondse HP NG leiding op kade vanaf EXMAR FSRU barge (deel 1) – tijdens nominale send-out								
Breuk upstream 0-20s	72	471948	93	402	0.09	24	5	5.04E-10
Breuk upstream 20-140s	72	471948	93	93	0.91	24	5	5.10E-09
Breuk downstream 0-20s	72	471948	93	1405	0.09	24	5	5.04E-10
Breuk downstream 20-140s	72	471948	93	664	0.91	24	5	5.10E-09
Lek 10% diameter	72	471948	93	24.4	-	24	5	2.00E-08
Bovengrondse HP NG leiding op kade vanaf EXMAR FSRU barge (deel 1) – tijdens maximale (piek) send-out								
Breuk upstream 0-20s	79.9	707922	139	494	0.09	24	5	5.04E-10
Breuk upstream 20-140s	79.9	707922	139	139	0.91	24	5	5.10E-09
Breuk downstream 0-20s	79.9	707922	139	1570	0.09	24	5	5.04E-10
Breuk downstream 20-140s	79.9	707922	139	742	0.91	24	5	5.10E-09
Lek 10% diameter	79.9	707922	139	27.3	-	24	5	2.00E-08
Bovengrondse HP NG leiding op kade naar ondergrondse leiding (deel 2) – tijdens nominale send-out								
Breuk upstream 0-20s	72	1061883	208	797	0.09	24	5	5.04E-10
Breuk upstream 20-140s	72	1061883	208	210	0.91	24	5	5.10E-09
Breuk downstream 0-20s	72	1061883	208	1405	0.09	24	5	5.04E-10
Breuk downstream 20-140s	72	1061883	208	664	0.91	24	5	5.10E-09
Lek 10% diameter	72	1061883	208	24.4	-	24	5	2.00E-08
Bovengrondse HP NG leiding op kade naar ondergrondse leiding (deel 2) – tijdens maximale (piek) send-out								
Breuk upstream 0-20s	79.9	1592824	312	948	0.09	24	5	5.04E-10
Breuk upstream 20-140s	79.9	1592824	312	313	0.91	24	5	5.10E-09
Breuk downstream 0-20s	79.9	1592824	312	1570	0.09	24	5	5.04E-10
Breuk downstream 20-140s	79.9	1592824	312	742	0.91	24	5	5.10E-09
Lek 10% diameter	79.9	1592824	312	27.3	-	24	5	2.00E-08
Ondergrondse HP NG leiding (deel 3) – tijdens nominale send-out								
Breuk 0-20s	72	1061883	208	2624	0.09	24	5	5.04E-10
Breuk 20-140s	72	1061883	208	844	0.91	24	5	5.10E-09
Lek 10% diameter	72	1061883	208	24.4	-	24	5	2.00E-08
Ondergrondse HP NG leiding (deel 3) – tijdens maximale (piek) send-out								
Breuk 0-20s	79.9	1592824	312*	2927	0.09	24	5	5.04E-10
Breuk 20-140s	79.9	1592824	312*	942	0.91	24	5	5.10E-09
Lek 10% diameter	79.9	1592824	312	27.3	-	24	5	2.00E-08

1. De scenario's zijn op dezelfde manier gemodelleerd als de hogedruk gastransportleiding conform de richtlijnen in hoofdstuk 10 van de HRB.

2. De faalfrequenties in de tabel gaan ervan uit dat de FSRU's 100% van de tijd in de nominale of maximale send-out mode opereren. In de fracties van de rekenrijen wordt vervolgens rekening gehouden met de daadwerkelijke tijd dat er sprake is van nominale of maximale send-out (zie paragraaf 3.1).

3. In deel 2 van de leiding komt de send-out stroom van de EXMAR FSRU barge en de Golar Igloo samen. Het ingaand debiet is dus bepaald op basis van de send-out debieten van beide FSRU's bij elkaar opgeteld.

* Het ingaande debiet in de modellering is aangepast naar 250 kg/s omdat 312 kg/s in een foutmelding resulteert omdat er te weinig druk stroomopwaarts is (na de breuk) om dit debiet te kunnen realiseren. Dit heeft te maken met de invoer m.b.t. de relatief korte leidinglengte tot de breuk zie paragraaf 8.8.

** Voor het breukscenario is dit het gemiddelde debiet dat Safeti-NL berekent tussen 0-20s of 20-140s. Het piek uitstroomdebiet (op t = 0) is veel groter.





BIJLAGE B

SMEZ-rapport

Het 'Summary Maximum Effect Zones' rapport is beschikbaar als digitale bijlage (Excel sheet).





About DNV

DNV is the independent expert in risk management and assurance, operating in more than 100 countries. Through its broad experience and deep expertise DNV advances safety and sustainable performance, sets industry benchmarks, and inspires and invents solutions.

Whether assessing a new ship design, optimizing the performance of a wind farm, analyzing sensor data from a gas pipeline or certifying a food company's supply chain, DNV enables its customers and their stakeholders to make critical decisions with confidence.

Driven by its purpose, to safeguard life, property, and the environment, DNV helps tackle the challenges and global transformations facing its customers and the world today and is a trusted voice for many of the world's most successful and forward-thinking companies.