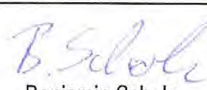
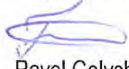
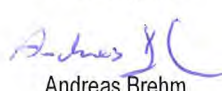





***Abschlußbericht BunGas***  
***Bunkering Gas as Fuel for Ships***

Version 01/2014-08-15

Abteilung MCADE343

**Berichtskontrollblatt**

<b>Durchführende Institution(en) (Name, Adresse):</b> Germanischer Lloyd Brooktorkai 18 20457 Hamburg		<b>Fördernde Institution (Name, Adresse):</b> BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 53107 Bonn	
<b>Titel:</b> Abschlußbericht BunGas (gefördert vom Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie):  Bunkering Gas as Fuel for Ships			
<b>Inhalt:</b>  Die zunehmenden Anforderungen an die Emissionen von Schiffen fördern den Einsatz umweltfreundlicher Antriebskonzepte mit alternativen Brennstoffen, wie z.B. LNG. Um diese Technologie europaweit und für alle Schiffstypen etablieren zu können, ist ein sicherer Transfer dieses Kraftstoffes in einer normalen Hafenumgebung die Grundvoraussetzung. Im Rahmen des Verbundprojektes BunGas sollte ein System für das Betanken von LNG betriebenen Handelsschiffen mittels Ship to ship Transfer entwickelt werden. Darüber hinaus wurden intensive, sicherheitstechnische Bewertungen der entwickelten, technischen Lösungen für das Bunkern von LNG durchgeführt.  Zusammenfassend lässt sich schlussfolgern, dass die Erarbeitung eines Bunkerschiffkonzeptes mit einem entsprechenden Transfersystem für eine europaweite Anwendung erfolgreich umgesetzt wurde. Im Rahmen der sicherheitstechnischen Untersuchung sind erstmalig ein Risikomodell und Ansätze entwickelt worden, um eine erste quantitative Risikoanalyse zum Bunkern von LNG vorzunehmen. Die Erkenntnisse des Projektes sowie beispielsweise die erarbeiteten Modelle können für zukünftige, konkrete Anwendungen verwendet werden.			
Abteilung: MCADE 343			
Version Nr.: 1		Datum der letzten Version: 2014-08-15	
Bericht Nr.: MCADE343 Auftrags-Nr.: GL Reg. Nr.:		<b>Seitenzahl</b> im Hauptteil : 124 im Tabellenteil : im Bildteil : in Anhängen : 101	
		<b>Status</b> <input type="checkbox"/> Entwurf <input checked="" type="checkbox"/> abgeschlossen <input type="checkbox"/> GL intern	
<b>Bearbeiter</b>		<b>freigegeben</b>	
 Benjamin Scholz  Pavel Golyshev  Andreas Brehm  Lars Langfeldt		 Olaf Drews  Henning Pewe	

## ***INHALT***

<b>I</b>	<b>Kurzdarstellung</b>	<b>7</b>
I.1	Aufgabenstellung	7
I.2	Voraussetzungen des Projektes	8
I.3	Planung und Ablauf des Vorhabens	8
I.4	Wissenschaftlicher und technischer Stand	9
I.5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	11
<b>II</b>	<b>Eingehende Darstellung</b>	<b>12</b>
II.1	Evaluierung von Bunker Anforderungen	12
II.1.1	Anforderungen von gasbetriebenen Schiffen in Bezug auf den Bunkervorgang	12
II.1.2	Anforderungen an das Bunkerschiff in Bezug auf den Bunkerprozess	13
II.2	Designkonzept des Bunkerschiffes	14
II.3	Entwicklung der Bunkerstation an Bord von gasbetriebenen Schiffen	19
II.3.1	Offene Bunkerstation	19
II.3.2	Geschlossene Bunkerstation	20
II.4	Sicherheitstechnische Untersuchung	22
II.4.1	Definition der Basis für die Gefahrenidentifikation	22
II.4.2	Gefahrenidentifikation	27
II.4.3	Weiterführende Risikoanalysen	30
II.5	Training	105
II.5.1	Bunker Prozeduren	105
II.5.2	Training des Bordpersonals	116
II.6	Beitrag zur internationalen Gesetzgebung	117
II.7	Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen	117
II.8	Erfolgte bzw. geplante Veröffentlichung	118
<b>III</b>	<b>Literatur</b>	<b>119</b>
<b>IV</b>	<b>Anhang</b>	<b>121</b>
<b>V</b>	<b>Tabellen des Risikomodells</b>	<b>122</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abb. I.1 Zusammenhang zwischen den einzelnen Arbeitspaketen	9
Abb. II.1: Seitenansicht des Bunkerschiffes	14
Abb. II.2: Möglichkeiten des Festmachens an unterschiedlichen Schiffstypen	15
Abb. II.3: Bunkerstation des Bunkerschiffes	15
Abb. II.4: Bunkerstation des Bunkerschiffes	16
Abb. II.5: Skizze vom Basissystem	16
Abb. II.6: offene Bunkerstation eines gasbetriebenen Schiffes	19
Abb. II.7: geschlossene Bunkerstation des gasbetriebenen Kreuzfahrtschiffes	20
Abb. II.8: geschlossene Bunkerstation des gasbetriebenen Kreuzfahrtschiffes	21
Abb. II.9 Risikomatrix	25
Abb. II.10 Criticality Matrix der durchgeführten Sicherheitsanalyse	28
Abb. II.11 Schematische Darstellung des Größenverhältnisses zwischen Bunker- und Passagierschiff	30
Abb. II.12 Schematische Darstellung der VoF-Methode; Füllgrad $c$ in einem kartesischen Gitter	35
Abb. II.13: LNG- Konzentration (links) und Temperatur (rechts) zu untersch. Zeitpunkten für den Betrachtungsfall 1 (LNG-NG)	39
Abb. II.14: Zeitliche Entwicklung der LNG- Masse (links) bzw. des Volumens (rechts) für den Betrachtungsfall 1 (LNG-NG)	40
Abb. II.15: Entwicklung der LNG- (links), NG-(Mitte) Konzentrationen und Temperaturverteilung (rechts) beim Freifall-Versuch in den ersten 2s der Simulation	41
Abb. II.16: Zeitliche Entwicklung der Verdampfung: Gesamtvolumen von LNG (Abb. links) und NG (Abb. rechts) im Berechnungsgebiet beim freien Fall ins Wasser	41
Abb. II.17: Abmaße (links) und Ansichten des geometrischen Modells von Tankerbarge und Kreuzfahrtschiff	44
Abb. II.18: Ansichten eines Berechnungsgitters zum Beginn (links) und zum Ende (rechts) eines Simulationsszenarios	44
Abb. II.19: Übersicht der Berechnungsdomain und Randbedingungen bei der Berechnung mit Wind	45
Abb. II.20: Berechnung der LNG-Ausflussgeschwindigkeit bei einem Leitungsüberdruck von 4bar an einer kleinen, kreisrunden Leckage	46
Abb. II.21: Gemessene Verdampfungsraten aus der Literatur und aus den Untersuchungen von Kytömaa et al. (unterste Zeile), aus [21]	47
Abb. II.22: Iso-Oberfläche mit 4% NG-Konzentration (Abb. links) und mit 15% NG-Konzentration (Abb. rechts) für unterschiedliche Zeitpunkte für das Szenario der 5mm-Leckage ohne Windeinfluss	49
Abb. II.23: Querschnitt mit Iso-Flächenbereich von 4-15% NG-Konzentration für das Szenario ohne Wind (Abb. links oben) und mit Seitenwindeinfluss (Abb. rechts oben) und die zugehörige Strömungsgeschwindigkeiten (jeweils Abb. unten) nach ca. 80s Gasausbreitungszeit	50
Abb. II.24: Lage der Auswertevolumen (pinkfarben) mit einem Abstand von 1m (Abb. links oben), einem Abstand von 2m (rechts oben); einem Auswertungsbereich über die gesamte Breite (Abb. links unten) und innerhalb eines sog. Sicherheitsbereiches mit einer Breite von +/-3m (rechts unten)	51
Abb. II.25: 5mm-Leckage-Szenario: Volumenanteil des zündfähigen Gasgemisches innerhalb des Auswertevolumens mit einem Abstand von 1m (rote Linien) und 2m (grüne Linien) im Bereich von +/-15m (Abb. links) und +/-3m (Abb. rechts) vom Gaseintritt für die Berechnung ohne Seitenwind und 0,20kg/(m <sup>2</sup> s)	51
Abb. II.26: 5mm-Leckage-Szenario: Volumenanteil des zündfähigen Gasgemisches innerhalb des Auswertevolumens mit einem Abstand von 1m (rote Linien) und 2m (grüne Linien) im Bereich von +/-15m (Abb. links) und +/-3m (Abb. rechts) vom Gaseintritt für die Berechnung mit 8m/s Seitenwind und 0,20kg/(m <sup>2</sup> s)	52
Abb. II.27: Ausbreitung des LNG-Volumens(1,05m <sup>3</sup> ) auf der Wasseroberfläche zwischen den Schiffen innerhalb der ersten 4s nach dem 2F-Bruch	54
Abb. II.28: 2F-Bruch: Iso-Oberfläche mit 4% NG-Konzentration (Abb. links) und mit 15% NG-Konzentration (Abb. rechts) für unterschiedliche Zeitpunkte für das Szenario mit Windeinfluss	55
Abb. II.29: 2F-Bruch-Szenario: Volumenanteil des zündfähigen Gasgemisches innerhalb des Auswertevolumens mit einem Abstand von 1m (rote Linien) und 2m (grüne Linien) im Bereich von +/-15m (Abb. links) und +/-3m (Abb. rechts) vom Gaseintritt für die Berechnung ohne Seitenwind und 0,20kg/(m <sup>2</sup> s)	56

Abb. II.30: 2F-Bruch-Szenario: Volumenanteil des zündfähigen Gasgemisches innerhalb des Auswertevolumens mit einem Abstand von 1m (rote Linien) und 2m (grüne Linien) im Bereich von +/-15m (Abb. links) und +/-3m (Abb. rechts) vom Gaseintritt für die Berechnung mit 8 m/s Seitenwind und 0,20kg/(m <sup>2</sup> s)	56
Abb. II.31: Ereignissequenz des operativen Risikomodells für kleine Leckage in Schlauch	71
Abb. II.32: Basisszenarien für das operative Risikomodell im Falle einer kleinen Leckage im Schlauch	72
Abb. II.33: Zeitlicher Ereignisverlauf nach einer Leckage für: a) Basis-Szenario 1; b) Leckage nicht detektiert, Gaswolke über Gassensor detektiert, LNG über Rücklaufleitung in den Tank transportiert, Szenario 5; c). Rücklaufleitung funktioniert nicht und LNG bleibt in Schlauch isoliert, Szenarien 6 und 7	81
Abb. II.34: Volumenanteil des zündfähigen Gasgemisches innerhalb des Auswertevolumens mit einem Abstand von 1m (rote Linien, siehe pinkfarbenen Bereich in der Abb. rechts oben) und 2m (grüne Linien, siehe pinkfarbener Bereich in Abbildung rechts unten) für die Berechnung mit Seitenwind	87
Abb. II.35: Position der Schiffe während des Bunkerns (zwischen den Schiffen werden Fender eingesetzt)	96
Abb. II.36: Ereignissequenz zum Unfallrisikomodell (Kollision und LNG Tankbeschädigung)	97
Abb. II.37: MARPOL und GOALDS Modelle zur Berechnung der Eindringtiefe (Kollision und LNG Tankbeschädigung, KVF – kumulative Verteilungsfunktion, PST = 1 – KVF)	100
Abb. VI.1: Generalplan des Bunkerschiffes, Quelle Meyer Werft	129

## Tabellenverzeichnis

Tab. II.1: Schiffsdaten	14
Tab. II.2: Schlauchparameter und Bunkerdauer	17
Tab. II.3 Bewertungsskala für die Schwere der Auswirkung eines Fehlerfalles	23
Tab. II.4 Bewertungsskala für die Auftretenswahrscheinlichkeit eines Fehlers	24
Tab. II.5 Bewertungsskala für die Erkennung eines Fehlerfalles	25
Tab. II.6: Stoffwerte von Methan am Siedepunkt bei Atmosphärendruck von 1,01325 bar	31
Tab. II.7: Stoffeigenschaften von Methan unter Normbedingungen	32
Tab. II.8: Zusammenfassung des operativen Risikomodells	59
Tab. II.9: Zusammenfassung des Kollisionsrisikomodells	60
Tab. II.10: Fehlerzustände von Komponenten im System	62
Tab. II.11: Detektierbarkeit einer kleinen Leckage	63
Tab. II.12: Charakteristische Leckgrößen eines Flansches DN 200	66
Tab. II.13: Parameter des LNG Transfer Systems	68
Tab. II.14: Anteil an Gesamtfehlerfrequenz für unterschiedliche Gruppen von Komponenten (zusammen für Bunker- und Empfängerschiff)	69
Tab. II.15: Jährliche Wahrscheinlichkeit einer Leckage für drei Schlauchdurchmesser	73
Tab. II.16: Berechnung Detektierungszeiten für kleine Leckage mit Hilfe des Gassensors	75
Tab. II.17: Angenommene Aktivierungszeiten der Abschaltventile und deren Fehlerraten	77
Tab. II.18: Zusammenfassung der ermittelten Werte	78
Tab. II.19: Zusätzliche LNG Austrittszeiten während des LNG Abpumpens aus dem Schlauch (Zeit 2)	79
Tab. II.20: Zusätzliche LNG Austrittszeiten während LNG in Schlauch blockiert bleibt	80
Tab. II.21: Berechnung der LNG Gesamtaustrittszeiten für einen DN200 Schlauch (Schlauchvolumen 0.38 m <sup>3</sup> ) mit Literaturwerten	82
Tab. II.22: Berechnung der LNG Gesamtaustrittszeiten für einen DN200m Schlauch (Schlauchvolumen 0.38 m <sup>3</sup> ) mit den Zeitwerten durch GL Experten	82
Tab. II.23: Berechnung des ausgetretenen LNG Gesamtvolumens für DN200 Schlauchdurchmesser mit Literaturwerten (Schlauchvolumen 0.38 m <sup>3</sup> )	83
Tab. II.24: Berechnung des ausgetretenen LNG Gesamtvolumens für DN200 Schlauchdurchmesser mit Werten von GL Experten (Schlauchvolumen 0.38 m <sup>3</sup> )	84
Tab. II.25: Berechnung der Zündeffizienzkonstante	89
Tab. II.26: Berechnung der bedingten Zündwahrscheinlichkeit (ZW) mit Literaturwerten für einen DN200 Schlauch	89
Tab. II.27: Berechnung der bedingten Zündwahrscheinlichkeit (ZW) mit GL Experten Werten für einen DN200 Schlauch	90
Tab. II.28: Berechnung der bedingten Zündwahrscheinlichkeit (P) mit Literaturwerten für einen DN200 Schlauch	91
Tab. II.29: Berechnung der bedingten Zündwahrscheinlichkeit (P) mit GL Experten Werten für DN200 Schlauchdurchmesser	91
Tab. II.30: Resultierende Werte des potenziellen Verlustes des menschlichen Lebens	93
Tab. II.31: Daten des Empfangsschiffes	95
Tab. II.32: Berechnung der Kollisionsanfangsfrequenz für Bunkerschiff	98
Tab. VI.1: Anteil an Gesamtfehlerfrequenz für unterschiedliche Gruppen von Komponenten (zusammen für Bunker- und Empfangschiff)	122
Tab. VI.2: Charakteristische Leckgrößen für das betrachtete System	122
Tab. VI.3: Austrittsmenge in m <sup>3</sup> von LNG für unterschiedliche kleine und mittlere Leckgrößen in Schlauch ohne LNG Inhalt in Schlauch	122
Tab. VI.4: Berechnung der LNG Gesamtaustrittszeiten für einen DN150 Schlauch (Schlauchvolumen 0.21 m <sup>3</sup> ) mit den Zeitwerten aus der Literatur	123
Tab. VI.5: Berechnung der LNG Gesamtaustrittszeiten für einen DN150 Schlauch (Schlauchvolumen 0.21 m <sup>3</sup> ) mit den Zeitwerten durch GL Experten	123

Tab. VI.6: Berechnung der LNG Gesamtaustrittszeiten für einen DN175 Schlauch (Schlauchvolumen 0.29 m <sup>3</sup> ) mit den Zeitwerten aus der Literatur	124
Tab. VI.7: Berechnung der LNG Gesamtaustrittszeiten für einen DN175 Schlauch (Schlauchvolumen 0.29 m <sup>3</sup> ) mit den Zeitwerten durch GL Experten	124
Tab. VI.8: Berechnung des ausgetretenen LNG Gesamtvolumens für DN150 Schlauchdurchmesser mit Literaturwerten (Schlauchvolumen 0.21 m <sup>3</sup> )	125
Tab. VI.9: Berechnung des ausgetretenen LNG Gesamtvolumens für DN150 Schlauchdurchmesser mit Werten von GL Experten (Schlauchvolumen 0.21 m <sup>3</sup> )	125
Tab. VI.10: Berechnung des ausgetretenen LNG Gesamtvolumens für DN175 Schlauchdurchmesser mit Literaturwerten (Schlauchvolumen 0.29 m <sup>3</sup> )	126
Tab. VI.11: Berechnung des ausgetretenen LNG Gesamtvolumens für DN175 Schlauchdurchmesser mit Werten von GL Experten (Schlauchvolumen 0.29 m <sup>3</sup> )	126
Tab. VI.12: Berechnung der bedingten Zündwahrscheinlichkeit (ZW) mit Literaturwerten für einen DN150 Schlauch	127
Tab. VI.13: Berechnung der bedingten Zündwahrscheinlichkeit (ZW) mit Literaturwerten für einen DN175 Schlauch	127
Tab. VI.14: Berechnung der bedingten Zündwahrscheinlichkeit (ZW) mit GL Experten Werten für einen DN150 Schlauch	128
Tab. VI.15: Berechnung der bedingten Zündwahrscheinlichkeit (ZW) mit GL Experten Werten für einen DN175 Schlauch	128

### *Abkürzungsverzeichnis*

CFD	Computational Fluid Dynamics
ECA	Emission Control Area
FMEA	Failure Mode and Effects Analysis
GL	Germanischer Lloyd
Hazid	Hazard Identification
IGC-Code	International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk
IGF-Code	International Code of Safety for ships using Gases or other Low-flashpoint fuels
IMO	International Maritime Organisation
LNG	Liquid Natural Gas
NG	Natural Gas
SECA	Sulphur Emission Control Area
SOLAS	International Convention for the Safety of Life at Sea



## **I      *Kurzdarstellung***

### *1.1 Aufgabenstellung*

Der zunehmende Einsatz von LNG als Schiffsbrennstoff erfordert auch einen sicheren Transfer dieses Kraftstoffes an Bord des zu betankenden Schiffes. Im Rahmen des Verbundprojektes „BunGas“ wurde ein System zum Bunkern von LNG betriebenen Handelsschiffen mittels Schiff-zu-Schiff Transfer entwickelt. Neben den technischen Lösungen sollen auch organisatorische Prozeduren für den sicheren Transfer dieses alternativen Treibstoffes in einer Hafenumgebung entwickelt werden.

Unter Berücksichtigung der thermodynamischen Eigenschaften von konventionellen Brennstoffen und LNG können die existierenden Bunkerprozeduren für konventionelle Brennstoffe in der Schifffahrt nicht direkt auf LNG übertragen werden. Bis jetzt bestehen keine allgemein anerkannten Standards für das Bunkern von LNG bzw. für die Schnittstelle zu einer land- oder seeseitigen Versorgung in Europa. Das Projekt „BunGas“ wird sich der Herausforderung stellen, technische Systeme zu entwickeln welche bezüglich Zeit, Ort und Bunkerverfahren vergleichbar mit dem Bunkern von herkömmlichen Brennstoffen sind. Das Projekt wird die Basis für sicheres und wettbewerbsfähiges Bunkern von LNG in einer Hafenumgebung erarbeiten sowie eine Anwendbarkeit der Ergebnisse auf jeden Schiffstyp gewährleisten.

Die Erarbeitung technischer Lösungen beinhaltet die Untersuchung sowie Auswertung der Bunkeranforderungen von gasbetriebenen Schiffen. Anhand dieser Anforderungen soll ein Basis Design für ein Bunkerschiff mit einem entsprechenden Transfersystem erarbeitet werden. Die größte Herausforderung in der Entwicklung eines Bunkersystems besteht in dem sicheren LNG Transfer innerhalb der normalen Hafenrandbedingungen. Bis jetzt ist der Umschlag von Flüssiggas nur an dafür ausgewiesenen Orten in einer Hafenumgebung zugelassen. Kern des Vorhabens ist die sicherheitstechnische Beurteilung des zu entwickelnden LNG Bunkerschiff Konzeptes, des Übergabesystems sowie der Bunker Prozeduren. Regelwerke für einen sicheren Bunkerprozess bzw. Standards für das Bunker-Equipment existieren bisher nicht. Basis für die anzuwendenden Sicherheitsgrundsätze stellen der Richtlinienentwurf zum IGF-Code (International Code for Ships Using Gases or other Low-Flashpoint Fuels) sowie Richtlinien der SIGTTO dar.

Eine Vielzahl von Projekten befasst sich derzeit mit der Entwicklung von LNG Bunkersystemen. Dennoch ist ein genereller Ansatz, welcher die technischen, organisatorischen und rechtlichen Herausforderungen löst, nicht vorhanden um das Bunkern von LNG in den Häfen zu etablieren. Diese Lücke soll durch das vorliegende Projekt geschlossen werden.

## *1.2 Voraussetzungen des Projektes*

Das Hauptinteresse des Verbundprojektes „BunGas“ besteht in der Entwicklung von technischen als auch organisatorischen Lösungen zum Bunkern von LNG in einer normalen Hafenumgebung. Die Ergebnisse dieses Projektes sollen in verschiedenen Gremien präsentiert und diskutiert werden, um zukünftige Anforderungen und Standards des Bunkerequipments zu etablieren.

Im Rahmen der vorliegenden Kooperation sollen alle Parteien involviert werden, welche für die Entwicklung von Bunkerstandards sowie Equipment notwendig sind bzw. zukünftig die Ergebnisse des Projektes anwenden werden. Zu dieser Gruppe zählen Werften, Komponentenhersteller, Reeder sowie Klassifikationsgesellschaften.

Die beteiligte Werft bzw. der Komponentenhersteller verfügen über das notwendige Know How, die Anforderungen an den Bunkerprozess zu identifizieren, die notwendigen Systeme für den Bunkervorgang zu entwickeln bzw. Prozeduren für eine sichere Handhabung aufzustellen. Diese Entwicklung erfolgt in enger Zusammenarbeit mit den Klassifikationsgesellschaften, welche vorrangig die Beurteilung des potentiellen Risikos sowie die Ableitung von Anforderungen vornehmen. Ziel ist die Etablierung dieser Anforderungen in nationaler und internationaler Gesetzgebung. Die Reeder müssen die Anforderungen umsetzen, so dass praktische Erfahrungen ebenfalls in das Projekt mit eingeflossen sind.

## *1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens*

Das Vorhaben gliedert sich insgesamt in 6 Arbeitspakete. Zunächst wurden im ersten Arbeitspaket die Bunkeranforderungen für gasbetriebene Schiffe ermittelt. Basierend auf den Ergebnissen des ersten Arbeitspaketes können die ermittelten Anforderungen im Rahmen der Entwicklung eines Bunkerschiffkonzeptes im 2. Arbeitspaket umgesetzt werden. Die Anforderungen des zu betankenden Schiffes bzw. des Bunkerschiffes spiegeln sich auch im dritten Arbeitspaket wieder, in dessen Rahmen die Bunkerstation an Bord des gasbetriebenen Schiffes entwickelt werden soll. Das vierte Arbeitspaket dient dazu, die entwickelten Konzepte sicherheitstechnisch zu bewerten und das Risiko dieser neuen Technologie zu bewerten. Das Bunkern von LNG wird sich nur dann etablieren, wenn das potentielle Risiko akzeptiert werden kann. Im Rahmen des BunGas Projektes werden auch die Anforderungen für die Ausbildung der Crews, sowohl an Bord des Bunkerschiffes als auch des gasbetriebenen Schiffes ermittelt. Im Arbeitspaket 5. werden darüber hinaus die Bunker-Prozeduren erarbeitet. Basierend auf den Arbeitspaketen 1-5 werden gesetzliche Anforderungen erarbeitet und in den entsprechenden Gremien präsentiert, um langfristig eine einheitliche europäische Gesetzgebung zu bewirken. Die Verknüpfung der einzelnen Arbeitspakete ist in der folgenden Abb. 1.1 dargestellt.

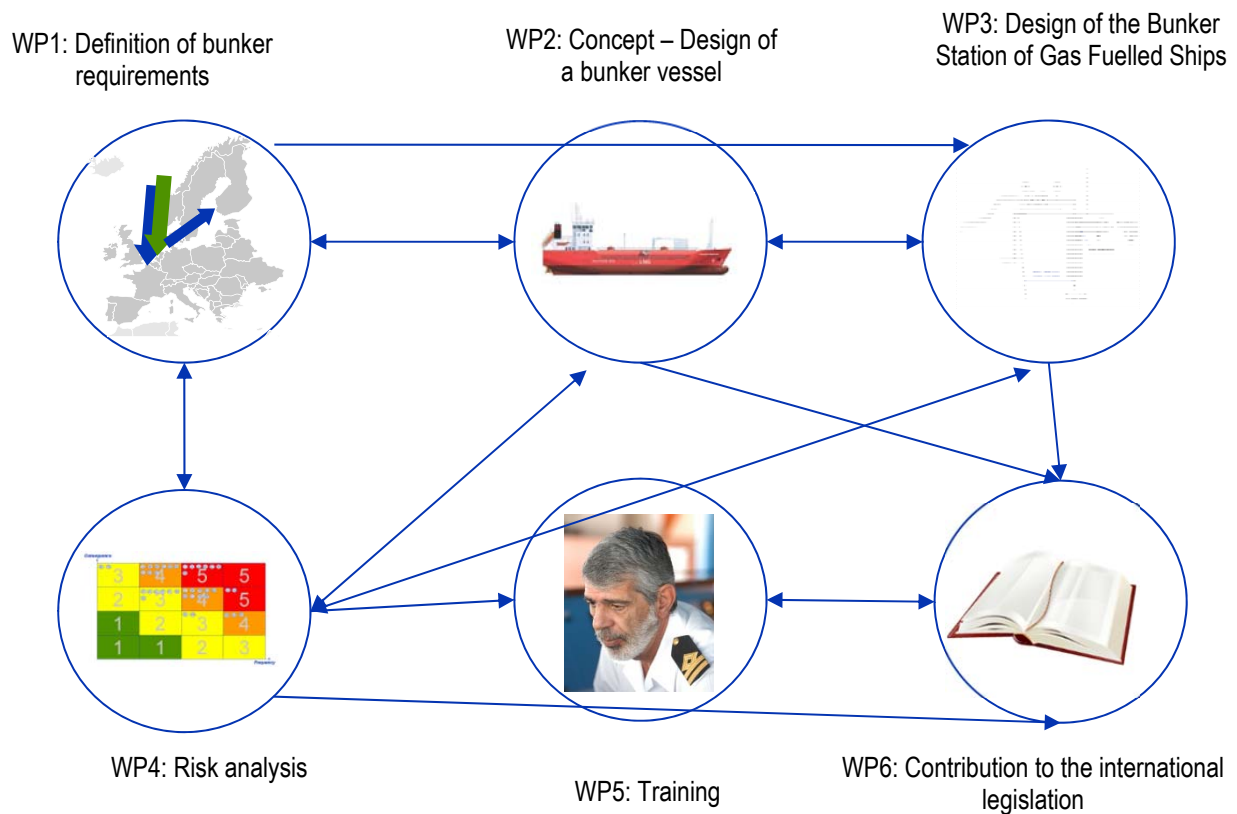


Abb. I.1 Zusammenhang zwischen den einzelnen Arbeitspaketen

#### I.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand

Im Rahmen der aktuellen Umwelt- und Emissionsdiskussionen rückt LNG als „alternativer“ Brennstoff in den Fokus der maritimen Industrie. Das Fehlen von Schwefel auf der einen Seite und die saubere Verbrennung von gasförmigen Brennstoffen auf der anderen Seite führen zum Einhalten der momentanen bzw. folgenden zukünftigen Anforderungen:

- Die EU schreibt ab 2010 vor, dass die während der Liegezeit im Hafen ausgestoßenen Abgase maximal 0,1% Schwefel enthalten dürfen (vorausgesetzt, die Hafentiegezeit beträgt mehr als zwei Stunden)
- Der Umweltausschuss der IMO (MEPC 58) hat neue Grenzwerte für den Schwefelgehalt von Schiffsabgasen verabschiedet. Davon besonders betroffen sind die Ostsee und Nordsee. Beide sind sogenannte SECAs, also Fahrtgebiete, die als besonders schützenswert eingestuft worden sind. Im ersten Schritt wurde der Schwefelgehalt bereits 2006 bzw. 2007 für ECAs auf 1,5% beschränkt. Weitere Reduzierungen folgen im Jahr 2012 (1,0%) und 2015 (0,1%)

- Ein weiteres Ergebnis der MEPC 58 sind neue Grenzwerte für den Anteil von Stickoxiden (NO<sub>x</sub>) in Schiffsabgasen in sog. ECA-Gebieten. Diese bedeuten eine Verringerung von NO<sub>x</sub> Emissionen um ca. 20% ab 2011 und um ca. 80% ab 2016 bzw. ist eine Verschiebung um 5 Jahre in der Diskussion.
- Die IMO arbeitet zudem an einer Beschränkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes durch die Seeschifffahrt

Um Gas als Schiffsbrennstoff in der maritimen Industrie etablieren zu können, ist die Entwicklung von Bunker Systemen zum Betanken von gas-betriebenen Handelsschiffen notwendig. Dies beinhaltet die Entwicklung von technischen als auch organisatorischen Lösungen mit dem Fokus auf Ship-to-ship transfer.

Das Bunkern von Flüssiggas ist derzeit Gegenstand verschiedener Untersuchungen in den bedeutenden Europäischen Häfen. Im Folgenden befindet sich eine kurze Auflistung der veröffentlichten Projekte:

- Antwerpen: Eine Risikostudie zum Bunkern von LNG in ausgewiesenen Flächen des Hafens ist durchgeführt worden. Der Hafen von Antwerpen hat Richtlinien zum Bunkern von LNG als Schiffsbrennstoff mittels LKW entwickelt. Unter Berücksichtigung dieser Richtlinien ist das Bunkern vom LKW zum Schiff gestattet.
- Hamburg: Eine Risikobewertungsstudie / Seeverkehrssicherheitsstudie für die Operation eines Bunkerschiffes im Hafen ist durchgeführt worden. Es bestehen Interessen eine LNG Versorgungsmöglichkeit zu installieren.
- Göteborg: Der Hafen von Göteborg entwickelte eigene LNG Bunkerrichtlinien. Die Errichtung und der Betrieb eines LNG Zwischenlagers sind geplant.
- Stockholm: Der Hafen von Stockholm errichtete eine LNG Bunkermöglichkeit für das Fahrgastschiff „VIKING GRACE“. Spezifisch für dieses Schiff sind Bunkerrichtlinien entwickelt und von den zuständigen Behörden für diesen Einzelfall genehmigt worden.
- Norwegen: Der Großteil der gasbetriebenen Schiffe operiert in Norwegischen Gewässern. Das Bunkern erfolgt von einem LKW bzw. von stationären Tanks. Die entsprechenden Genehmigungen sind als Ausnahme erteilt worden.

Für das Bunkern von Flüssiggasen in der Bundesrepublik Deutschland gibt es noch keine einheitlichen Vorschriften. Die Bundesrepublik ist föderal organisiert, so dass die Zuständigkeit für Bundeswasserstraßen bei den Wasser- und Schifffahrtsdirektionen bzw. -ämtern liegt. Sonstige Wasserflächen unterliegen den Zuständigkeiten der betreffenden Bundesländer bzw. den zuständigen Hafenbehörden.

Für das Transportieren von Gefahrgut sind ausführliche Regelungen in allen Bundesländern vorhanden. Es gibt große Unterschiede in den Regelungen der einzelnen Häfen.

Ein ganzheitlicher Ansatz für den sicheren Transfer von LNG ist derzeit in Deutschland als auch Europa nicht vorhanden.

### *1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen*

Die Zusammenarbeit zwischen den Projektpartnern erfolgte sehr eng und im Rahmen von regelmäßigen Meetings während der Projektlaufzeit wurden die Zwischenergebnisse intensiv diskutiert.

Die Maritime Industrie im Allgemeinen steht den Projektergebnissen positiv gegenüber, was sich insbesondere zum Ende des Projektes in einer vermehrten Nachfrage bezüglich der Projektergebnisse abzeichnete. Darüber hinaus finden die erzielten Ergebnisse große Resonanz auf Messen sowie Konferenzen.

Derzeitig besteht das Bestreben, die erarbeiteten Ergebnisse auch für die Binnenschifffahrt zu nutzen. Hier steht im Vordergrund, die Ergebnisse der Risikobewertung auch bei der Bewertung dieser Technology an Bord von Binnenschiffen zu berücksichtigen. Die entsprechenden technischen Lösungen müssen zwar auf die Größenordnung der Binnenschifffahrt angepasst werden, die Sicherheitsprinzipien können dennoch direkt transferiert werden.

## II *Eingehende Darstellung*

### II.1 *Evaluierung von Bunker Anforderungen*

Das erste gasbetriebene Schiff, die „Glutra“, wurde im Jahr 2000 in Dienst gestellt und es folgten 47 weitere gasbetriebene Schiffe (Stand 2014-06-25). Es zeichnet sich derzeit ab, dass die ersten Anwendungen für Gas als Schiffsbrennstoff Schiffe sein werden, welche zwischen zwei Orten operieren bzw. welche regelmäßig einen bestimmten Hafen anlaufen. Darüber hinaus sind diese Schiffe in sogenannten Emission Control Areas (ECA / SECA) unterwegs, wozu unter anderem die Nord- und Ostsee zählen.

Bei den bisherigen realisierten bzw. geplanten Projekten handelt es sich dementsprechend um kleine bis mittelgroße Anwendungen. Somit kann das notwendige Bunkervolumen als auch das für den Bunkervorgang zur Verfügung stehende Zeitfenster abgeschätzt werden. Anhand der bereits am Markt etablierten Anwendungen von Gas als Schiffsbrennstoff lässt sich darüber hinaus die bevorzugte Systemlösung für den Einsatz an Bord von gasbetriebenen Schiffen erkennen.

#### II.1.1 *Anforderungen von gasbetriebenen Schiffen in Bezug auf den Bunkervorgang*

Im vorliegenden Projekt wurde das im Rahmen des „Gaspax“ Projektes entwickelte gasbetriebene Kreuzfahrtschiff als Basis verwendet. Kreuzfahrtschiffe operieren vornehmlich in ECA Gebieten, so dass mittels der Verwendung von Gas als Schiffsbrennstoff die zukünftigen Umweltauflagen eingehalten werden können. Das von der Meyer Werft entwickelte Schiff ist insgesamt mit einem Tankvolumen von 2000 m<sup>3</sup> ausgestattet, welches sich auf zwei gleich große Typ C-Tanks aufteilt. Typ C-Tanks benötigen aufgrund der konservativen Auslegung keine zweite Barriere und können für einen Druck von bis zu 10 bar g gemäß den geltenden Regeln ausgelegt werden. Darüber hinaus können mittels einer sog. Vakuumisolierung die Isoliereigenschaften deutlich im Vergleich zu herkömmlichen Schaumstoffisolierungen verbessert werden.

Der Kreuzfahrer hat für das herkömmliche Schwerölbunkern üblicherweise ein Zeitfenster von 4 h inklusive des Festmachens und des Anschlagens des Bunkerequipments zur Verfügung. Um das Bunkern von LNG zu etablieren ist es notwendig, dieses im gleichen Zeitfenster durchführen zu können. Dementsprechend ergeben sich die Querschnitte bzw. die Anschlussgrößen des Manifolds in der Bunkerstation.

Abhängig vom verwendeten Tanksystem bzw. vom Anfangszustand des zu transferierenden LNGs muss das zu beunkernde Schiff bzw. das Bunkerschiff mit einer Vapour return Leitung ausgestattet sein. Normalerweise liegt LNG in den Tanks an Bord des gasbetriebenen Schiffes bzw. an Bord des Bunkerschiffes im Gleichgewicht zwischen Tankdruck und Siedetemperatur vor. Wird LNG von einem Tank mit hohem Druck und entsprechender Siedetemperatur in einen Tank mit niedrigerem Druck transferiert, kommt es so lange zu einem Verdampfen der transferierten Flüssigkeit, bis das Gleichgewicht wieder hergestellt ist. Es wird bei dem Transfer von LNG

angestrebt, dass möglichst LNG bei der entsprechenden Siedetemperatur bei Umgebungsdruck transferiert wird. Somit kann gewährleistet werden, dass es nicht zu dem schlagartigen, beschriebenen Verdampfen des LNGs kommt.

Heutzutage werden bevorzugt dual fuel Motoren eingesetzt, welche sowohl LNG als auch herkömmliche Kraftstoffe verbrennen können. Dementsprechend muss das gasbetriebene Schiff ebenfalls mit einer Bunkerstation für konventionelle Kraftstoffe ausgestattet sein.

Die Anforderungen an die LNG Bunkerstation sind im Rahmen der Interim Richtlinie (MSC.285(86)) bzw. im Draft vom IGF-Code geregelt. Für die Bunkerstation werden ein manuelles und ein automatisch bedienbares Absperrventil gefordert. Neben dem Drip tray, welches potentielle Leckagen auffangen und außenbords lenzen soll, muss bei geschlossener Bunkerstation für eine entsprechende Lüftung des Raumes gesorgt werden. Bei einer offenen Bunkerstation sorgt die natürliche Belüftung für eine schnelle Verdünnung von potentiellen Leckagen.

### *II.1.2 Anforderungen an das Bunkerschiff in Bezug auf den Bunkerprozess*

Das Bunkerschiff muss gemäß den Anforderungen des gasbetriebenen Schiffes ausgerüstet sein. Der Bunkervorgang muss unter den gleichen Rahmenbedingungen wie das Schwerölbunkern durchzuführen sein, da sich ansonsten diese Technologie nicht etablieren wird. Die Risiken des Bunkervorganges sind in dem Arbeitspaket 4 näher untersucht worden. Darüber hinaus sind neben dem Transfer des Kraftstoffes Anwendungen vorzusehen, welche den kompletten Betriebskreislauf des Tanks abdecken. Das gasbetriebene Schiff hat normalerweise das dafür notwendige Equipment nicht an Bord. Bevor ein Tank in Betrieb genommen wird, muss dieser zunächst inertisiert und heruntergekühlt werden. Dementsprechend wird bei der Außerbetriebnahme der Tank aufgewärmt und gasfrei gemacht.

Zur Versorgung des gasbetriebenen Schiffes mit LNG als auch MGO sind für beide Kraftstoffe entsprechende Bunkerstationen an Bord vorzusehen. Die Transverrate wurde im Rahmen des Projektes mit maximal 500 m<sup>3</sup> /h angenommen, welches für die ersten Anwendungen bezüglich Gas als Schiffsbrennstoff ausreichend ist. Die bisherigen realisierten Transverrate liegen bei maximal 300 m<sup>3</sup> / h. Des Weiteren ist für den effizienten Betrieb des Schiffes davon ausgegangen worden, dass das Bunkerschiff mind. 2-3 Bebunkerungen durchführen kann, bevor es am Terminal selber wieder betankt wird. Gemäß den zu erwartenden Tankkapazitäten an Bord der gasbetriebenen Schiffe, ergibt sich eine Tankkapazität von 5000 m<sup>3</sup> für das Bunkerschiff.

## II.2 Designkonzept des Bunkerschiffes

Details des entwickelten Bunkerschiffes sind in dem Abschlussbericht der Meyer Werft zu entnehmen. Im Folgenden werden die Aspekte dargestellt, welche zur Verständlichkeit der sicherheitstechnischen Untersuchungen beitragen.

Gemäß den im Arbeitspaket 1 analysierten Anforderungen an das Bunkerschiff ist dieses mit einer Tankkapazität von 5000 m<sup>3</sup> ausgestattet worden. Dementsprechend ergeben sich für das Bunkerschiff eine Gesamtlänge von 103 m und eine Breite von 18,4 m bei einem Tiefgang vom 5 m. Das Bunkerschiff kann zusätzlich mit MDO Tanks ausgestattet werden, so dass konventioneller Kraftstoff als auch LNG übergeben werden können. Details zum Bunkerschiff sind der folgenden Abb. II.1 dargestellt.

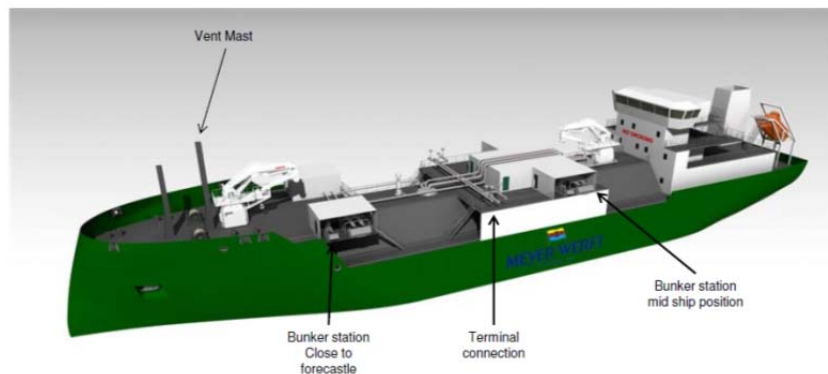


Abb. II.1: Seitenansicht des Bunkerschiffes

Das entworfene Bunkerschiff hat die in Tab. II.1 zusammengestellten charakteristischen Daten. Zusätzlich ist im Anhang der Generalplan des Bunkerschiffes zu finden.

Tab. II.1: Schiffsdaten

Schiffstyp	Einheit	Bunkerschiff
Bruttoraumzahl	BRZ	5600
Länge (PP)	m	100
Breite	m	18,4
Tiefgang	m	5,0
Tiefe	m	10,2
Besatzung	Anzahl	6*
Abstand von Außenhaut zum LNG Tank	mm	3150

\*geschätzt

Die Besonderheit des Schiffes liegt darin, dass es neben dem normalen Manifold für die verschiedenen Operationen am Terminal zwei Bunkerstationen besitzt. Die Notwendigkeit von zwei Bunkerstationen ergibt sich anhand der Vorschriften zum Festmachen an einem anderen Schiff. Zum Bebunkern eines Kreuzfahrtschiffes



wird üblicherweise die mittschiffs Bunkerstation verwendet, vgl. Abb. II.2, wobei bei einem Container-Feeder die Bunkerstation im Bugbereich verwendet werden muss. Container Feeder haben üblicherweise ihre LNG Tanks mit der dazugehörigen Bunkerstation im Bereich der Aufbauten, so dass das Bunkerschiff wie in Abb. II.2 an dem zu betankenden Schiff anlegen muss. Das Bunkerschiff darf über das zu betankende Schiff am Heck nicht herausragen, welches die Bunkerstation im Bugbereich bedingt.

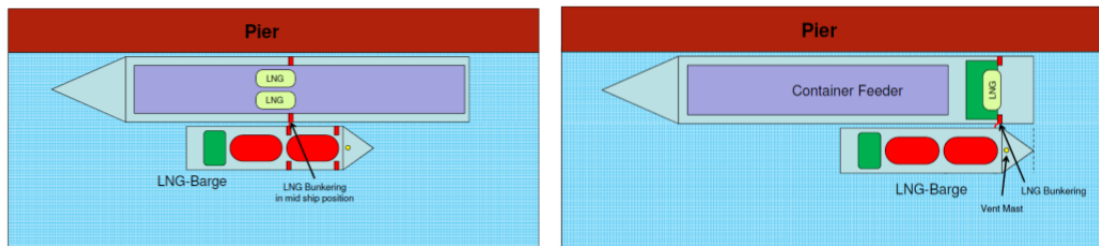


Abb. II.2: Möglichkeiten des Festmachens an unterschiedlichen Schiffstypen

Die Bunkerstation, vgl. Abb. II.3, beinhaltet im Wesentlichen die Liquid sowie die Vapour return Leitung in einem Shelter. Die Liquid Leitung ist als DN200 ausgeführt worden, um die benötigten Transferraten realisieren zu können. Die Vapour return Leitung ist als DN150 entworfen worden und befördert das Boil off Gas des Brennstofftankes beim Bunkervorgang zurück an Bord des Bunkerschiffes. Die Bunkerleitungen müssen entsprechend den geltenden Regelwerken in der Bunkerstation abzusperrbar sein, so dass ein automatisches und ein manuelles Ventil jeweils in der Leitung vorgesehen sind. Mögliche Leckagen in der Bunkerstation beispielsweise am Verbindungsflansch werden von einem Drip Tray aufgefangen und außenbords geleitet, so dass die Schiffsstruktur aufgrund der tiefkalten Temperatur von LNG nicht beschädigt werden kann. Zusätzlich verhindert ein Wasservorhang, dass LNG mit der Schiffsaußenhaut in Kontakt kommen kann bzw. durch den Wärmeeintrag des Wassers verdampft das LNG und kann zu keiner Versprödung der Schiffsaußenhaut führen.



Abb. II.3: Bunkerstation des Bunkerschiffes



Das Bunkersystem ist für einen Rohrleitungsdurchmesser DN200 sowie drei Schlauchdurchmesser DN150 mm, DN175 und DN200 (6, 7 und 8 Zoll) entworfen worden, um unterschiedliche Bunkerraten bei konstanter Durchflussmenge zu ermöglichen (Tab. II.2). Für einen Schlauchdurchmesser DN200 kann eine Durchflussmenge von 500 m<sup>3</sup>/h realisiert werden, was bei einem zu betankenden Volumen von 2000 m<sup>3</sup> einer Transferzeit von 4 h entspricht. Die Schlauchlänge ist abhängig von der Lage der Empfängerstation sowie von Anforderungen zum Biegeradius. Für die im Rahmen des BunGas Projektes diskutierten Schiffstypen und Schiffsabständen von 2 m wurde die Schlauchlänge von 12 m gewählt.

Tab. II.2: Schlauchparameter und Bunkerdauer

	Einheit	Schlauch			Rücklaufleitung
Länge	m	12	12	12	-
Durchmesser'	in	6'	7'	8'	2'
Durchmesser	DN	150	175	200	50
Durchflussmenge	m <sup>3</sup> /h	281	383	500	
Durchflussgeschwindigkeit	m/s	4,42	4,42	4,42	4,42

#### b. Komponenten

Im Folgenden werden ausgewählte Komponenten des Bunkersystems detaillierter beschrieben, welche im Rahmen des Risikomodells zum Tragen kommen.

- Schlauch (hose): im Allgemeinen können flexible Schläuche, hergestellt aus Stahl oder Faserverbundwerkstoff, in ein- oder doppelwandiger Ausführung im System installiert werden
- Flansch: nach geltenden Regelwerken werden geflanschte Verbindungen nicht empfohlen, sodass geschweißte Verbindungen soweit möglich eingesetzt werden sollen. Trotzdem sind einige Flanschverbindungen im System notwendig, z.B. um Schläuche mit unterschiedlichen Durchmessern am Manifold des Bunkerschiffes anschließen zu können. Hierfür werden verschiedene Adapter eingesetzt.
- Ventile: es sind mehrere Ventile im betrachteten System vorhanden:
  - o Ein manuelles Shut Off Ventil, wobei sich jeweils ein Ventil zum Absperrern der entsprechenden Leitung an Bord der beteiligten Schiffe befindet;
  - o Ein automatisches Absperrventil, welches für den normalen Betrieb der Bunkerleitungen verwendet bzw. im Notfall verschlossen wird, eine Kombination des manuellen und des automatischen Ventils ist ebenfalls möglich;

- Ein Rücklaufventil, welches hinter dem manuellen und dem automatischen Absperrventil auf dem Bunkerschiff angeordnet ist. Es dient zum Rücklauf vom im Schlauch verbliebenem LNG in den Tank über eine dafür vorgesehene Rücklaufleitung;
  - Ein Überdruckventil, welches auf dem Bunkerschiff zwischen dem Absperrventil und dem Schlauch installiert ist.
- Emergency Release Coupling (ERC): ERC ist am Schlauchende auf der Empfängerschiffseite installiert und trennt die Verbindung, wenn die auf den Schlauch wirkenden Kräfte einen voreingestellten Wert überschreiten (z. B. durch zu hohe relative Schiffsbewegungen). Beim Auslösen werden zwei Ventile im Inneren von ERC Körper geschlossen bei gleichzeitiger Trennung der Verbindung. Die Entkopplung kann mechanisch oder hydraulisch erfolgen, in beiden Fällen erfolgt keine Freisetzung von LNG (trockenes Entkoppeln). Für die gegebenen Rohleitungsdurchmesser wird eine mechanische Entkopplung vorausgesetzt;
  - Quick Connect Disconnect Coupling (QCDC): QCDC wird für eine schnelle manuelle Kopplung beziehungsweise Entkopplung des Schlauchendes am Manifold des Empfängerschiffes genutzt. Im Falle der ERC Aktivierung, bleibt die eine Hälfte der Kupplung zusammen mit der QCDC an der Bunkerstation des Empfängerschiffes angeschlossen.

### c. Sensoren

Der Bunkerprozess wird automatisch überwacht, wozu folgende Komponenten an unterschiedlichen Stellen im System installiert sind:

- Drucksensor: Drucksensoren reagieren auf Druckabfall im System. Ein LNG Transfer System wird im Allgemeinen für einen geringen Druck ausgelegt. Im Falle einer kleinen Leckage wird ein sehr geringer oder kein Druckabfall erwartet, d.h. der Drucksensor wird nicht auf eine kleine Leckage reagieren. Im Falle einer doppelwandigen Ausführung des Schlauches wird schon eine kleine Leckage zu einer detektierbaren Druckänderung führen. Für mittlere und große Leckagen sowie für einen 2-F Bruch wird der Drucksensor Alarm auslösen und den Bunkervorgang automatisch stoppen.
- Temperatursensor: Temperatursensoren werden in den Bunkerstationen der beiden Schiffe installiert und dienen zur Detektierung von Leckage bedingten Temperaturänderungen. Optional können zusätzliche Temperatursensoren entlang des Schlauches installiert werden;
- Gassensoren werden an unterschiedlichen Stellen in den Bunkerstationen beider Schiffe positioniert.

### II.3 Entwicklung der Bunkerstation an Bord von gasbetriebenen Schiffen

Im Rahmen des BunGas Projektes wurden zwei Typen von Bunkerstationen entwickelt; eine offene bzw. eine geschlossene Bunkerstation. Die geschlossene Bunkerstation wird beispielsweise an Bord eines Kreuzfahrtschiffes eingesetzt, wohingegen die offene Bunkerstation an Bord von Ropax-Schiffen zum Tragen kommt. Details der entwickelten Bunkerstationen sind in dem Abschlussbericht der Meyer Werft zu entnehmen. Im Folgenden werden die Aspekte dargestellt, welche zur Verständlichkeit der sicherheitstechnischen Untersuchungen beitragen.

#### II.3.1 Offene Bunkerstation

Im Gegensatz zu der geschlossenen Bunkerstation wird die offene nicht aktiv belüftet. Durch die offene Bauweise und die Größe des offenen Raumes wird eine hohe natürliche Belüftung erzielt. Abb. II.6 zeigt die im Rahmen des Projektes entwickelte offene Bunkerstation.

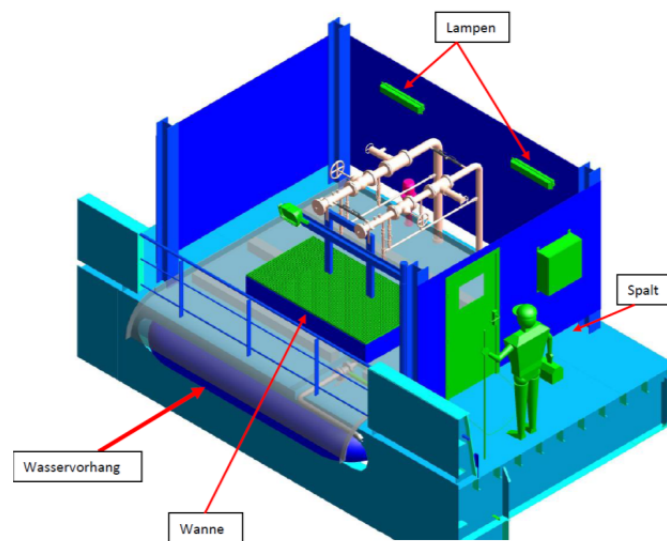


Abb. II.6: offene Bunkerstation eines gasbetriebenen Schiffes

Diese Bunkerstation an Bord des gasbetriebenen Schiffes ist analog zu der Bunkerstation des Bunkerschiffes ausgestattet. In Abhängigkeit der Tankgröße können die Durchmesser der Liquid bzw. der Vapour Return Leitung variieren. Die Leitungen sind in der Bunkerstation einwandig ausgeführt, da das Prinzip der zweiten Barriere durch das Drip Tray und die natürliche Belüftung erfüllt ist. Oberhalb des Drip Trays befindet sich ein Gitterrost, so dass dieses sicher begangen werden kann. Zusätzlich zum Drip Tray befindet sich in der Bunkerstation eine Auskleidung aus Edelstahl, welches die Schiffstruktur vor verspritztem LNG schützt. Ausgelaufenes LNG wird außenbords geleitet.

Um die seitliche Schiffsstruktur gegen das tiefkalte LNG zu schützen ist ein Wasservorhang vorgesehen. Das dafür benötigte Wasser tritt hierfür unterhalb des Drip Trays aus und wird mit einem entsprechenden Abschlussblech außenbords geleitet, vgl. Abb. II.6.

### II.3.2 Geschlossene Bunkerstation

Für die geschlossene Bunkerstation wurde als Basis das im Rahmen des Gaspax-Projektes entwickelte Kreuzfahrtschiff verwendet. Die LNG Bunkerstation wurde direkt neben der konventionellen angeordnet, da das Bunkerschiff beide Kraftstoffe bereitstellen kann und durch die nahe Anordnung eine Zeitersparnis angestrebt wird. Allerdings kann nur Schmieröl, konventioneller Kraftstoff gebunkert werden, wenn kein gleichzeitiger LNG Transfer stattfindet. Bei einem LNG Transfer ist die Luftschleuse aktiviert, was bedeutet, dass sowohl die konventionelle als auch die LNG Bunkerstation nicht mehr ohne Einschränkung betreten werden können. Ein Offenstehen einer Luftschleusentür führt zu einem Alarm und zeitverzögert zum Abbruch des Bunkervorganges. Der Bunkervorgang kann durch eine Scheibe von dem Raum hinter der Bunkerstation sicher überwacht werden, vgl. Abb. II.7.

Die LNG Bunkerstation ist komplett aus tieftemperaturfestem Material ausgelegt. Die Edelstahlauskleidung des Raumes ist darüber hinaus von der umgebenden Schiffstruktur isoliert. Der Bereich der Schiffsaußenhaut bzw. der notwendigen Schiffstruktur ist unterhalb der Bunkerstation ebenfalls tieftemperaturfest ausgelegt, damit mögliche Leckagen ohne Wasservorhang sicher außenbords geleitet werden können. Unterhalb der Anschlüsse befindet sich dennoch ein Drip Tray damit austretendes LNG sicher weggeleitet werden kann, vgl. Abb. II.8.

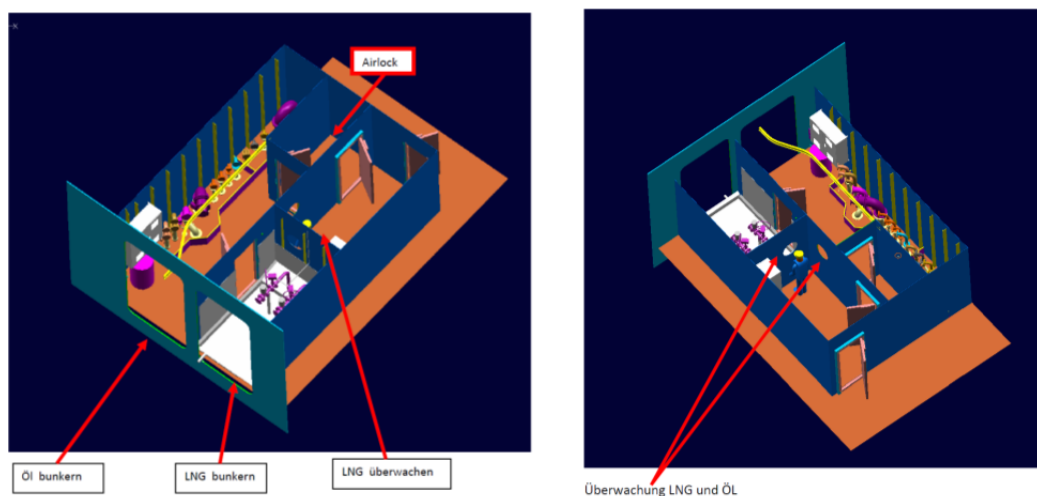


Abb. II.7: geschlossene Bunkerstation des gasbetriebenen Kreuzfahrtschiffes

In der folgenden Abb. II.8 ist die genaue Ventilanordnung des automatischen und des manuellen Ventils in der Liquid und Vapour Return Leitung dargestellt. Darüber hinaus ist das drip tray unterhalb des Anschlußflansches zu sehen. Für die Wartung bzw. für Reparaturen ist es notwendig, dass die Bunkerstation mit einem manuellen Kran ausgestattet ist.

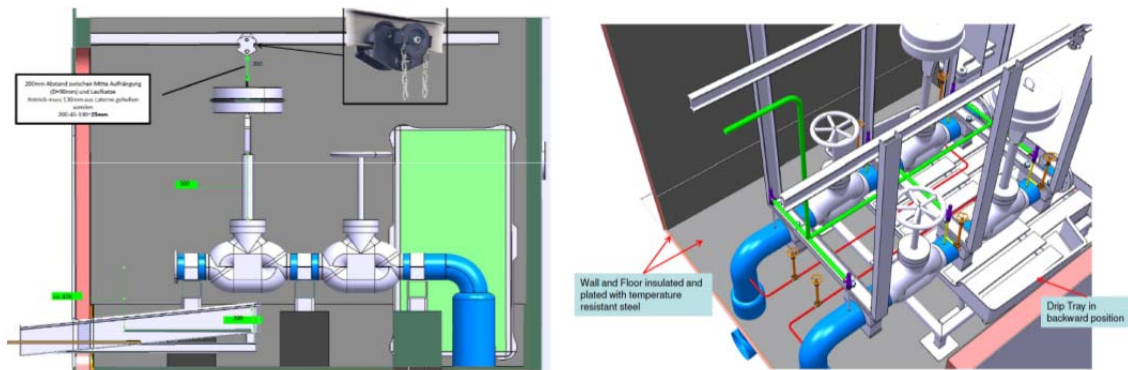


Abb. II.8: geschlossene Bunkerstation des gasbetriebenen Kreuzfahrtschiffes

## *II.4 Sicherheitstechnische Untersuchung*

### *II.4.1 Definition der Basis für die Gefahrenidentifikation*

Grundlage für die sicherheitstechnische Bewertung ist die Failure Mode and Effects Analyse (FMEA). Die FMEA ist eine Systematik zur Durchführung halb quantitativer Risikoanalysen, welche verdeckte Fehler und deren mögliche Auswirkungen, sowie mögliche Maßnahmen zu deren Vermeidung aufzeigt. Die Ergebnisse einer FMEA können anschließend als Eingangsparameter für eine quantitative Analyse genutzt werden.

Eine normale FMEA Prozedur besteht aus folgenden Schritten:

- Definition der Randbedingungen / Randannahmen für die FMEA
- Aufspaltung des Systems in Funktionsblöcke
- Beschreibung der Funktion und der Schnittstellen der einzelnen Funktionsblöcke (auch unter Betrachtung der verschiedenen Betriebszustände)
- Funktionale Beschreibung der Komponente / des Funktionsblockes
- Festlegung der möglichen Fehlerfälle
- Identifizierung der Auswirkungen des Fehlers auf die Komponente / den Funktionsblock und auf das gesamte System (lokaler und globaler Effekt)
- Identifizierung der Fehlerursache
- Bewertung des Fehlers nach
  - Schwere der Auswirkung
  - Auftretenswahrscheinlichkeit des Fehlers
  - Wahrscheinlichkeit der Fehlerdetektierung
- Erstellen von Empfehlungen für Kontrollmaßnahmen und erforderliche Tätigkeiten

Die Prozedur enthält eine Bewertung der identifizierten Fehlerfälle gemäß den drei benannten Kriterien. Aus diesem Grunde wird die hier verwendete Methode strenggenommen als Failure Mode Effects and Criticality Analysis (FMECA) bezeichnet. Aufgrund der Bewertung der Fehlerfälle zählt die Systematik zu den halb quantitativen Risikoanalysen.



Die Methode der FMEA wird in verschiedenen technischen Normen beschrieben. Die hier durchgeführte Analyse orientiert sich am IEC Standard 60812 „Analysis Techniques for System Reliability – Procedure for Failure Mode and Effects Analysis“. Entsprechend dieses Standards wird das Einfehler-Kriterium verwendet. Das heißt, wenn ein Fehler betrachtet wird, wird angenommen, dass die anderen Komponenten fehlerfrei funktionieren. Verdeckte Fehler, die durch nicht identifizierbare Fehlfunktionen entstehen, werden so weit möglich mitbetrachtet.

#### II.4.1.1 Beurteilungskriterien

Für die Bewertung der potentiellen Fehlerfälle werden die im Folgenden dargestellten Bewertungsskalen angewendet.

##### II.4.1.1.1 Auswirkungsmaßstab / Severity Rating Scale

Im Rahmen der durchgeführten Sicherheitsanalyse wird für jeden potentiellen Fehlerfall, unabhängig von der Wahrscheinlichkeit seines Auftretens, eine Kategorisierung der Auswirkung gemäß einer Skala von 1 – 5 vorgenommen. Die verwendete Skala ist in Tab. II.3 dargestellt.

Tab. II.3 Bewertungsskala für die Schwere der Auswirkung eines Fehlerfalles

Faktor	Beschreibung	Kriterien
1	Keine Auswirkung	Keine Auswirkung auf Personen und das System.
2	Kleine Auswirkung	Geringe Auswirkungen auf Personen und / oder das System. Leicht verletzte Personen möglich.
3	Mittlere Auswirkung	Leicht verletzte Personen und / oder Schaden am System bis hin zum Ausfall. Reparatur notwendig, keine Schäden an anderen Systemkomponenten.
4	Große Auswirkung	Verletzte Personen und/oder größerer Schaden bzw. Ausfall des Systems.
5	Gefährliche Auswirkung	Tote und/oder Verlust des Systems und Schaden/Verlust anderer Systemkomponenten.

#### II.4.1.1.2 Auftretenswahrscheinlichkeit / Occurrence Rating Scale

Eine analoge Skala, vgl. Tab. II.4 von 1 – 5 wird für die Bewertung der Wahrscheinlichkeit, mit der ein Schadensfall eintreten kann, angewendet. Diese Bewertung wird unabhängig von der Auswirkung des potentiellen Fehlerfalles vorgenommen.

Tab. II.4 Bewertungsskala für die Auftretenswahrscheinlichkeit eines Fehlers

Faktor	Beschreibung	Kriterien
1	Nie	Nicht möglich aus physikalischen Gründen.
2	Sehr selten	Technisch ausgeschlossen: Wenn ein Fehler nur durch minimal zwei Defekte gleichzeitig auftreten kann (charakteristisch: ein Vorfall in hundert Betriebsjahren).
3	Selten	Unwahrscheinlich: Der Schaden sollte nicht innerhalb des Lebenszyklus der Komponente auftreten (charakteristisch: ein Vorfall in zehn bis hundert Betriebsjahren).
4	Gelegentlich	Geringe Wahrscheinlichkeit: Der Schaden wird innerhalb der Lebenszeit der Komponente auftreten. (charakteristisch: ein Vorfall in zehn Betriebsjahren).
5	Häufig	Wahrscheinlich: Der Fehler wird ein- oder mehrmals pro Betriebsjahr auftreten (charakteristisch: mehrmals pro Betriebsjahr).

#### II.4.1.1.3 Fehlerwahrnehmung / Detection Rating Scale

Neben Auswirkung und Häufigkeit geht als dritter Bewertungsfaktor die Wahrscheinlichkeit der Wahrnehmung einer Störung in die Risikoanalyse ein. Sie beschreibt inwiefern ein auftretender Fehler von der Besatzung bemerkt würde, um sofortige Gegenmaßnahmen einleiten zu können, vgl. Tab. II.5.

Tab. II.5 Bewertungsskala für die Erkennung eines Fehlerfalles

Faktor	Beschreibung	Kriterien
1	Immer	Das Auftreten löst einen Alarm aus, wird zu einer Systemabschaltung oder zu Schäden führen.
2	Häufig	Das Auftreten ist erkennbar an Abweichung von Prozessparametern (z.B. Temperaturerhöhung).
3	Unwahrscheinlich	Prinzipiell ist das Auftreten erkennbar, derzeit allerdings besteht keine Möglichkeiten zum Feststellen der Störung (z.B. entsprechender Sensor ist nicht vorhanden).
4	Sehr unwahrscheinlich	Physikalisch ist eine Erkennung möglich, es wird jedoch nicht angenommen, dass die Störung festgestellt wird.
5	Nie	Das Feststellen der Störung ist physikalisch nicht möglich.

#### II.4.1.2 Risikomatrix

Für die Auswertung der Ergebnisse der Risikoanalyse stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung. Ein übliches Verfahren ist die Verwendung einer Risikomatrix, wie in der IEC 60812 beschrieben. Ein Beispiel hierfür ist in Abb. II.9 wiedergegeben. In der Matrix werden die identifizierten, potentiellen Fehlerfälle in Abhängigkeit ihrer Fehlerauswirkung (Severity) und ihrer Auftretenswahrscheinlichkeit (Occurrence) dargestellt. In der Matrix befinden sich Bereiche die als akzeptabel und unakzeptabel angesehen werden. Es muss hierbei angemerkt werden, dass es keine universelle Definition für die Gefährlichkeit gibt. Die Gefährlichkeit muss vom Analysten definiert werden. Diese Definitionen können zwischen den verschiedenen Branchen deutlich abweichen.

		Probability of Occurrence				
		1	2	3	4	5
Severity	1	Low Risk				
	2				Failure mode 2	
	3					
	4		Failure mode 1			
	5					High Risk

Abb. II.9 Risikomatrix

Die Region hohen Risikos (rot dargestellt) ist der nicht tolerierbare Bereich der Matrix. Fehlerfälle in diesem Bereich können nicht akzeptiert werden. Fehlerfälle im so genannten „As Low As Reasonable Practical“ (ALARP) Bereich, hier gelb dargestellt, sind nur dann tolerabel, wenn risikoreduzierende Maßnahmen nicht umsetzbar sind oder wenn die Kosten für die Risikominderungsmaßnahmen deutlich über das Verhältnis der zu erreichenden Risikoreduzierung hinausgehen. Es ist nachzuweisen, dass alle angemessenen und praktisch umsetzbaren Risikominderungsmaßnahmen durchgeführt wurden. Fehlerfälle im Bereich geringen Risikos (grüner Bereich) haben ein geringfügiges Risiko. Es ist hier nicht erforderlich den Nachweis dafür zu führen, dass das ALARP-Prinzip eingehalten wird.

Auf Basis der unter Kapitel II.4.1.1.1 bis II.4.1.1.3 genannten Faktoren kann für jeden erdachten Schadensfall eine halb-qualitative Abschätzung durchgeführt werden, um den Fehler mit anderen Schadensfällen vergleichen zu können. So kann beispielsweise eine Störung mit gravierender Auswirkung geringer eingestuft werden als ein mittelschwerer Defekt, wenn dieser viel häufiger auftreten würde. Mittels der entstehenden Bewertungsskala können abschließend Schwellenwerte eingeführt werden, um festzulegen, welches Risiko akzeptiert werden kann.

Das Risiko (R) wird generell definiert als Schwere der Auswirkung eines Fehlerfalles multipliziert mit der Auftretenswahrscheinlichkeit dieses Fehlerfalles:

$$R = S \times P$$

wobei

S eine dimensionslose Zahl für die Schwere der Auswirkung eines Fehlerfalles ist, z.B. eine Abschätzung wie stark die Auswirkung des Fehlerfalles auf das System oder den Anwender sind

P eine dimensionslose Zahl die die Auftretenswahrscheinlichkeit eines Fehlerfalles darstellt

## II.4.2 *Gefahrenidentifikation*

### II.4.2.1 Randbedingungen

Die FMEA wurden unter den folgenden Annahmen durchgeführt:

1. Die Studie beschränkt sich auf die für das Bunkern von LNG benötigten Systeme an Bord der beteiligten Schiffe
2. Die Analyse konzentriert sich auf die Hauptrisiken während des „Normalbetriebes“ bzw. des Bunkerns.
3. Die Studie konzentriert sich auf Risiken infolge des Austretens von LNG oder Erdgas
4. Das LNG System arbeitet innerhalb seiner Auslegungsparameter.
5. Es wurden nur Einzelfehler betrachtet.
6. Regelmäßige Kontrollen und Wartung werden vorausgesetzt.
7. Die Anlage wird von einer erfahrenen und ausreichend ausgebildeten Mannschaft bedient.
8. Die Analyse wurde auf Basis des Entwurfes der Meyer Werft durchgeführt.

### II.4.2.2 Betrachtete Systeme

In der Analyse wurden die Komponenten betrachtet, die beim Normalbetrieb bzw. beim Bunkern an Bord genutzt werden. Die Analyse wurde entsprechend der Reihenfolge der Funktionsblöcke durchgeführt. Für die Bewertung der Schwere der Auswirkungen des Fehlers, die Auftretenswahrscheinlichkeit und die Detektionswahrscheinlichkeit wurden die fünf beschriebenen Kategorien verwendet.

Die folgenden Funktionsblöcke wurden in die Ausarbeitung einbezogen:

1. Bunkerstation
2. Transfersystem

### II.4.2.3 Auswertung der FMEA

Ein kompletter Bericht der FMEA befindet sich im Anhang zu diesem Bericht. Im Folgenden werden die wichtigsten Erkenntnisse der FMEA dargestellt

Während der FMEA wurden 5 potentielle Fehlerfälle identifiziert, welche mit „hazardous“ (Ranking 5) Effekt und ein Fehlerfall, welcher mit „Major“ Effekt bewertet wurde. Drei dieser Fehlerszenarien befinden sich in dem inakzeptablen roten Bereich der Fehlermatrix, vgl. Abb. II.10. Drei potentielle Fehler befinden sich in dem ALARP Bereich, angrenzend an den roten Bereich. Für diese Fehlerszenarien wurden im Rahmen der FMEA Sicherheitsmaßnahmen diskutiert. Im Folgenden werden diese Fehlerfälle diskutiert und die während der FMEA besprochenen Sicherheitsmaßnahmen aufgeführt.

		Frequency				
		1	2	3	4	5
Severity	1	1	1			
	2		2	1	4	
	3		5	5		
	4					1
	5		3	2		

Abb. II.10 Criticality Matrix der durchgeführten Sicherheitsanalyse

Während des Bunkervorganges kann es infolge eines Druckanstiegs in den Tanks des Bunkerschiffes bzw. in den Brennstofftanks des zu betankenden Schiffes zur Freisetzung von Erdgas mittels des Abblasemastes kommen. Die Tanks sind gegen einen unzulässigen Überdruck mittels Sicherheitsventile abgesichert, welche mit einem Abblasesystem verbunden sind. Um den Abblasemast wird sich eine Gaswolke ausbilden, welche aufgrund der Vertäuung beider Schiffe in nicht ex-geschützte Bereiche gelangen kann. Zündquellen und eine Entzündung der Gaswolke kann somit nicht ausgeschlossen werden. Dieses Szenario sollte mittels CFD detaillierter untersucht werden, damit geeignete Sicherheitsmaßnahmen vorgesehen werden können.

Die Bunkerleitung ist mit einer ERC Kupplung an dem zu betankenden Schiff angeschlossen. Die Transferleitung wird mittels eines Kranes geführt, so dass im Auslösefall der Schlauch nicht unkontrolliert ins Wasser fällt bzw. beim An- und Abschlagen der Schlauch entsprechend geführt werden kann. Nach einem Bunkervorgang kann LNG bzw. NG aus dem unverschlossenen Ende der ERC Kupplung austreten. Mittels eines entsprechenden Ventils kann der Schlauch zukünftig verschlossen werden, welches ein potentielles Auslaufen von LNG bzw. NG verhindert. Darüber hinaus sollen Bunker Prozeduren entwickelt werden, welche die Handhabung des Transferschlauches beschreiben.

Während des Bunkerns kann es zu einer Kollision zwischen den beiden Schiffen bzw. mit einem dritten Schiff kommen, welches in der unmittelbaren Umgebung operiert. Ursache können Mooringfehler bzw. navigatorische Fehler sein. Zur Identifizierung von geeigneten Bunkerstandorten können Verkehrsanalysen durchgeführt sowie Sicherheitsabstände oder Verkehrsregulierungen definiert werden, welche die Wahrscheinlichkeit für Kollisionen herabsetzen.

Während Wartung und Reparatur kann es ebenfalls zu unbeabsichtigter Freisetzung von NG bzw. LNG kommen, wenn die Ventile am Tank nicht repariert werden können. Es wurde während der Hazid diskutiert, die Wartung und Reparatur von Ventilen, welche sich direkt am Tank befinden, näher zu untersuchen. Die eingebauten Ventile sollen mit einer Positionsanzeige versehen werden.

Insbesondere an Bord von Kreuzfahrtschiffen kann eine ungenügend vor Zutritt nicht autorisierter Personen geschützte Bunkerstation zu gefährlichen Situationen für die Passagiere, Crew oder das System führen. Es müssen Prozeduren entwickelt werden, welche das Betreten der Bunkerstation von nicht autorisierten Personen verhindert. Im Rahmen der existierenden Sicherheitsmaßnahmen ist das Betreten des Hauptdecks während des Bunkervorganges untersagt.

Während der FMEA wurden weitere Fehlerfälle besprochen, bei denen eine geringe Schwere vorliegt aber denen eine hohe Fehlerfrequenz zugeordnet wurde. Diese Fehlerfälle werden im Folgenden dargestellt:

Im Rahmen der FMEA wurde diskutiert, dass kleine Leckagen in der Bunkerstation nur sehr schwer mittels Gasdetektoren bzw. Temperatursensoren im Drip tray zu detektieren sind. Kleine Flüssigkeitsleckagen werden vermutlich sofort verdampfen und keinen Temperaturabfall des Drip trays, welcher identifiziert werden könnte, verursachen. Um die Dichtigkeit des Transfersystems zu gewährleisten soll vor dem eigentlichen LNG Transfer ein Dichtigkeitstest durchgeführt werden. Entsprechende Prozeduren müssen hierfür entwickelt werden. Als existierende Sicherheitsmaßnahme können die Crew, welche den Vorgang beobachten, sowie die entsprechenden Temperatur – und Gassensoren genannt werden.

Im potentiellen Fall einer Kommunikationsunterbrechung während des Bunkervorganges ist die Bunker Crew nicht hinsichtlich des aktuellen Zustandes des Tankes informiert. Somit kann es beispielsweise zu einem Stoppen des Bunkervorganges durch den Überfüllschutz von dem zu betankenden Tank kommen. Dieses Szenario wird von einem Sensor detektiert und ein sicherer Zustand hergestellt.

Während eines Blackouts im Bunkerfall werden alle Systeme insbesondere die Ventile in einen sicheren Zustand gehen. Das Notstromaggregat stellt innerhalb von 10 s die Notstromversorgung zur Verfügung. Für dieses Szenario wurden keine weiteren Aktionen diskutiert, da das System sich in einen sicheren Zustand befindet und dieser potentielle Fehler immer detektierbar ist.

## II.4.3 Weiterführende Risikoanalysen

### II.4.3.1 CFD-Untersuchungen

#### II.4.3.1.1 Einführung

Im Rahmen der FMEA wurde ermittelt, dass eine Leckage des Transfersystems zu den „worst case Scenarios“ beim Bunkern von LNG zählt. Mittels CFD-Rechnungen soll dieses Szenario näher untersucht werden, damit Aussagen über eine Verteilung der Gaswolke getroffen werden können. Abb. II.11 zeigt schematisch das Größenverhältnis zwischen dem Passagierschiff und einem LNG-Bunkerschiff.

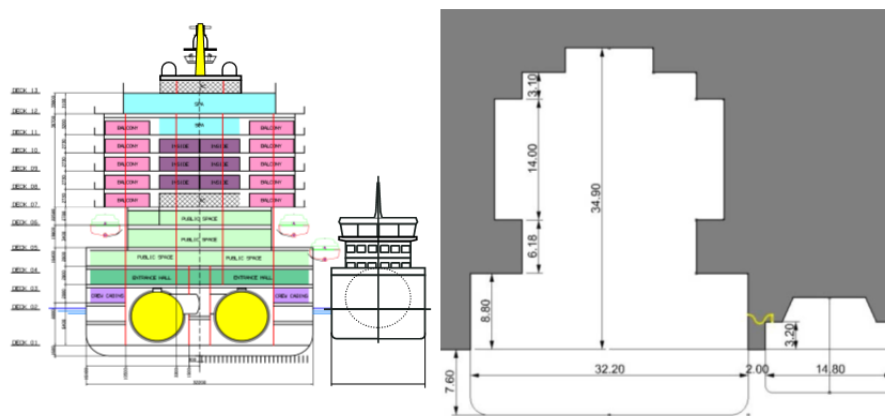


Abb. II.11 Schematische Darstellung des Größenverhältnisses zwischen Bunker- und Passagierschiff

Darüber hinaus wurde in BunGas ein Risiko-Modell für den LNG-Betankungsprozess erarbeitet. Die Ergebnisse der CFD-Simulationen wurden genutzt, um möglichst realitätsnahe Risikofaktoren für das Modell zu erhalten. Mit Hilfe dieser Berechnungen wurde anschließend für die Risiko-Betrachtung eine Zündwahrscheinlichkeit für zwei Szenarien mit jeweils unterschiedlich großen Leckagen definiert.

Beim natürlichen Erdgas handelt es sich um ein Gasgemisch, dessen chemische Zusammensetzung je nach Fundstätte beträchtlich schwankt. Der Hauptbestandteil ist immer Methan. Häufig enthält Erdgas auch größere Anteile höherer Kohlenwasserstoffe wie Ethan, Propan, Butan und Ethen. Ein weiterer Nebenbestandteil ist Schwefelwasserstoff, der jedoch durch Entschwefelung des Erdgases entfernt wird. Des Weiteren enthält Erdgas bis zu neun Prozent Kohlenstoffdioxid. Da letzteres für die Energiegewinnung wertlos ist, wird es bei der Verarbeitung in die Luft abgegeben. Man unterscheidet im Allgemeinen Erdgasqualitäten nach ihrem Energiegehalt zwischen „L“ (low) und „H“ (high). Erdgas der Qualität „H“ hat einen höheren Methangehalt von 87 bis 99 Vol. %, während Erdgasqualitäten mit der Bezeichnung „L“ geringere Methananteile von 80 bis 87 Vol. % und dafür größere Mengen an Stickstoff und Kohlendioxid enthält. Je nach Fördergebiet unterschiedliche Erdgaszusammensetzungen sind z.B., siehe [16]:



- Erdgas „H“ (GUS-Staaten) besteht aus ca. 98 % Methan, 1 % weiteren Alkanen (Ethan, Propan, Butan, Pentan) und 1 % Inert Gasen
- Erdgas „H“ (Nordsee) besteht aus ca. 89 % Methan, 8 % weiteren Alkanen (Ethan, Propan, Butan, Pentan) und 3 % Inert Gasen
- Erdgas „L“, bestehend aus ca. 85 % Methan, 4 % weiteren Alkanen (Ethan, Propan, Butan, Pentan) und 11 % Inert Gasen

Aufgrund der unterschiedlichen chemischen Zusammensetzung von Erdgas wurde für das vorliegende Projekt reines Methan (CH<sub>4</sub>) als Material in den CFD- Berechnungen verwendet. In den folgenden Kapiteln wird die Terminologie LNG (flüssige Phase) und NG (gasförmige Phase) jedoch beibehalten, um den jeweiligen Aggregatzustand des Gases zu beschreiben. In Tab. II.6 sind die thermodynamischen Eigenschaften von Methan im Siedepunkt bei Atmosphärendruck von p=1,01325 bar zusammengefasst. Tab. II.7 enthält die Stoffeigenschaften bei Atmosphärendruck und 0°C Umgebungstemperatur. Die Werte stammen aus der Datenbank [17] und wurden als Grundlage für alle CFD-Berechnungen verwendet.

Tab. II.6: Stoffwerte von Methan am Siedepunkt bei Atmosphärendruck von 1,01325 bar

Eigenschaft	Wert	Einheit
Medium :	Methan (CH <sub>4</sub> )	
Aggregatzustand :	Siedelinie	
Druck :	1,01325	[ bar ]
Temperatur :	-161,5	[ Celsius ]
Dichte Flüssigphase :	422,36	[ kg / m <sup>3</sup> ]
Dichte Gasphase :	1,8164	[ kg / m <sup>3</sup> ]
Spezifische Enthalpie Flüssigphase :	-910,94	[ kJ / kg ]
Spezifische Enthalpie Gasphase :	-400,11	[ kJ / kg ]
Spezifische Entropie Flüssigphase :	-6,6769	[ kJ / kg K ]
Spezifische Entropie Gasphase :	-2,1023	[ kJ / kg K ]
Spezifische isobare Wärmekapazität : Flüssigphase cp'	2,0564	[ kJ / kg K ]
Spezifische isobare Wärmekapazität : Gasphase cp''	1,6151	[ kJ / kg K ]
Spezifische isochore Wärmekapazität : Flüssigphase cv'	3,4811	[ kJ / kg K ]
Spezifische isochore Wärmekapazität : Gasphase cv''	2,2177	[ kJ / kg K ]
Dynamische Viskosität Flüssigphase :	118	[ 10 <sup>-6</sup> (Pa s) ]
Dynamische Viskosität Gasphase :	4,46	[ 10 <sup>-6</sup> (Pa s) ]
Kinematische Viskosität Flüssigphase :	0,279383	[ 10 <sup>-6</sup> (Pa s) ]
Kinematische Viskosität Gasphase :	2,455406	[ 10 <sup>-6</sup> m <sup>2</sup> / s ]
Schallgeschwindigkeit Flüssigphase :	1339,7	[ m / s ]
Schallgeschwindigkeit Gasphase :	271,33	[ m / s ]

Tab. II.7: Stoffeigenschaften von Methan unter Normbedingungen

Methan unter Normbedingungen (T=0°C; p=1,01325 bar)		
Dichte	0,718	[ kg / m <sup>3</sup> ]
isobare Wärmekapazität cp	2,181	[ kJ / (kg K) ]
isochore Wärmekapazität cv	1,657	[ kJ / (kg K) ]
Schallgeschwindigkeit	430,5	[ m / s ]
Molare Masse	16,043	[ kg / kmol ]
Gaskonstante R	518,2705	[ J / (kg K) ]
Isentropen Exponent	1,304	

#### II.4.3.1.2 Numerische Methode

Für die CFD-Berechnungen wurde ein kommerzielle Programm verwendet. DNV GL hat mit der ausgewählten Software langjährige Erfahrungen und setzt diese bisher insbesondere für die Berechnungen von Schiffsumströmungen ein. Die Software basiert auf der sog. RANSE-Methode, die die Reynolds-gemittelten Navier- Stokes- Gleichungen im Zeitbereich lösen. Dieses Verfahren hat sich in den letzten zwei Jahrzehnten durch zahlreiche Validierungen und Untersuchungen in der Industrie als für die Praxis geeignetstes Verfahren durchgesetzt.

Die Lösungsmethode basiert auf Erhaltungsgleichungen in integraler Form mit entsprechend anzusetzenden Anfangs- und Randbedingungen. Das Lösungsgebiet wird dabei in eine endliche Anzahl von Volumenelementen (Zellen) unterteilt, die eine beliebige polyedrische Form haben können und typischerweise lokal in Bereichen verfeinert werden, in denen hohe Gradienten der Strömungsvariablen zu erwarten sind. Das zu betrachtende Zeitintervall wird ebenfalls in geeignete Zeitschrittweiten unterteilt. Die Grundgleichungen enthalten Oberflächen- und Volumenintegrale, sowie Ableitungen für Zeit und Raum, die für jedes Volumenelement und Zeitebene mit geeigneten Finite- Differenzen- Approximationen angenähert werden, was zu einem algebraischen Gleichungssystem führt, das mit einem iterativen Lösungsalgorithmus gelöst wird. Die Turbulenzeffekte in der Strömung werden dabei über ein Wirbelviskositätsmodell (typischerweise wird das  $k-\varepsilon$  oder  $k-\omega$  Modell verwendet) in den Reynolds – gemittelten Navier- Stokes- Gleichungen berücksichtigt. Somit ist die Kontinuitätsgleichung, die Impulsgleichung und zwei Gleichungen für die Turbulenz- Eigenschaften der Strömung zu lösen:

- Massenerhaltung:

$$\frac{d}{dt} \int_V \rho dV + \oint_S \rho \mathbf{v} \cdot \mathbf{n} dS = 0 \quad (1)$$

- Impulserhaltung :

$$\frac{d}{dt} \int_V \rho \mathbf{v} dV + \oint_S \rho \mathbf{v} (\mathbf{v} \cdot \mathbf{n}) dS = \oint_S (\mathbf{T} - p\mathbf{I}) \cdot \mathbf{n} dS + \int_V \rho \mathbf{b} dV \quad (2)$$

- allgemeine Transportgleichung für skalare Größen :

$$\frac{d}{dt} \int_V \rho \varphi dV + \oint_S \rho \varphi \mathbf{v} \cdot \mathbf{n} dS = \oint_S \Gamma \nabla \varphi \cdot \mathbf{n} dS + \int_V \rho b_\varphi dV \quad (3)$$

In diesen Gleichungen steht  $\rho$  für die Fluidichte und  $\mathbf{v}$  für den Strömungsgeschwindigkeitsvektor;  $\mathbf{n}$  ist der Einheitsvektor normal zur Volumenoberfläche, dessen Fläche  $S$  und dessen Volumen mit  $V$  bezeichnet ist;  $\mathbf{T}$  ist der Spannungstensor (der durch Geschwindigkeitsgradienten und die Wirbelviskosität ausgedrückt wird),  $p$  ist der Druck,  $\mathbf{I}$  der Einheitstensor;  $\varphi$  steht für eine skalare Variable (z.B.  $k$ ,  $\varepsilon$  oder  $\omega$ ),  $\Gamma$  ist der Diffusionskoeffizient,  $\mathbf{b}$  der Vektor der Gravitationskräfte pro Masseneinheit und  $b_\varphi$  stellt Quellen oder Senken von  $\varphi$  dar.

Alle Integrale werden durch die Mittelpunkts-Regel angenähert, d.h. dass der Wert der Funktion, die integriert werden soll, durch den Wert in der Mitte des Integrationsgebietes (z.B. das Zentrum der betrachtenden Zellenoberfläche für Oberflächenintegrale, das Zellzentrum für Volumenintegrale oder die Zeitebene für Zeitintegrale) multipliziert mit dem Integrationsbereich (Oberflächenausdehnung, Zellvolumen oder Zeitschrittweite) approximiert wird. Diese Näherungen sind von zweiter Ordnung Genauigkeit für glatte Funktionen, unabhängig von der Form des Integrationsbereichs (beliebige Polygone für Oberflächenintegrale und willkürliche polyedrische Formen für Volumenintegrale).

Da die Variablenwerte jeweils im Kontrollvolumenzentrum berechnet werden, müssen Interpolationen verwendet werden, um die Werte für die Oberflächenzentren zu bestimmen. Die konvektiven Flüsse werden mit einer linearen Aufwind-Approximation zweiter Ordnung berechnet. Um Diffusionsströme zu berechnen, werden auch die Massenströme an den Zelloberflächen benötigt, während einige Quellterme in den Turbulenzgleichungen auch die Gradienten in den Kontrollvolumenzentren benötigen. Diese werden mit linearen Formfunktionen berechnet.

Die Lösung der Navier -Stokes- Gleichungen geschieht mit einem iterativen Verfahren, bei dem die linearisierten Impulsgleichungen zunächst unter Verwendung des Drucks und der Massenflüsse durch die Zellflächen (innere Iterationen) gelöst werden, danach folgt die Lösung der Druckkorrekturgleichung, abgeleitet erhält man die Kontinuitätsgleichung (sog. SIMPLE- Algorithmus, siehe [4, 5] für weitere Details). Danach werden die

Gleichungen für Skalare, wie z.B. Variablen der Turbulenz gelöst; die Lösungssequenz wird wiederholt (äußere Iterationen) bis alle Gleichungen innerhalb einer vorgegebenen Toleranz erfüllt sind. Danach wird der Lösungsalgorithmus in der nächsten Zeitebene durchgeführt.

Weitere Einzelheiten des numerischen Lösungsverfahrens können in [19] und [20] gefunden werden.

Neben diesen Grundgleichungen des RANSE- Verfahrens müssen im vorliegenden Strömungsproblem zusätzliche, skalare Transportgleichungen für die gleichzeitige Simulation von mehreren Fluiden mit unterschiedlichen Eigenschaften (LNG, NG, Luft und Wasser) und für die Modellierung des Wechsels vom Aggregatzustand (LNG  $\leftrightarrow$  NG) gelöst werden. Die hierfür verwendeten, numerischen Modelle werden in den folgenden zwei Unterkapiteln erläutert.

#### *II.4.3.1.2.1 Modellierung der Grenzschicht zwischen den unterschiedlichen Aggregatzuständen bzw. Fluiden*

Zur Modellierung der Grenzschicht zwischen zwei Fluiden wird die sog. Volume-of-Fluid (VoF) Methode verwendet.

Bei dieser Methode handelt es sich um ein sog. Interface-Capturing-Verfahren, bei dem der Volumenanteil bzw. Füllgrad  $c$  eines Fluides innerhalb einer Berechnungszelle als zusätzlicher Variablenwert betrachtet wird. Dieser kann dabei Werte zwischen  $0 \leq c \leq 1$  annehmen. Die Variable hat den Wert 1, wenn sich z.B. nur das erste Fluid innerhalb der betrachteten Berechnungszelle befindet und den Wert 0, wenn die Zelle nur mit dem zweiten, interagierenden Fluid gefüllt ist. In Zellen mit beiden Materialien liegt der Wert zwischen 0 und 1. Für die Berechnung der Lage der freien Oberfläche muss für die Variable  $c$  eine zusätzliche Transportgleichung (siehe Formel 3) gelöst werden.

Da die beiden Fluide in diesem Verfahren als ein Materialgemisch angesehen werden, werden die Werte der lokalen Stoffeigenschaften, wie z.B. Dichte und Viskosität durch die Zusammensetzung des Gemisches bestimmt:

$$\rho = c \cdot \rho_1 + (1 - c) \cdot \rho_2$$

$$\mu = c \cdot \mu_1 + (1 - c) \cdot \mu_2$$

wobei  $\mu_1, \rho_1$  die Stoffeigenschaften des 1.Fluids und  $\mu_2, \rho_2$  die Eigenschaften des 2.Fluids sind.

Abb. II.12 ist schematisch die Verteilung des ersten Materials als graue Fläche und die jeweils zugehörige VoF-Variable als Zahlenwert in einem zweidimensionalen, kartesischen Gitter schematisch dargestellt.

Die Volume-of-Fluid-Methode ist eine konservative Methode, d.h., dass bei der Berechnung der konvektiven Flüsse das Volumen der Phasen exakt erhalten bleibt.

0	0	0	0	0	0
0,12	0	0	0	0	0
0,92	0,74	0,38	0,08	0	0
1	1	1	0,85	0,63	0,23
1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1

Abb. II.12 Schematische Darstellung der VoF-Methode; Füllgrad  $c$  in einem kartesischen Gitter

#### II.4.3.1.2.2 Modellierung des Phasenübergangs

Durch den Phasenübergang von flüssig auf gasförmig, findet bei dem betrachteten Erdgas am Siedepunkt ( $T = -161,48^\circ\text{C}$  bei  $p = 1,01325\text{bar}$  und  $100\% \text{CH}_4$ ) eine Dichteänderung mit einem Faktor von ca.  $1/230$  statt. Dadurch nimmt ein Volumen von  $1 \text{ l}$  verflüssigtem Erdgas sprunghaft ein Volumen von  $230 \text{ l}$  im gasförmigen Zustand ein. Bei weiterer Erwärmung des Gases bis auf  $0^\circ\text{C}$  reduziert sich die Stoffdichte weiter auf  $0,718 \text{ kg/m}^3$ , so dass die gleiche Stoffmenge nun ein Volumen von  $588 \text{ l}$  einnimmt.

Um den Wechsel des Aggregatzustandes zu modellieren, ist insbesondere die Modellierung des Wärmeübergangs in der Grenzfläche zwischen den Phasen von Bedeutung. Dabei muss man zwischen der Wärmeübergabe in der Grenzschicht – weit weg von einer festen Oberfläche – und der Blasenbildung an einer erhitzten Wandoberfläche unterscheiden. Im Folgenden wird die erläuterte Vorgehensweise zur physikalischen Modellierung der zwei Fälle gewählt.

- *Behandlung der Kondensation und Verdampfung an einer Dampf- Flüssigkeits- Grenzfläche weit entfernt von festen Wandoberflächen*

Die Wärmeübertragung von den einzelnen Phasen in die Grenzfläche wird zur Berechnung der Verdampfungs- bzw. der Kondensationsrate  $\dot{m}_{ec}$  verwendet. Dabei wird Folgendes angenommen:

- Die Dampfblasen haben eine Temperatur, die der Sättigungstemperatur  $T_{sat}$  entspricht
- Für die Temperatur der Flüssigkeit  $T_l$  wird annäherungsweise die Temperatur der Mischung  $T$  angenommen
- Der gesamte Wärmestrom von der Flüssigkeit in die Grenzfläche wird in der Massenübertragung verwendet (das heißt, sowohl bei Verdampfung oder Kondensation):

$$\dot{m}_{ec} = \frac{HTC_x Area \cdot (T - T_{sat})}{h_{lat}}$$

Wobei  $h_{lat}$  die latente Verdampfungswärme und  $HTC_x Area$  der Wärmeübertragungskoeffizient zwischen den Dampfblasen und der umgebenden Flüssigkeit ist, der mit der spezifischen Kontaktfläche (Kontaktfläche pro Volumeneinheit) zwischen den zwei Phasen multipliziert wird.

- *Sieden an einer Wand bzw. festen Oberfläche*

Wenn eine Flüssigkeit in Kontakt mit einer festen Oberfläche kommt, die eine Temperatur oberhalb der Sättigungstemperatur hat, kommt es zum Sieden an dieser Grenzfläche. Man kann in diesem Fall das Sieden in drei charakteristische Phasen unterteilen:

- Blasensieden (engl.: nucleate boiling)
  - Beim Blasensieden entstehen und wachsen Dampfblasen an diskreten Punkten einer erhitzten Oberfläche. Die Temperatur an der Oberfläche ist nur wenig oberhalb der Sättigungstemperatur der Flüssigkeit. Im Allgemeinen steigt die Anzahl von Keimbildungsstellen mit steigender Oberflächentemperatur an. Eine erhöhte Oberflächenrauigkeit kann mehr Keimstellen hervorrufen, während eine außergewöhnlich glatte Oberfläche zu einer Überhitzung führen kann.
- Filmsieden (engl.: film boiling)
  - Filmsieden tritt bei Überschreiten eines kritischen Wärmeflusses auf und ist charakterisiert durch einen kontinuierlichen Dampffilm, der die erhitzte Fläche bedeckt. Die Dampfschicht hat eine geringere Wärmeleitfähigkeit, so dass diese in der Regel einen isolierenden Effekt hat.
- Übergangssieden (engl.: transition boiling)
  - Übergangssieden tritt bei Oberflächentemperaturen auf, die zwischen der maximal erreichbaren Temperatur beim Blasensieden und der minimal erreichbaren Temperatur beim Filmsieden liegt.

Es gibt zwei verschiedene Möglichkeiten für die Modellierung von Siedevorgängen: a) das Rohsenow- und b) das Transition- Boiling- Modell.

Das erstgenannte Modell verwendet das sog. Rohsenow-Blasensiedemodell, das für Siedevorgänge bei relativ niedrigen Temperaturen geeignet ist. Zusätzlich enthält dieses Modell ein Filmsiede- Modell, um das Modell für Anwendungen mit relativ hohen Wandtemperaturen nutzbar zu machen.

Das zweite, sog. Transition- Boiling- Modell, beinhaltet Formulierungen für das Blasen- und Übergangssieden.

Für das vorliegende Projekt wurde das Rohsenow- Modell gewählt, das schon seit längerem in der kommerziellen Software implementiert ist.

#### *II.4.3.1.3 Test der numerischen Methode*

Zum Test der gewählten numerischen Methode und der implementierten Modelle wurden zunächst vereinfachte Szenarien in einem zweidimensionalen Berechnungsgebiet betrachtet.

Aus der analytischen, thermodynamischen Betrachtungsweise heraus kann man berechnen, dass für die Umwandlung von 1Liter bzw. 0,423kg Erdgas im flüssigen Aggregatzustand (LNG) bei einer Wärmeeinleitung von 1000W eine Zeit von ca. 216s notwendig ist, um einen Wechsel in den gasförmigen Zustand (NG) für die gesamte Masse zu erreichen. Bei der analytisch berechneten Energiemenge beträgt dabei die aufzuwendende Verdampfungsenergie 513,2kJ/kg. Hinzu kommt eine Energie von 1,417kJ um 1 Liter flüssiges Erdgas (LNG) um 1° Celsius zu erwärmen, da das LNG in den numerischen Simulationen mit einer Temperatur initialisiert wurde, die 1°C unterhalb der Siedetemperatur lag.

Diese analytische Betrachtung wurde als Vorgabe zur Validierung der numerischen Methode verwendet. Da das Ziel des Projektes die Simulation einer Rohr-Leckage beim Betanken von LNG zwischen zwei Schiffen ist, müssen bei dieser Berechnung insgesamt vier verschiedene Fluide gleichzeitig betrachtet werden: Luft, Wasser, LNG und NG. Um die Komplexität der Berechnung zunächst schrittweise zu erhöhen, wurde bei der Validierung zunächst ein zweidimensionales, rechteckiges Berechnungsgebiet betrachtet und die Anzahl der zu betrachtenden Fluide von Simulation zu Simulation gesteigert. Zudem wurde zunächst ein gleichmäßiger Wärmeeintrag über einen Rand des Berechnungsgebietes eingebracht, um die analytische Berechnung numerisch zu wiederholen. Danach wurde der Wärmeeintrag durch den Wärmefluss zwischen Wasser bzw. Luft und LNG betrachtet, so wie er später im gewünschten Betankungsszenario stattfindet:

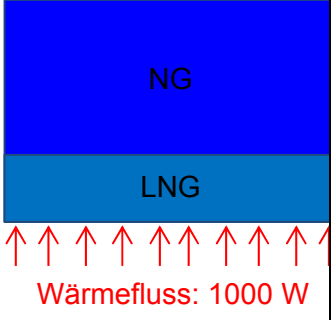
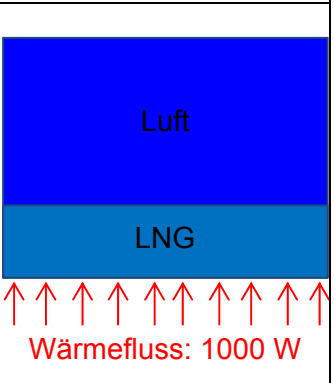
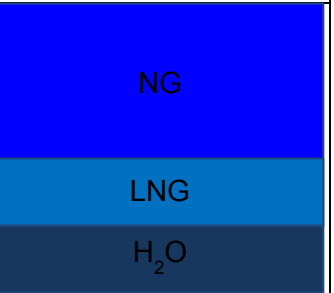
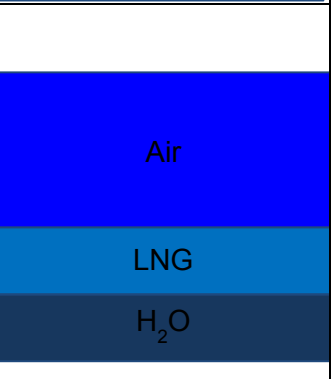
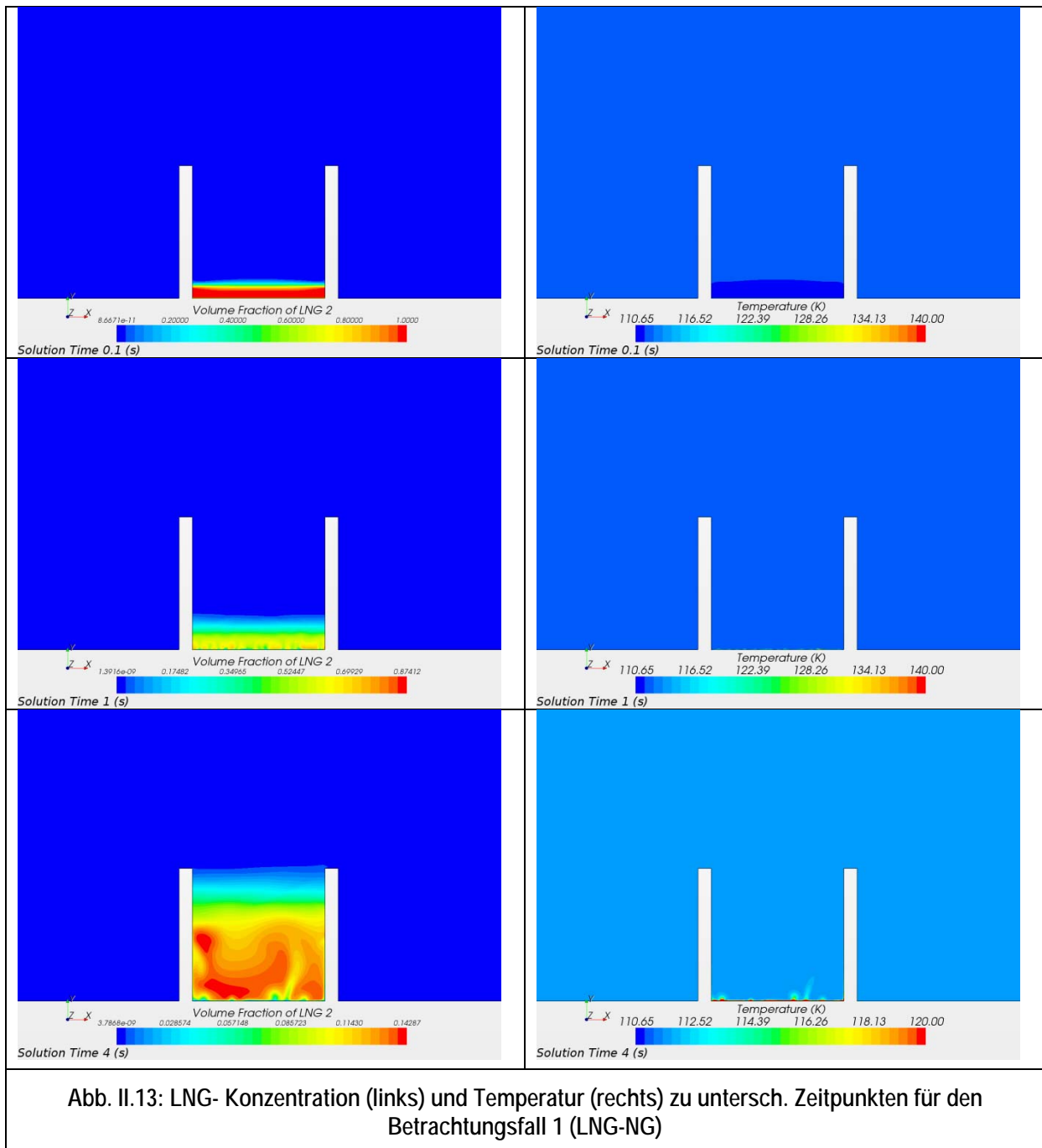
<p>1. LNG – NG (2 Fluide)</p> <p>Das Berechnungsgebiet wurde im unteren Bereich mit 1 Liter LNG (1.Fluid) und im übrigen Raum mit NG (2.Fluid) initialisiert. Über den unteren Rand des Berechnungsgebietes wurde ein gleichmäßiger Wärmeeintrag von 1000 W eingebracht. Mit der Zeit erwärmt sich das LNG und wechselt den Aggregatzustand ins gasförmige NG (2.Fluid).</p>	
<p>2. LNG – NG – Luft (3 Fluide)</p> <p>Das Berechnungsgebiet wurde im unteren Bereich mit 1 Liter LNG (1.Fluid) und im übrigen Raum mit Luft (2.Fluid) initialisiert. Für die Luft wurde bei der Initialisierung die gleiche Temperatur (<math>T=110,65\text{K}</math>) wie für das LNG vorgegeben, so dass zwischen diesen beiden Fluiden zu Beginn der Berechnung kein Wärmefluss stattfand. Über den unteren Rand des Berechnungsgebietes wurde ein gleichmäßiger Wärmeeintrag von 1000 W eingebracht. Mit der Zeit erwärmt sich das LNG und wechselt den Aggregatzustand ins gasförmige NG (3. Fluid).</p>	
<p>3. LNG – NG – Wasser (3 Fluide)</p> <p>Das Berechnungsgebiet wurde im unteren Bereich mit Wasser (1.Fluid), darüber mit 1 Liter LNG (2.Fluid) und im übrigen Raum mit NG (3.Fluid) initialisiert. Über die Wärme des Wassers (initialisiert mit <math>T=273,15\text{K}</math>) wird das LNG (<math>T=110,65\text{K}</math>) langsam erwärmt und wechselt den Aggregatzustand ins gasförmige NG (3. Fluid).</p>	
<p>4. LNG – NG – Luft – Wasser (4 Fluide)</p> <p>Das Berechnungsgebiet wurde im unteren Bereich mit Wasser (1.Fluid), darüber mit 1 Liter LNG (2.Fluid) und im übrigen Raum mit Luft (3.Fluid) initialisiert. Für die Luft wurde bei der Initialisierung die gleiche Temperatur wie für das LNG vorgegeben, so dass zwischen diesen beiden Fluiden kein Wärmefluss stattfand. Das Wasser wurde mit einer Temperaturdifferenz von <math>+161,5\text{K}</math> initialisiert, so dass über den Wärmeeintrag des Wassers das LNG langsam erwärmt und der Wechsel in den gasförmigen Aggregatzustand (NG, 4.Fluid) stattfinden konnte.</p>	

Abb. II.13 zeigt als Beispiel die Entwicklung der LNG-Konzentration (links) und der Temperatur (rechts) für unterschiedliche Zeitpunkte für einen Testfall. Abb. II.14 zeigt die Abnahme der Masse (links) bzw. des Volumens (rechts) der flüssigen Phase (LNG) über die Zeit an; in diesem Fall wurde der theoretische Wert von ca. 216s gut getroffen.





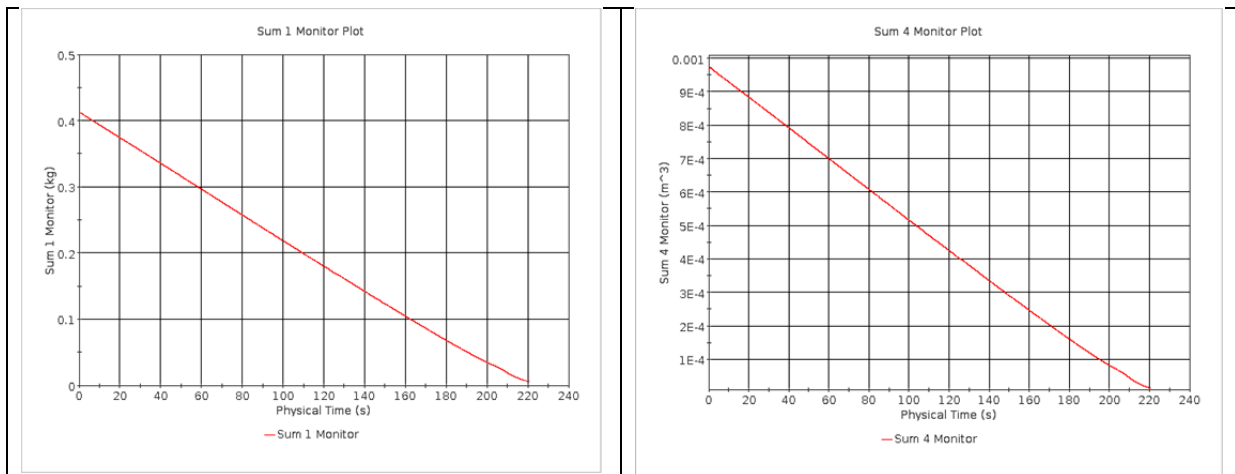
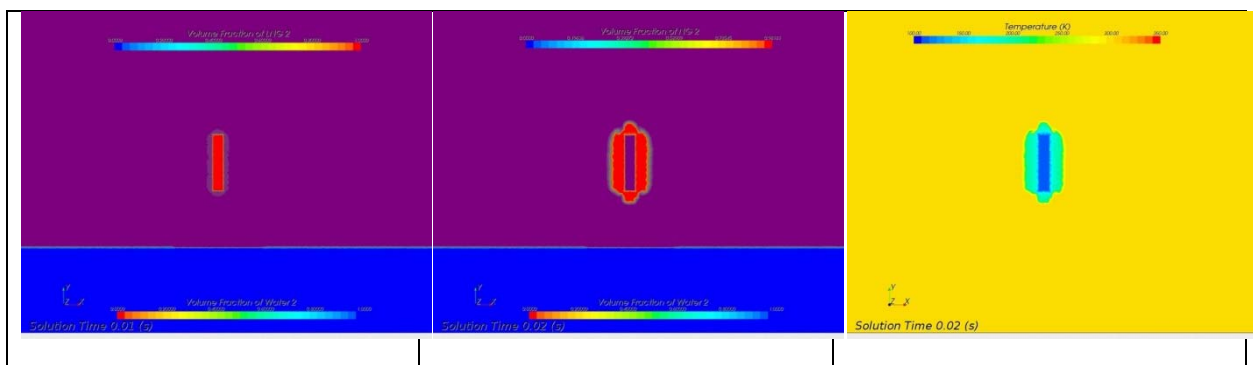


Abb. II.14: Zeitliche Entwicklung der LNG- Masse (links) bzw. des Volumens (rechts) für den Betrachtungsfall 1 (LNG-NG)

#### II.4.3.1.3.1 LNG-Freifallversuch

Als weiterer Schritt wurde ein „Freifallversuch“ modelliert. Hierbei wurde in der Simulation ein rechteckiger Bereich, dessen untere Abgrenzung 1,5m über der freien Wasseroberfläche lag, mit LNG initialisiert, so dass zu Beginn eine „schwebende LNG-Säule“ mit ca. 200l Volumen im Lösungsgebiet existierte. Das LNG wurde mit einer Temperatur von 110,65K, die Luft und das Wasser mit 273,15K initialisiert (siehe Bildreihe 1 in Abb. II.15). Nach dem Start der Simulation beginnt sich die LNG-Säule im freien Fall der Wasseroberfläche zu nähern; erste Umwandlungen in den gasförmigen Aggregatzustand (NG) finden durch die Erwärmung der umgebenden Luft statt (Bildreihe 2). Sobald das LNG auf das Wasser trifft, findet durch die hohe Wärmekapazität und -leitfähigkeit des Wassers ein sehr viel schnellerer Phasenwechsel statt als in der Luft (Bildreihe 3). Nach ca. 2 s ist ca. 50% des LNG-Volumens verdampft (Bildreihe 4) und nach nur ca. 8s ist der gesamte Phasenwechsel vollzogen, siehe Abb. II.16.



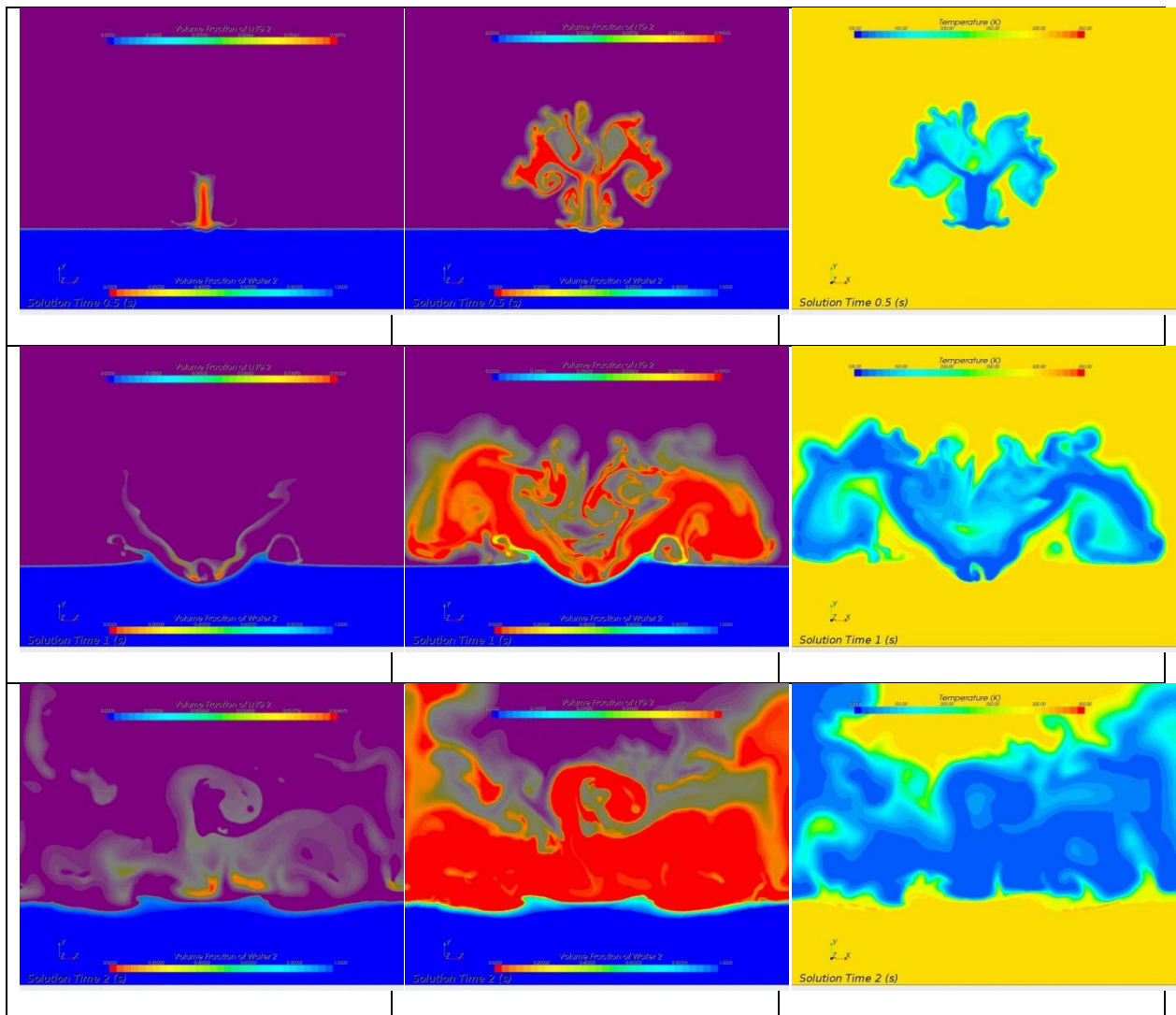


Abb. II.15: Entwicklung der LNG- (links), NG-(Mitte) Konzentrationen und Temperaturverteilung (rechts) beim Freifall-Versuch in den ersten 2s der Simulation

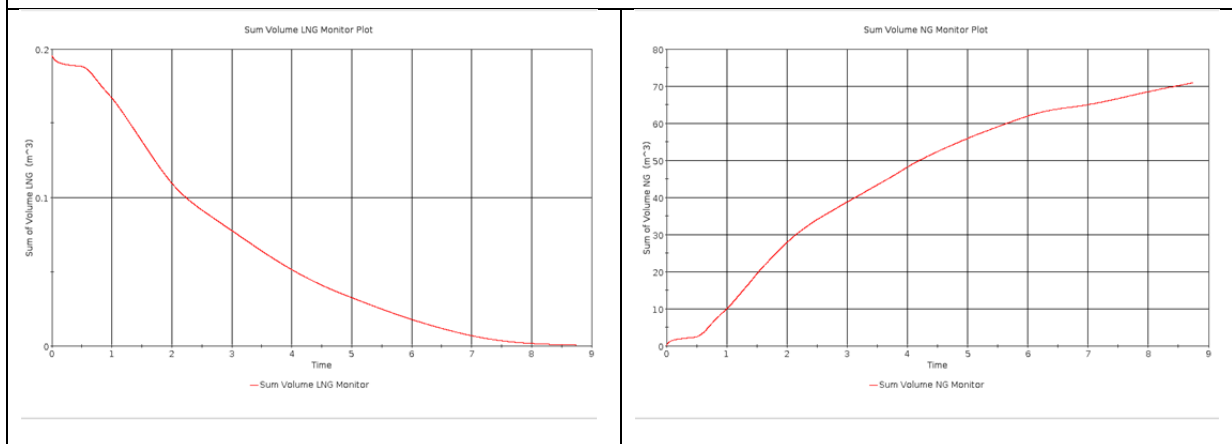


Abb. II.16: Zeitliche Entwicklung der Verdampfung: Gesamtvolumen von LNG (Abb. links) und NG (Abb. rechts) im Berechnungsgebiet beim freien Fall ins Wasser

#### *II.4.3.1.3.2 Unakzeptable großer Fehler im numerischen Modell*

Die Ergebnisse der ersten numerischen Simulationen sahen physikalisch plausibel und für die weitere Vorgehensweise vielversprechend aus. Bei genauerer Betrachtungsweise ergab sich jedoch, dass aus der initialisierten LNG-Masse nach der Umwandlung in NG deutlich weniger Masse erhalten blieb. Laut der Gleichung (1) ist die Massenerhaltung per Definition im RANSE-Verfahren gewährleistet, es sei denn, es entsteht ein entsprechendes Fehler-Residuum bei der Gleichungslösung. Dieser Fehler ist in den ersten Berechnungen nicht aufgefallen, da die Residuen-Verläufe, wie im Standard der verwendeten Software üblich, normiert betrachtet wurden, stetig abnahmen und die Simulationen stabil verliefen. Erst als zur Kontrolle die vorhandene Masse von LNG und NG über das gesamte Berechnungsgebiet mit Hilfe von eigenen Berechnungsfunktionen aufsummiert betrachtet wurde, fiel die deutliche Massen-Differenz zwischen den Aggregatzuständen auf. In einzelnen Szenarien war der Fehler so groß, dass von der anfänglichen LNG-Masse nur noch ein Zehntel im gasförmigen Zustand vorhanden war. Zunächst wurde vermutet, dass der Fehler in der zweidimensionalen Betrachtungsweise der ersten Validierungsberechnungen lag, daher wurden dreidimensionale Berechnungen durchgeführt, die jedoch den gleichen „Massenfehler“ aufwiesen. Es wurde daraufhin eine Vielzahl von Berechnungen durchgeführt, in denen u.a. folgende Parameter variiert wurden:

- Variationen der Zeitschrittweiten
- Variationen der Iterationen je Zeitschritt
- Variation der Berechnungsgittergröße
- Änderung der Berechnungsgenauigkeit von einfacher auf doppelte Genauigkeit
- Variationen der Genauigkeit der unterschiedlichen Diskretisierungen zwischen 1. und 2. Ordnung
- Änderung der Randbedingungen:
  - Offenes Berechnungsgebiet mit Druckrandbedingung; inkompressible Berechnung
  - Geschlossenes Berechnungsgebiet; kompressible Berechnung
- Änderungen der Parameter des Modells für den Aggregatwechsel:
  - HTCx Variation von 50.....500000

Keine dieser Berechnungsvarianten konnte eine akzeptable Verminderung des auftretenden Massenfehlers hervorrufen. Parallel zu den eigenen Bemühungen versuchte der Support der Software den Fehler zu beheben. Es wurde schnell bestätigt, dass der gewählte Ansatz grundsätzlich alle richtigen Einstellungen und notwendigen Modelle enthält und der Fall wurde an die Entwicklungsabteilung der Software geleitet. Leider konnte bis zum

Ende der Projektlaufzeit der Fehler nicht behoben werden, so dass wir die geplanten Simulationen mit integriertem Phasenwechsel nicht durchführen konnten. Um dennoch eine Aussage für das Risikomodell zu erhalten, wurde ein vereinfachter Ansatz für die CFD-Berechnungen gewählt.

#### *II.4.3.1.4 Neuer, vereinfachter Ansatz*

Wie im Kapitel II.4.3.1.2.2 erläutert, konnte das Ziel einer Simulation mit integriertem Phasenwechsel zwischen LNG und NG nicht erreicht werden, da ein Massenfehler auftrat, der für die Simulation unakzeptabel groß war. Für die weitere Vorgehensweise wurde daher der folgende, vereinfachte Ansatz ohne Modellierung des Phasenwechsels gewählt, der zwei getrennte CFD-Berechnungen enthält:

1. CFD-Berechnung zur Bestimmung der Ausflussmenge und des entstehenden Pools auf der Wasseroberfläche bei einer Leckage unter der Betrachtung von Erdgas in der rein flüssigen Phase (LNG)
2. Abschätzen der Verdampfungsrate aus Veröffentlichungen von Messergebnissen [21, 22] für einen LNG- Pool auf Wasser
3. CFD-Berechnung unter Betrachtung der rein gasförmigen Phase (NG), die sich mit der abgeschätzten Verdampfungsrate aus dem Bereich des entstehenden Pool-Durchmessers ins Lösungsgebiet ausbreitet

#### *II.4.3.1.4.1 Geometrisches Modell und numerisches Berechnungsgitter*

Zur Berechnung der Szenarien wurde ein dreidimensionales Modell erstellt, das die äußere Geometrie des Passagierschiffes, des Bunkerschiffes und einen ausreichend großen Umgebungsraum enthält. Abb. II.17 zeigt Ansichten des geometrischen Modells. Zur Vereinfachung wurde für die Schiffe jeweils deren Querschnittsgeometrie auf Höhe des Hauptspantes genommen und diese gleichmäßig auf einer Länge von 15m verwendet. Da es bei den Berechnungen auf die globale Gaswolkenausbreitung ankommt, wurden lokale Detailgeometrien des Kreuzfahrtschiffes, wie z.B. Balkonausschnitte, Geländer, etc. vernachlässigt. Auf der Tankerbarge wurden als zusätzliche Details die Wände der halbgeschlossenen Bunkerstation und der Bunkerschlauch mit modelliert. Für die geplanten Berechnungen konnte zudem die Symmetrieebene in Längsrichtung auf Mitte Schlauch ausgenutzt werden, so dass das Modell in Längsrichtung insgesamt eine Länge von 30m abbildet.

Für die numerischen Simulationen wurden Hexaeder-dominierende Berechnungsgitter verwendet, die im Wandbereich mit Schichten von Prismen verfeinert wurden. Es wurden Volumengitter mit 2 bis 4 Millionen Zellen verwendet. Da die Dimension der Wolkenausbreitung zu Beginn der Berechnungen nur grob abschätzbar war,

wurden die Berechnungen mit einem, im Bereich der Leckage, lokal verfeinerten Gitter gestartet und im späteren Verlauf der Simulation mehrmals neu vergittert, um den Wolkenausdehnungsbereich im Berechnungsgebiet ausreichend fein auflösen zu können. Die linke Darstellung in Abb. II.18 zeigt das Berechnungsgitter zu Beginn einer Simulation; rechts ist die Gitterstruktur zum Ende des betrachteten Szenarios zu erkennen; die Software bietet für diese Vorgehensweise komfortable Funktionen an.

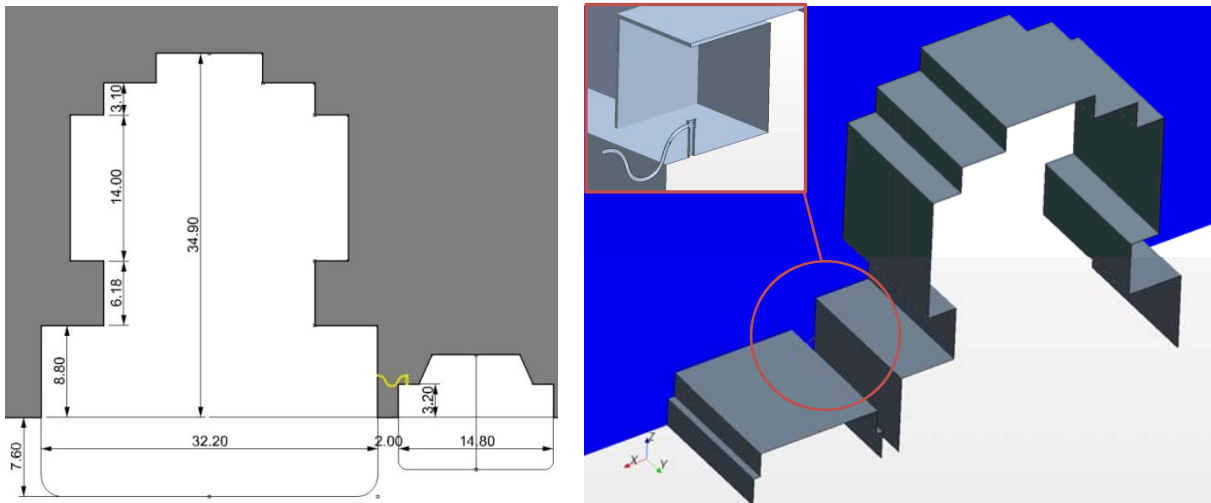


Abb. II.17: Abmaße (links) und Ansichten des geometrischen Modells von Tankerbarge und Kreuzfahrtschiff

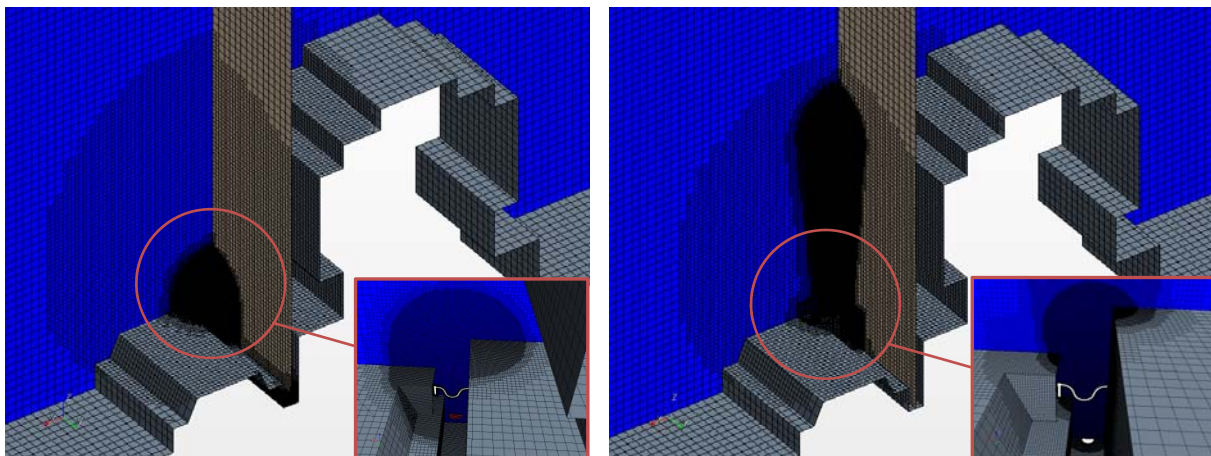


Abb. II.18: Ansichten eines Berechnungsgitters zum Beginn (links) und zum Ende (rechts) eines Simulationsszenarios

#### II.4.3.1.4.2 Randbedingungen

Es wurden zwei unterschiedliche Szenarien für die Umgebungsbedingungen betrachtet:

1. „ohne Wind“: Gasausbreitung bei umgebender Windstille

2. „mit Wind“: Gasausbreitung bei einem Umgebungswind von 8 m/s (entspricht 4-5 Bft.), der genau seitlich von der Bunkerschiff-Seite aus auf den Kreuzfahrer gerichtet ist.

In der Mitte des Übergabeschlauches wurde in Schiffslängsrichtung eine Symmetrie-Randbedingung angenommen. Im Fall der Szenarien ohne Windeinfluss wurde an der oberen Begrenzung des Berechnungsgebietes eine Druckrandbedingung angegeben und an allen weiteren äußeren Berechnungsgebietsgrenzen eine Wandrandbedingung ohne Reibung (sog. „slip wall“) vorgegeben. Bei der Betrachtung mit Wind wurde an der Wind zugewandten Seite eine Einlassgeschwindigkeit mit einem Windprofil vorgegeben und an der gegenüberliegenden Gebietsgrenze eine Druckrandbedingung, siehe Abb. II.19. An allen Schiffswänden wurden Wandrandbedingungen mit Reibung (sog. „noslip wall“) vorgegeben. Als Wandreibungswerte wurden die Standardwerte von StarCCM+ verwendet.

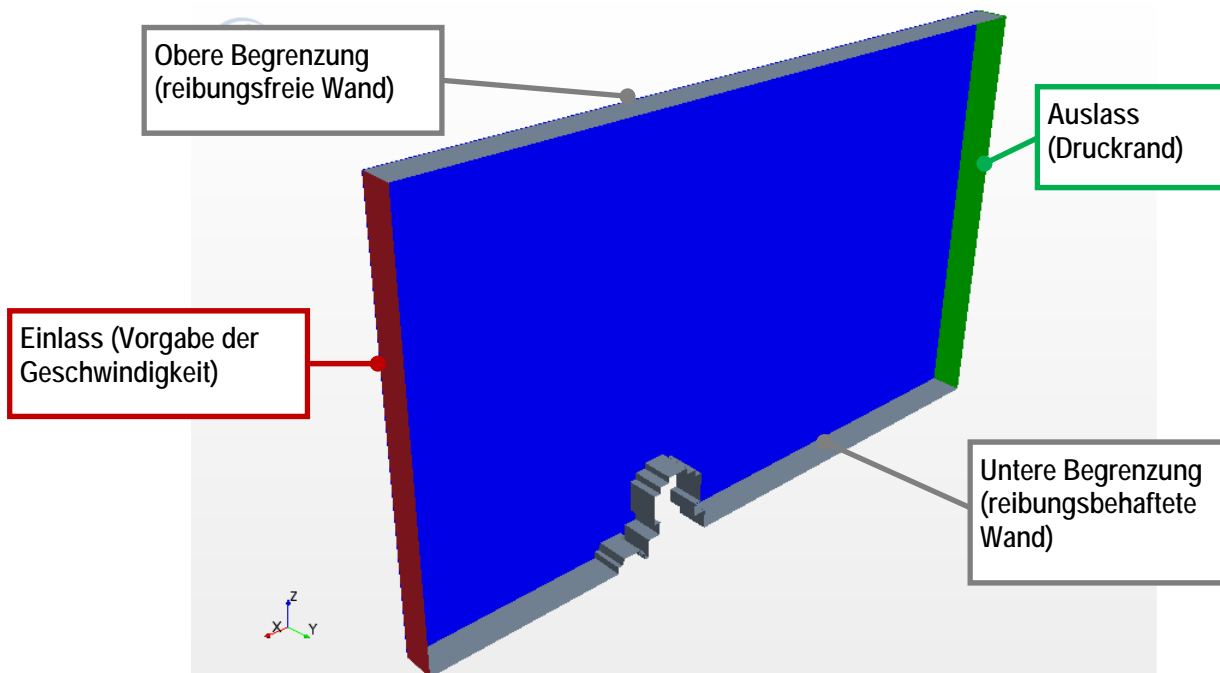


Abb. II.19: Übersicht der Berechnungsdomain und Randbedingungen bei der Berechnung mit Wind

#### II.4.3.1.5 Szenario I: Kleine Leckage (5mm)

Als erstes Szenario wurde eine kleine, kreisrunde Leckage von 5mm Durchmesser im Übergabeschlauch angenommen. Dieses Szenario wurde als besonders kritisch angesehen, da die Detektion kleiner Gasmengen schwierig ist. Die Ergebnisse aus diesem Szenario wurden in Form eines Wahrscheinlichkeitsfaktors anschließend für eine ausgiebige Risiko-Analyse verwendet.

#### II.4.3.1.5.1 Berechnung der LNG-Ausflussrate

Für die Berechnung der Ausflussmenge wurden der Schlauch und der kreisförmige Austrittsbereich in einem eigenständigen numerischen Modell untersucht. Für die Berechnung wurde im Schlauch ein herrschender Überdruck von 4bar angenommen.

Der Schlauchinhalt wurde mit 100% CH<sub>4</sub> und der Außenbereich mit 100% Luft initialisiert.

Als Initialtemperatur wurden für das LNG im Schlauch 110,65K angenommen. Die Außenlufttemperatur wurde mit 273,15K vorgegeben.

Als Ergebnis stellte sich eine Massenausflussrate von 0,264 kg/s ein. Die maximale Austrittsgeschwindigkeit betrug 43,84m/s und stimmt somit mit der theoretischen Abschätzung ( $v = \sqrt{(2 \cdot \Delta p) / \rho} = 43,42\text{m/s}$ ) gut überein.

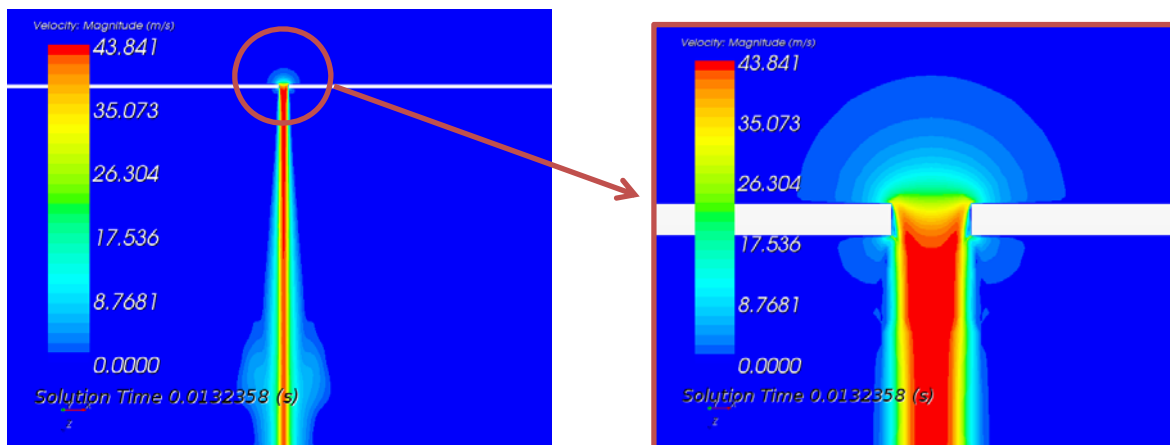


Abb. II.20: Berechnung der LNG-Ausflussgeschwindigkeit bei einem Leitungsüberdruck von 4bar an einer kleinen, kreisrunden Leckage

#### II.4.3.1.5.2 Abschätzen der Verdampfungsrate und des Pooldurchmessers

Aus der Literatur sind Verdampfungsrate von LNG auf Wasser von 0,05 bis 0,30kg/m<sup>2</sup>s bekannt [7, 8]. Für die Berechnung der kleinen Gasleckage wurde eine Verdampfungsrate von 0,20kg/m<sup>2</sup>s gewählt.

Es wurde angenommen, dass sich aus dem LNG mit der berechneten Ausflussmenge von 0,264kg/s zunächst ohne Verdampfung ein Pool auf der Wasseroberfläche ausbilden kann. Mit einer Verdampfungsrate von 0,20kg/m<sup>2</sup>s ergibt sich eine maximale kreisförmige Poolfläche von 1,32m<sup>2</sup>; für die Simulation der Gasausbreitung wurde daher ein kreisförmiger Einlass mit 0,648m Radius angenommen. Für die Austrittstemperatur wurde angenommen, dass sich das Gas noch nicht weiter erwärmt hat und das ausströmende Gas somit noch die Siedetemperatur von 111,65K besitzt.



Authors	Year	Test name	Evaporation rate (kg/s m <sup>2</sup> )
Blackmore et al.	1982	Maplin Sands tests, 1980	0.085
Burgess et al.	1970	U.S. Bureau of Mines, lab tests	0.181
Burgess et al.	1972	U.S. Bureau of Mines, pond tests	0.155
Feldbauer et al. [Hightower et. al. 2004]	1972	Esso tests, Matagorda Bay	0.195
Boyle & Kneebone [Hightower et. al. 2004]	1972	Shell, lab tests	0.024–0.195
Valencia-Chavez & Reed	1979	Lab scale, pure methane	0.05–0.23
Valencia-Chavez & Reed	1979	Lab scale, tertiary LNG	0.02–0.28
Fay	2003	Theoretical	0.21–0.30
Conrado & Vesovic	2000	Theoretical; film boiling	0.072
Klimenko and Shelepen	1982	Theoretical; film boiling correlation	0.073
Present results			0.12 – 0.27 (depending on turbulence intensity)

Abb. II.21: Gemessene Verdampfungsraten aus der Literatur und aus den Untersuchungen von Kytömaa et al. (unterste Zeile), aus [21]

#### II.4.3.1.5.3 Berechnung der Gaswolkenausbildung und Auswertung für die Zündwahrscheinlichkeit

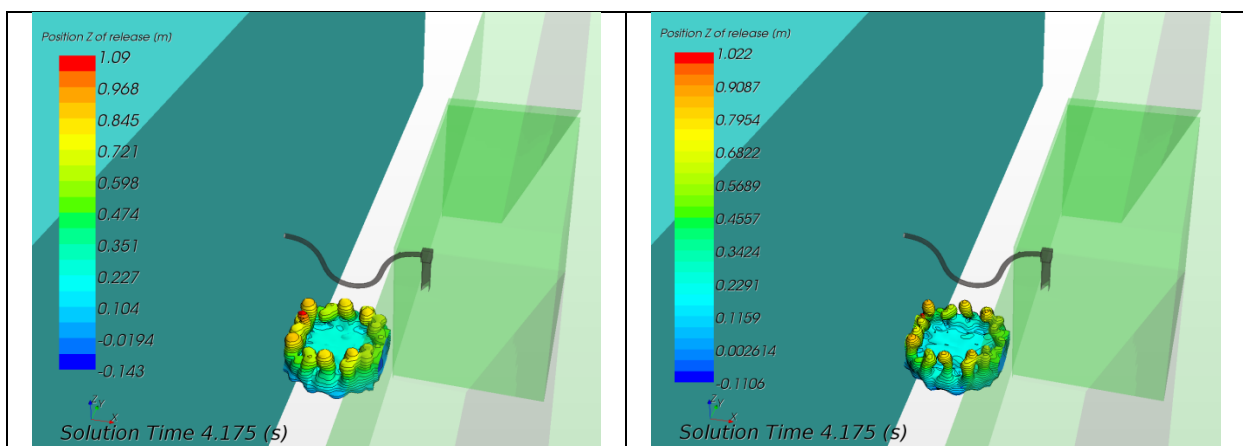
Erdgas ist bei einer Konzentration von ca. 4-15% in einem Gas-Luft-Mischungsverhältnis zündfähig. Für die Visualisierung der CFD-Ergebnisse wurden daher die ISO-Oberflächen von 4- und 15%- NG-Konzentration dargestellt. Abb. II.22 zeigt als Beispiel auf der linken Seite die ISO- Fläche mit 4%- und auf der rechten Seite mit 15%- NG- Konzentration für den Berechnungsfall ohne Windeinfluss. Abb. II.23 zeigt im oberen Bereich jeweils einen Querschnitt mit der NG-Konzentrationsverteilung zwischen 4 und 15% zu einem Zeitpunkt ca. 80s nach Entstehung der kleinen Gasleckage; die linke Seite zeigt Ergebnisse der Berechnungen ohne Wind, die rechte mit Seitenwind von 8m/s; die unteren Abbildungen zeigen die Geschwindigkeitswerte zu den zugehörigen Zeitschritten an. Deutlich ist in Abb. II.23 der Windeinfluss zu erkennen: Die Gaswolke wird vom Wind deutlich näher an das Kreuzfahrtschiff herangeführt. Bei der Betrachtung ist darauf zu achten, dass im Fall der Berechnung mit Wind zunächst 200s ohne Gasausbreitung simuliert wurden, um eine quasi-stationäre Windgeschwindigkeitsverteilung zu erhalten. Die Zeitskalen und Zeitverläufe in den Abbildungen haben daher einen Unterschied von 200s.

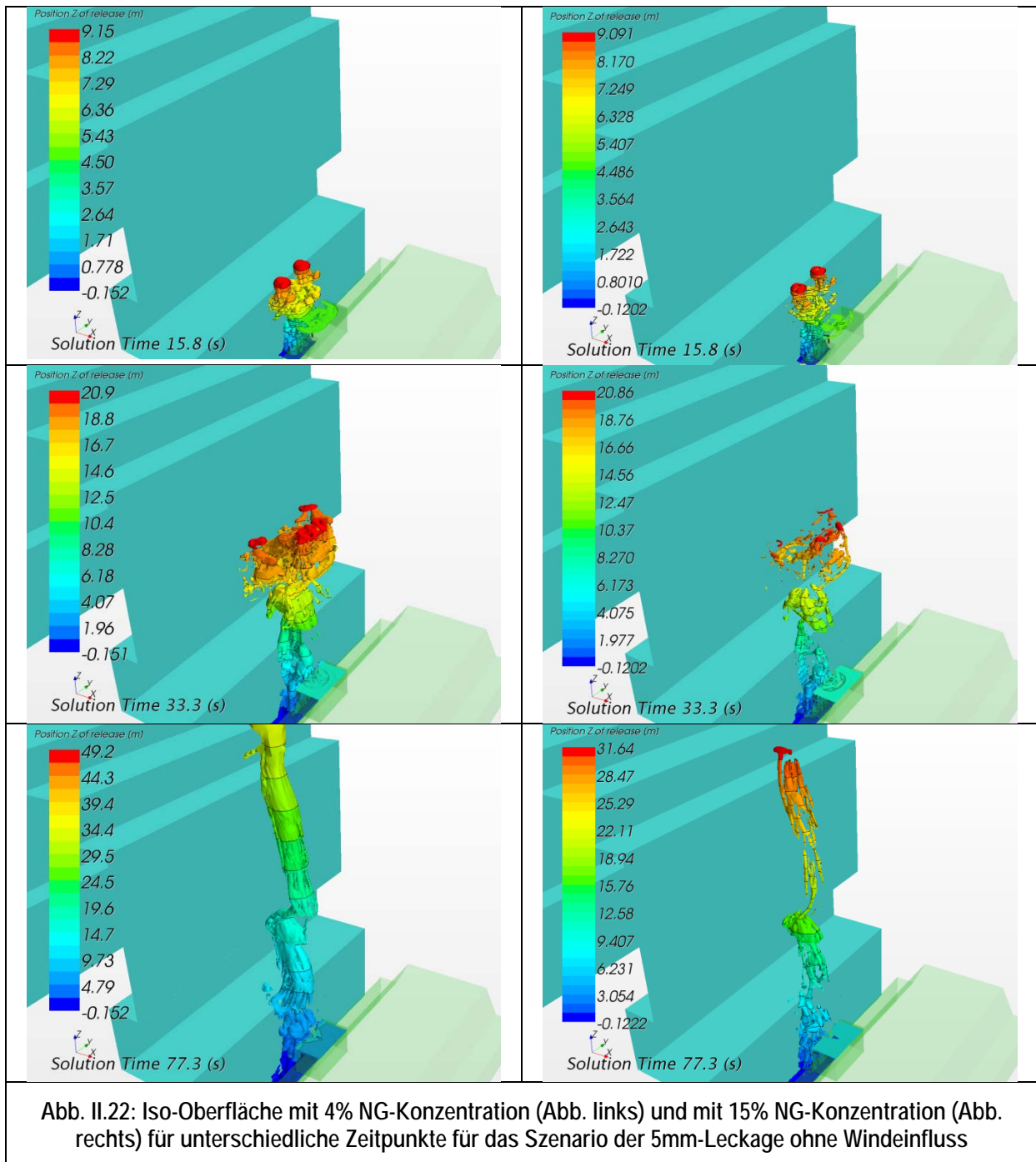
Um die Zündwahrscheinlichkeit zu beurteilen, wurden unterschiedlich große Auswertungsvolumen definiert. Hierbei wurde zunächst überlegt, wo bei den betrachteten Szenarien überhaupt Zündquellen vorhanden sein könnten. Es wurde davon ausgegangen, dass sich Zündquelle nur in der unmittelbaren Nähe der Schiffsstrukturen befinden können; hierbei wurden zwei unterschiedliche Distanzen betrachtet: 1 und 2m Abstand

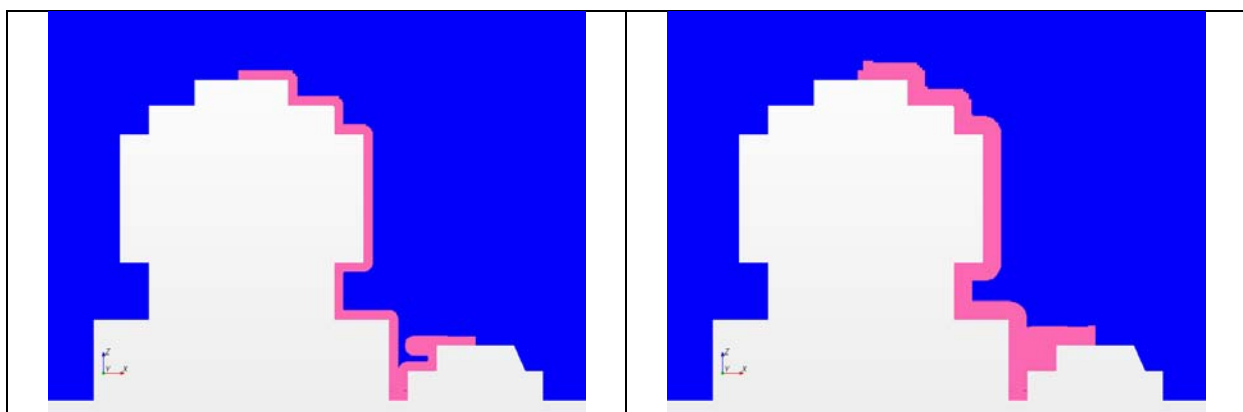
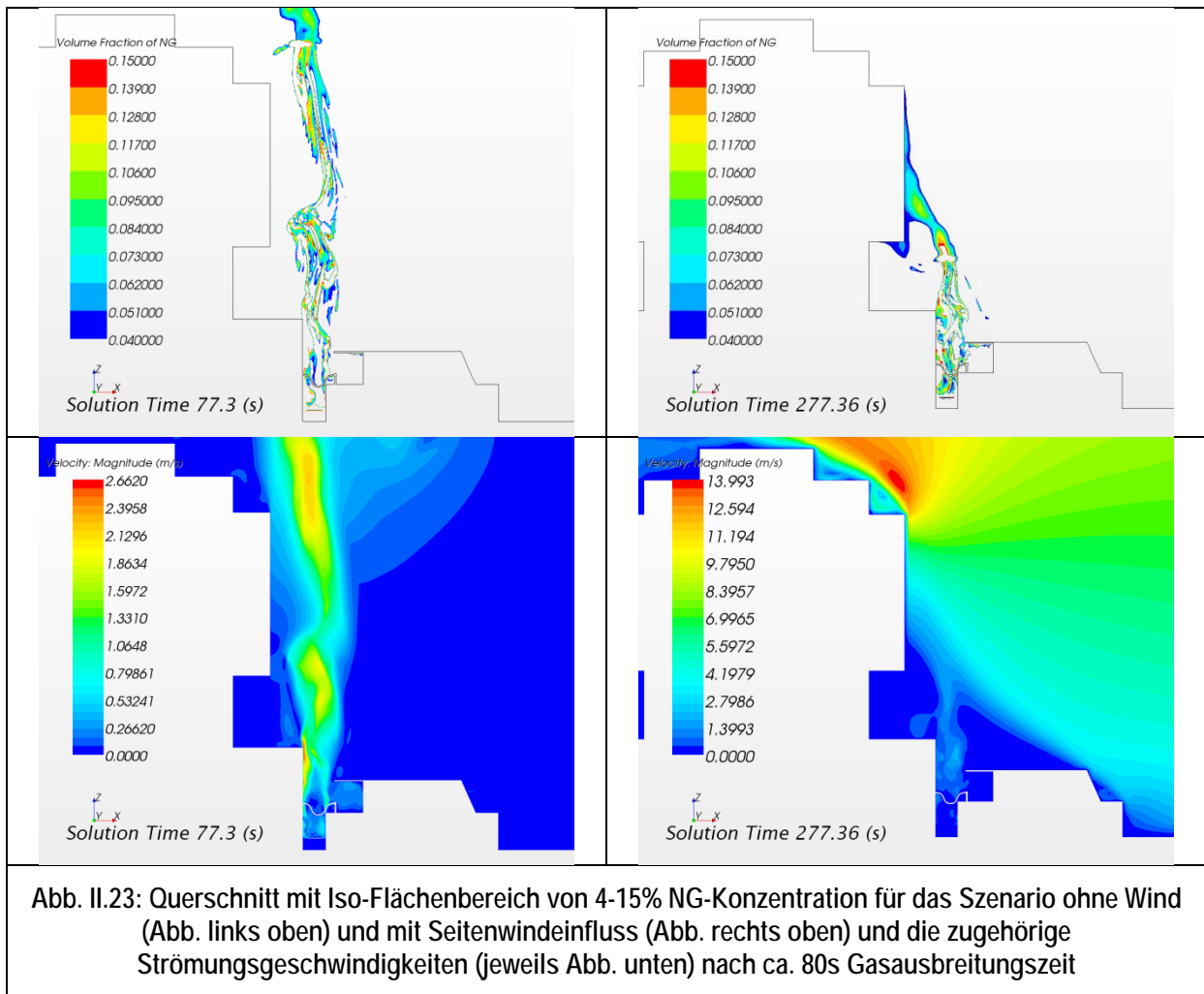
normal zur Schiffsstruktur. Zudem wurde aufgrund der geringeren Dichte von Erdgas davon ausgegangen, dass sich Gas nur auf der jeweils zur Leckage zugewandten Schiffsseite befinden kann; das Auswertevolumen wurde daher auf die jeweilige Schiffsmittle begrenzt, siehe obere Bilder in Abb. II.24, in denen die Auswertevolumina pinkfarben dargestellt sind. Die unteren Bilder der Abbildung zeigen die unterschiedlich betrachteten Ausdehnungen in Schiffslängsrichtung; in der linken Darstellung wird das Volumen über die gesamte Berechnungsgebietsausdehnung von 15m betrachtet, wobei dies durch die Symmetrierandbedingung einem Gebiet von +/-15m von der Leckage entspricht; die rechte Darstellung zeigt das Volumen, dass sich innerhalb eines sog. Sicherheitsabstandes von +/-3m von der Leckage befindet.

Zur Definition einer Zündwahrscheinlichkeit wurde in den Berechnungen das vorhandene zündfähige Luft- Gas- Gemisch- Volumen im Bereich von 4- 15%- NG- Konzentration des jeweiligen Auswertevolumens ermittelt und dieses dann ins Verhältnis mit dem Gesamtauswertevolumen gesetzt.

Die zeitliche Änderung dieses Volumenverhältnisses ist in Abb. II.25 für das Szenario ohne Windeinfluss und in Abb. II.26 mit einem seitlichen Wind von 8m/s dargestellt. Die linken Darstellungen der Abbildungen zeigen jeweils die Auswertung über die gesamte Schiffslänge im Berechnungsgebiet (vgl. das pinkfarbene Auswertevolumen in der Darstellung links unten in Abb. II.24); die rechten Darstellungen zeigen die Auswertung innerhalb des +/-3m langen Sicherheitsbereich (vgl. das pinkfarbene Auswertungsvolumen in der Darstellung rechts unten in Abb. II.24). Die roten Linien betrachten ein Volumen, das einen Abstand von 1m von der Struktur hat; die grünen Linien sind die Auswertungen für das Volumen mit einem 2m Abstand (vgl. obere Darstellungen in Abb. II.24). Bei der Simulation des Szenarios mit kleiner Leckage wurde angenommen, dass diese nicht detektiert wird und daher ein stetiger Gas-Massenstrom mit 0,264kg/s am Einlass entsteht. Die Schwankungen im zeitlichen Verlauf des Volumenverhältnisses ergeben sich aus zeitweisen Konzentrationsansammlungen; durch den Seitenwind und der treppenförmigen Außengeometrie des Kreuzfahrers. Im Berechnungsfall mit Wind wird dies noch erhöht.







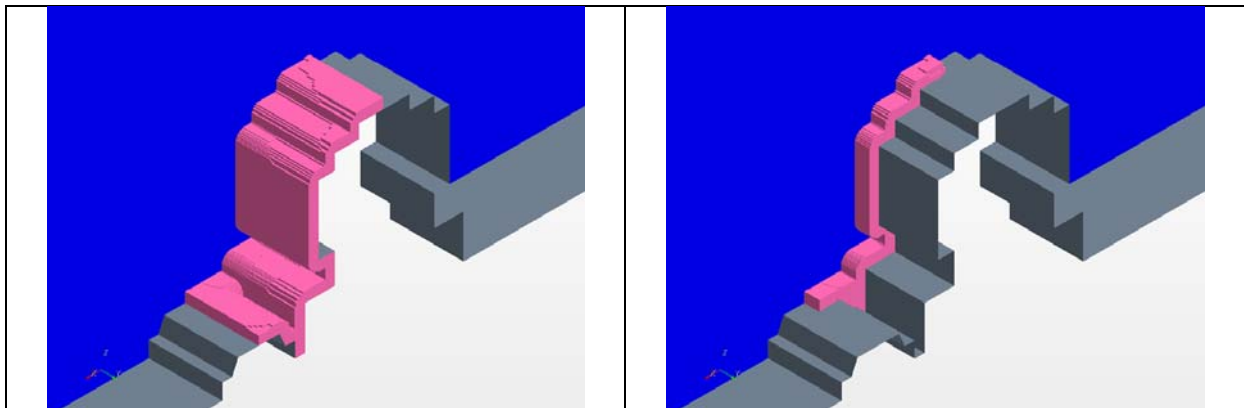


Abb. II.24: Lage der Auswertungsvolumen (pinkfarben) mit einem Abstand von 1m (Abb. links oben), einem Abstand von 2m (rechts oben); einem Auswertungsbereich über die gesamte Breite (Abb. links unten) und innerhalb eines sog. Sicherheitsbereiches mit einer Breite von +/-3m (rechts unten)

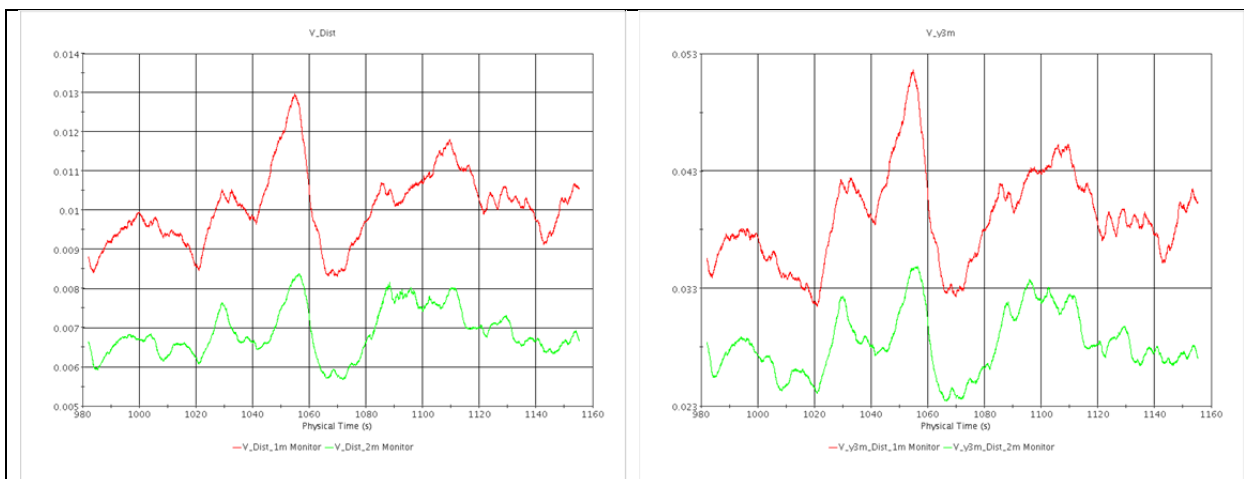


Abb. II.25: 5mm-Leckage-Szenario: Volumenanteil des zündfähigen Gasegemisches innerhalb des Auswertevolumens mit einem Abstand von 1m (rote Linien) und 2m (grüne Linien) im Bereich von +/-15m (Abb. links) und +/-3m (Abb. rechts) vom Gaseintritt für die Berechnung ohne Seitenwind und  $0,20\text{kg}/(\text{m}^2\text{s})$

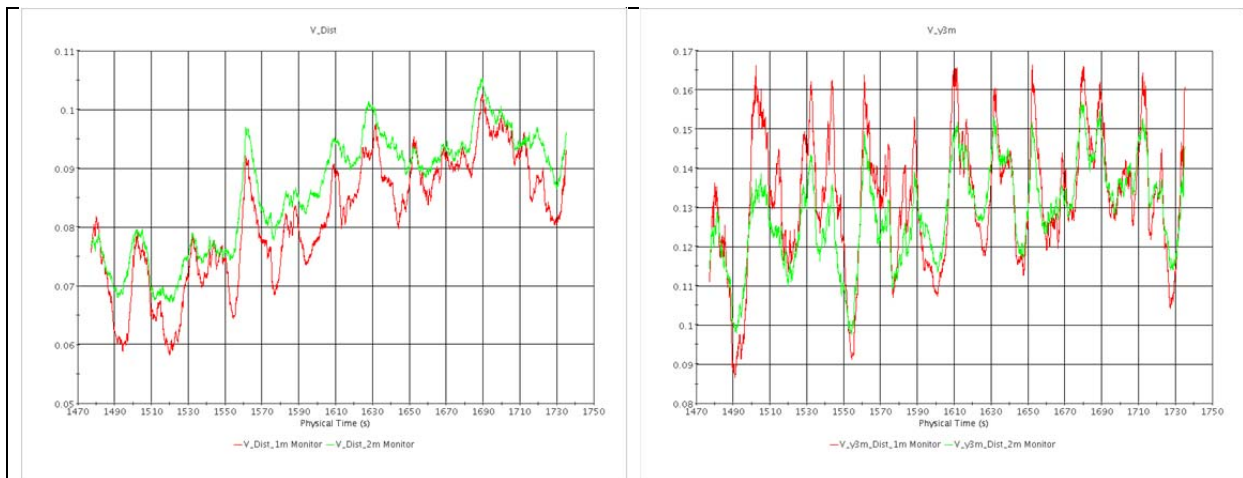


Abb. II.26: 5mm-Leckage-Szenario: Volumenanteil des zündfähigen Gasgemisches innerhalb des Auswertevolumens mit einem Abstand von 1m (rote Linien) und 2m (grüne Linien) im Bereich von +/-15m (Abb. links) und +/-3m (Abb. rechts) vom Gaseintritt für die Berechnung mit 8m/s Seitenwind und 0,20kg/(m<sup>2</sup>s)

#### II.4.3.1.6 Szenario II: Große Leckage (Leitungsbruch)

Als zweites Szenario wurde ein sog. 2F-Bruch betrachtet. Bei diesem Szenario wird angenommen, dass die Übergabeleitung im gesamten Querschnitt bricht, so dass das Fluid aus beiden Schlauchenden an der Bruchstelle austreten kann. Da die Größe der Austrittsfläche dabei zweimal die der Querschnittsfläche (als „F“ bezeichnet) beträgt, wird im Allgemeinen ein derartiger Bruch als „2F“-Bruch bezeichnet. Die Austrittsmenge ist im Gegensatz zum Betrachtungsfall der kleinen Leckage in jedem Falle beschränkt, da nach einem Druckabfall im Schlauchsystem Absperrventile ausgelöst werden, die den weiteren LNG-Ausfluss verhindern.

##### II.4.3.1.6.1 Abschätzung der LNG-Ausflussmenge

Sobald im Übergabeschlauch durch die Leckage ein Druckabfall eintritt, werden Absperrventile ausgelöst, so dass die Austrittsmenge beschränkt ist. Im vorliegenden Fall haben wir folgende Annahmen getroffen, um die Austrittsmenge abzuschätzen:

- Schlauchlänge zwischen den Sicherheitsventilen: 15m
- Schlauchdurchmesser: 0,205m
- Strömungsgeschwindigkeit im Schlauch: 4,2m/s
- Zeit bis zum Schließen der Absperrventile: 4s

Daraus lässt sich eine austretende Volumenmenge von insgesamt  $1,05\text{m}^3$  abschätzen ( $0,495\text{m}^3$  Schlauchinhalt +  $0,555\text{m}^3$  Ausfluss bis zum Schließen).

#### *II.4.3.1.6.2 Abschätzung des Pooldurchmessers und Annahme der Verdampfungsrate*

Um den entstehenden LNG-Pool abzuschätzen, wurde wie bei der kleinen Leckage eine vorbereitende CFD-Berechnung ausgeführt. Hierbei wurde auf Höhe des Übergabeschlauchs ein Einlass mit einer zweifachen Querschnittsfläche des Schlauchdurchmessers definiert, an dem dann ein LNG-Volumen von  $1,05\text{m}^3$  mit einer Temperatur von  $110,65\text{K}$  eingelassen und die Ausbreitung des flüssigen Gases auf der Wasseroberfläche berechnet wurde. Abb. II.27 zeigt die horizontale Ausbreitung des LNG zu unterschiedlichen Zeitpunkten in den ersten 4s nach dem 2F-Bruch. Für die anschließende Ausbreitungsberechnung des gasförmigen NG wurde - wiederum unter der Annahme, dass sich das LNG zunächst ohne Verdampfung ausbreiten kann- eine entsprechend große Einlassfläche definiert.

Als Verdampfungsrate für die große Leckage wurde wie bei der kleinen Leckage eine Rate von  $0,2\text{kg}/\text{m}^2\text{s}$  angenommen.

#### *II.4.3.1.6.3 Berechnung der Gaswolkenausbildung und Auswertung für die Zündwahrscheinlichkeit*

Abb. II.28 zeigt beispielhaft auf der linken Seite die ISO- Fläche mit 4%- und auf der rechten Seite die ISO-Fläche mit 15%- NG- Konzentration für den Berechnungsfall mit Windeinfluss.

Die zeitliche Änderung des Volumenverhältnisses ist in Abb. II.29 für das Szenario ohne Windeinfluss und in Abb. II.30 für den Berechnungsfall mit einem seitlichen Wind von  $8\text{m}/\text{s}$  dargestellt. Die linken Darstellungen der Abbildungen zeigen jeweils die Auswertung über die gesamte Schiffslänge im Berechnungsgebiet (vgl. das pinkfarbene Auswertungsvolumen in der Darstellung links unten in Abb. II.24); die rechten Darstellungen zeigen die Auswertung innerhalb des +/-3m langen Sicherheitsbereich (vgl. das pinkfarbene Auswertungsvolumen in der Darstellung rechts unten in Abb. II.24). Die roten Linien betrachten ein Volumen, das einen Abstand von 1m von der Struktur hat; die grünen Linien sind die Auswertungen für das Volumen mit einem 2m Abstand (vgl. obere Darstellungen in Abb. II.24). Bei der Simulation des Szenarios mit dem 2F-Bruch wurde angenommen, dass die Sicherheitsventile nach 4s schließen und das austretende LNG-Volumen daher auf  $1,05\text{m}^3$  beschränkt ist. Daher nimmt -im Gegensatz zu dem Szenario der kleinen Leckage- das Volumenverhältnis des zündfähigen Gemisches zunächst zu und nach einer gewissen Zeit wieder ab.

Bei der Betrachtung ist darauf zu achten, dass im Fall der Berechnung mit Wind zunächst 550s ohne Gasausbreitung simuliert wurden, um eine quasi-stationäre Windgeschwindigkeitsverteilung zu erhalten. Die

Zeitskalen in den Abbildungen und Zeitverläufen haben daher einen Unterschied von 550s zwischen den Szenarien mit und ohne Wind.

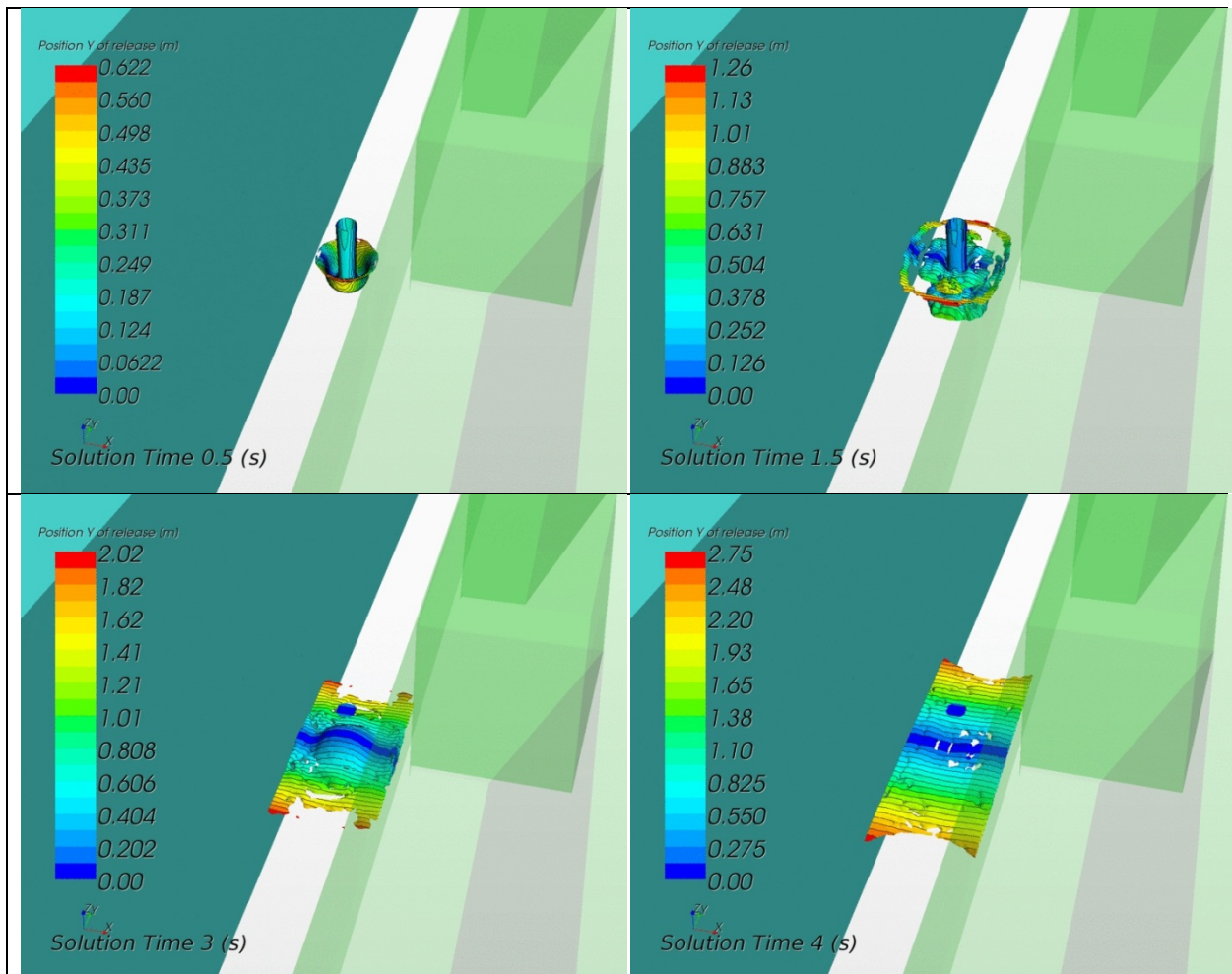
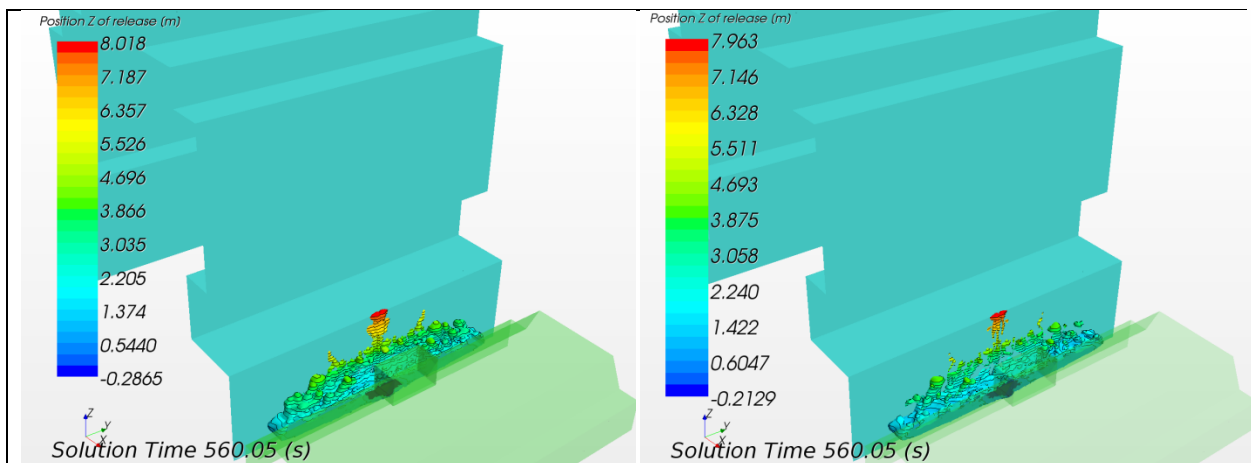
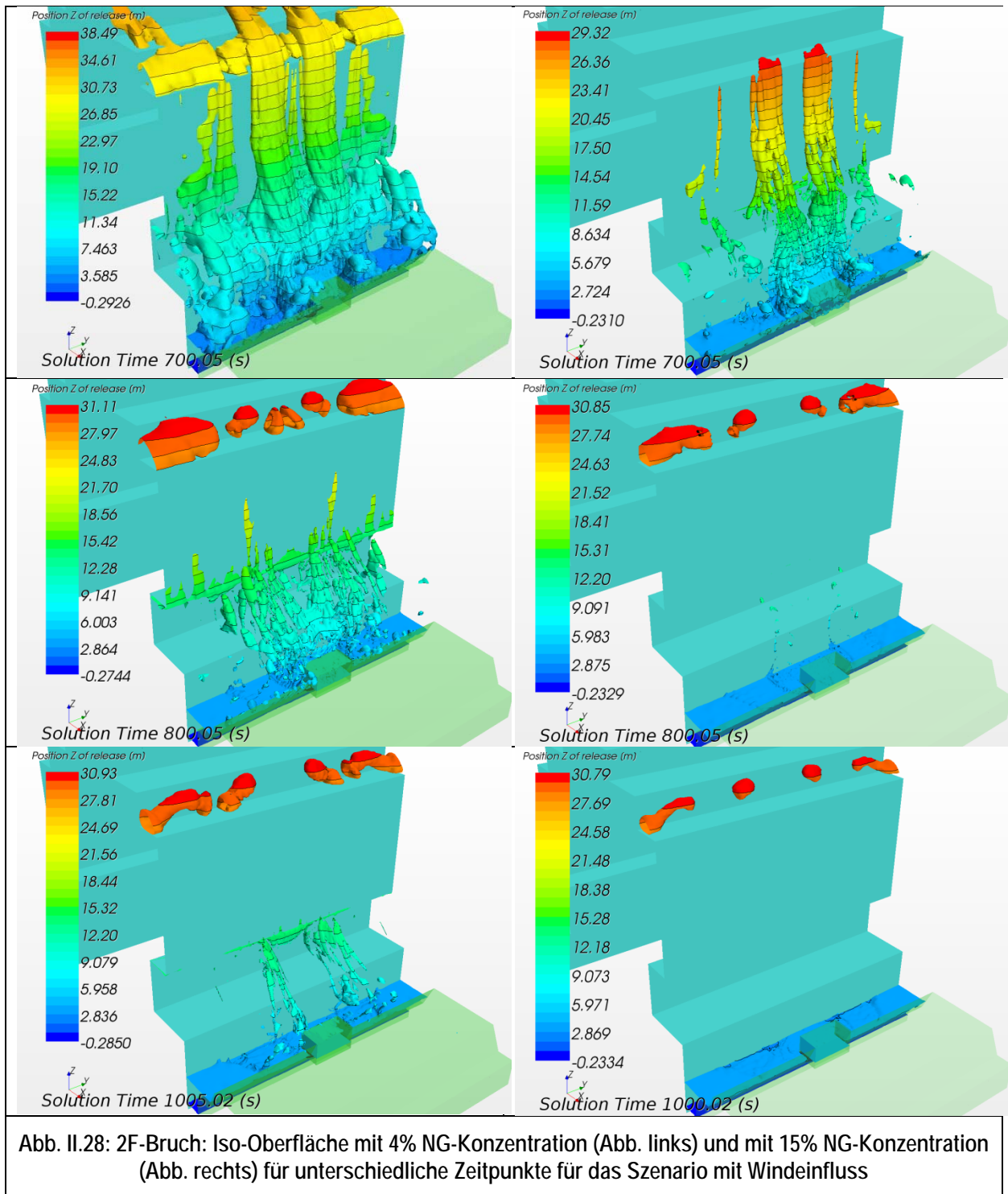


Abb. II.27: Ausbreitung des LNG-Volumens(1,05m<sup>3</sup>) auf der Wasseroberfläche zwischen den Schiffen innerhalb der ersten 4s nach dem 2F-Bruch







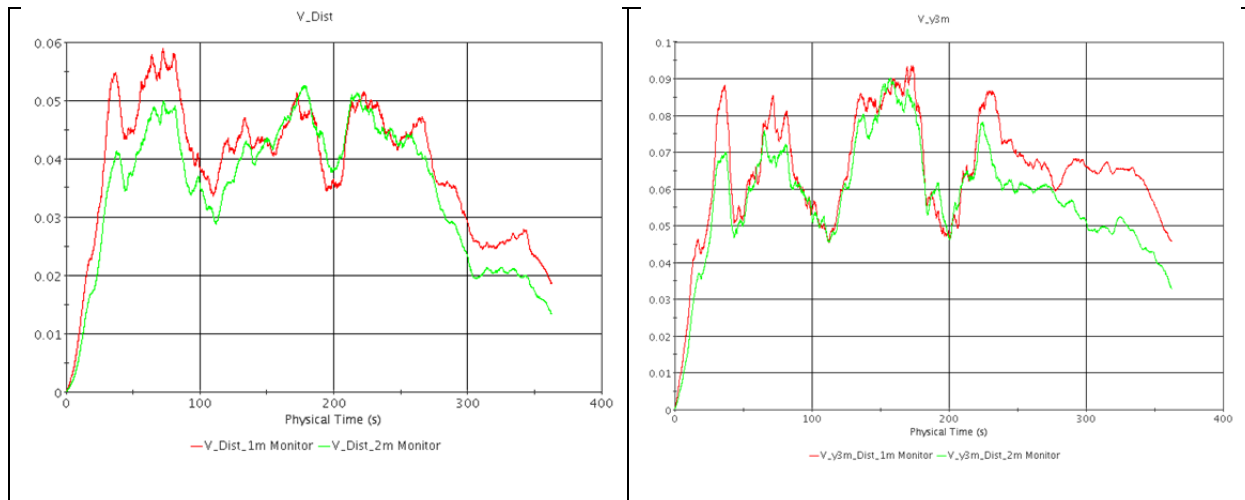


Abb. II.29: 2F-Bruch-Szenario: Volumenanteil des zündfähigen Gasmischtes innerhalb des Auswertevolumens mit einem Abstand von 1m (rote Linien) und 2m (grüne Linien) im Bereich von +/-15m (Abb. links) und +/-3m (Abb. rechts) vom Gaseintritt für die Berechnung ohne Seitenwind und  $0,20\text{kg}/(\text{m}^2 \text{s})$

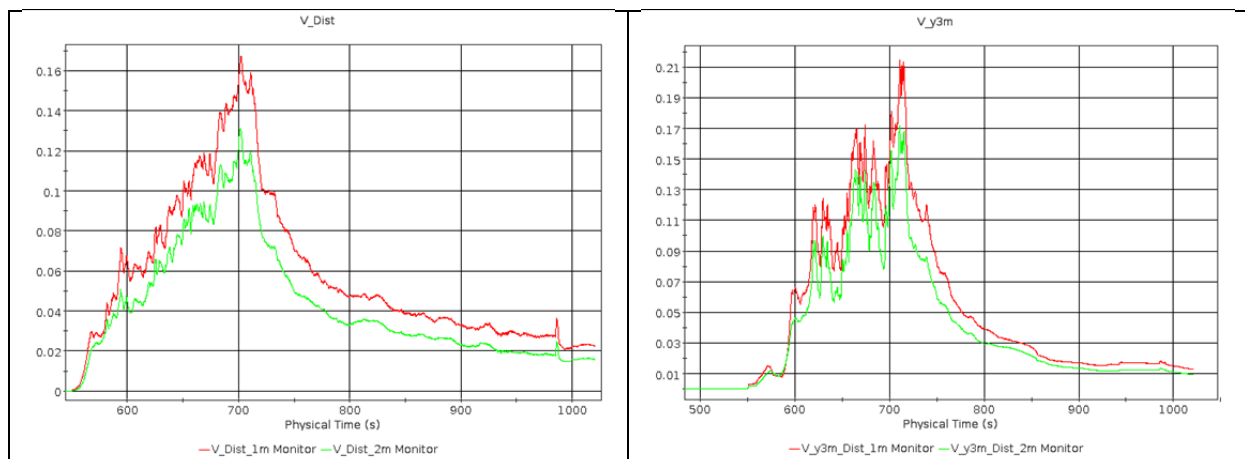


Abb. II.30: 2F-Bruch-Szenario: Volumenanteil des zündfähigen Gasmischtes innerhalb des Auswertevolumens mit einem Abstand von 1m (rote Linien) und 2m (grüne Linien) im Bereich von +/-15m (Abb. links) und +/-3m (Abb. rechts) vom Gaseintritt für die Berechnung mit 8 m/s Seitenwind und  $0,20\text{kg}/(\text{m}^2 \text{s})$

#### *II.4.3.1.7 Zusammenfassung und Ausblick*

Um möglichst realitätsnahe Faktoren für das Risiko-Modell zu erhalten, wurden eine Vielzahl von CFD-Berechnungen durchgeführt. Ziel dieser Untersuchungen war insbesondere den Ausbreitungsbereich eines zündfähigen Gasgemisches zu ermitteln, das bei einer Leckage während der Betankung entstehen kann.

Um die Ausbreitung des kryogenen Gases so exakt wie möglich zu berechnen, war geplant, dass der Phasenwechsel vom tiefkalten, flüssigen LNG hin zum über dem Siedepunkt erwärmten, gasförmigen NG mit Hilfe eines geeigneten „VoF-Boiling-Modells“ innerhalb der CFD-Berechnung simuliert wird. Obwohl die ersten Testrechnungen zunächst vielversprechend waren, stellte sich bei genauerer Überprüfung heraus, dass sich bei der gewählten CFD-Software ein numerischer Fehler einstellte, der unakzeptabel groß war. Die daraufhin über Monate durchgeführten numerischen Versuche sowohl bei der GL SE als auch beim Softwarehersteller zur Ursachensuche waren bis zum Laufzeitende des Projektes leider nicht erfolgreich.

Um dennoch Faktoren für die Risikobewertung zu erhalten, wurden daher CFD-Berechnungen durchgeführt, die einen vereinfachten Ansatz enthielten. Hierbei wurde die ursprünglich geplante CFD-Simulation in zwei getrennte Berechnungen aufgeteilt. In der ersten CFD-Analyse wurde der Massenstrom und die Ausbreitung des flüssigen LNG berechnet; Der sich einstellende, maximale Pooldurchmesser wurde anschließend als Einlass für das gasförmige NG in der zweiten CFD-Berechnung verwendet. Wobei die Einstromgeschwindigkeit entsprechend gemessener Verdampfungsraten aus der Literatur angenommen wurde. Für die Ermittlung der Risikofaktoren für die Zündwahrscheinlichkeit wurden unterschiedliche Auswertungsvolumen betrachtet, die im direkten Umgebungsbereich der Schiffsstruktur lagen. Der Faktor wurde daraufhin ermittelt, indem das zündfähige Gasvolumen (NG-Konzentrationen von 4-15%), das innerhalb des Auswertevolumens liegt, mit dem gesamten Auswertungsvolumen ins Verhältnis gesetzt wurde.

Durch die Betrachtungsweise in zwei Schritten konnte gewährleistet werden, dass die gesamte Masse des ausgeflossenen LNG auch in der gasförmigen Phase erhalten blieb. Durch die Annahme einer gleichmäßigen Verdampfungsrate von der Oberfläche eines sich einstellenden LNG-Pools entsprechend von Literaturangaben, konnte jedoch die Gas-Ausbreitungsgeschwindigkeit nur abgeschätzt werden. Phänomene wie RPT (Rapid Phase Transition), bei denen die Umwandlung von der flüssigen zur gasförmigen Phase aufgrund eines hohen Wärme/Kontaktflächen-Verhältnisses extrem schnell von statten gehen und die aufgrund des Dichtewechsels zu explosionsartigen Ausbreitungserscheinungen führen können, konnten mit der vereinfachten Betrachtungsweise nicht erfasst werden. Der Einfluss solcher Phänomene sollte in zukünftigen Forschungsarbeiten untersucht werden.

#### *II.4.3.2 Risikomodell - Zusammenfassung*

Im Rahmen des BunGas Projektes wurde eine quantitative Risikoanalyse für die LNG Bebungung eines gasbetriebenen Schiffes durchgeführt. Diese Risikoanalyse bezieht sich auf das im Rahmen des vorliegenden Projektes entwickelte Transfersystem für eine Schiff zu Schiff Bebungung sowie auf das entwickelte Bunkerschiff.

Es ist nicht bekannt, dass eine solche quantitative Risikoanalyse bisher für ein LNG Bunkersystem durchgeführt wurde, wodurch auf kein bestehendes Risikomodell zurückgegriffen werden konnte. Dementsprechend wurde in BunGas die Entwicklung des Risikomodells fokussiert und Ansätze entwickelt, um eine erste quantitative Risikoanalyse vorzunehmen. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass es sich bei den folgenden Ergebnissen und Vorgehensweisen um einen ersten Ansatz handelt. Während weiterer Entwicklungsschritte des Transfersystems bzw. des Bunkerschiffes können weitere risikomindernde Sicherheitseinrichtungen berücksichtigt werden, welche gegebenenfalls zu verbesserten Ergebnissen führen können. Die vorliegenden Ergebnisse spiegeln den im Rahmen des BunGas erzielten Entwicklungsstand wieder.

Die Datenbasis, auf die für die Beurteilung der Ausfallraten zurückgegriffen werden konnte, ist sehr gering. Die Literaturquellen beziehen sich größtenteils auf landseitige Anwendungen, so dass die entsprechenden Werte bei der Risikobewertung teilweise von Experten aufgrund von Erfahrungen mit ähnlichen Anwendungen abgeschätzt wurden.

Im Rahmen der vorangegangenen Sicherheitsanalyse wurden die Szenarien ermittelt, welche das potenziell größte Risiko darstellen. Es wurde dabei zwischen einem Fehler während des normalen Betriebes (operatives Risikomodell) sowie einem Unfall resultierend aus externen Einflüssen unterschieden. Während des normalen Betriebes ist das potentiell größte Risiko für eine kleine Leckage zu erwarten. Zum einen treten Leckagen häufiger als ein komplettes Versagen des Bauteils auf und zum anderen sind kleine Leckagen schwieriger zu detektieren. Kleine Leckagen führen vermutlich zu keinem Druckabfall im System, so dass nur eine visuelle Überwachung bzw. Gassensoren diesen Fehlerfall identifizieren können. Kleine Leckagen können an den verschiedenen Komponenten der Transferleitung auftreten. Im Folgenden ist eine kleine Leckage des Schlauches näher betrachtet worden, da es sich um ein flexibles Element handelt und dementsprechend kleine Beschädigungen hier am wahrscheinlichsten sind. Für das Unfallrisikomodell wurde eine Kollision eines dritten Schiffes mit dem Bunkerschiff betrachtet, welches gerade das gasbetriebene Schiff bebunkert.

Im Folgenden wurde keine Bewertung des ermittelten Risikos für die Besatzung (Potential Loss of Life, PLL) vorgenommen. Das ermittelte Risiko bezieht sich auf keinen spezifischen Hafen und ist als ein weltweiter Mittelwert zu verstehen. Für die Genehmigung eines konkreten Anwendungsfalles müssen spezifische Randbedingungen des untersuchten Hafens berücksichtigt werden und in das Risikomodell mit einfließen. Bei den unterschiedlichen Häfen bestehen bereits Ansätze, unter welchen Bedingungen das Bunkern zugelassen werden kann, so dass das Risiko eines LNG Bunkervorganges in dem entsprechenden Hafen individuell

betrachtet werden muss. Ein Vergleich des ermittelten Risikos mit Prozessen anderer Industriezweige ist nicht vorgenommen worden, da sich die aus der Literatur bekannten Risiken auf unterschiedliche Bezugsgrößen beziehen und eine Umrechnung kaum möglich ist.

#### II.4.3.2.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Risikoanalyse wurde für zwei Szenarien durchgeführt: kleine Leckage während des normalen Betriebs sowie Kollision mit einem dritten Schiff während des Bunkervorganges.

Das operative Risikomodell wurde für verschiedene Schlauchdurchmesser DN150 bis DN200 aufgestellt. In der folgenden Tab. II.8 (exemplarisch für einen Schlauchdurchmesser DN200) befinden sich die Ausgangsgrößen des untersuchten Szenarios unter „Bunkervorgang“ sowie die unterschiedlichen Ausfallraten unter „Schlauch kleine Leckage“. Es sind sowohl Literaturwerte als auch von Experten abgeschätzte Werte aufgeführt, da sich die Literatur teilweise auf Landanwendungen bezieht. Unter „Konsequenzen“ befinden sich die Einflussgrößen, welche im Risikomodell Berücksichtigung gefunden haben. Beispielsweise ob die Gaswolke aufgrund von Seitenwind in Richtung des gasbetriebenen Schiffes getrieben wird oder nicht. Gemäß einem Modell für die Zündwahrscheinlichkeit wurde das Risiko für direkt oder indirekt beteiligte Personen an dem Bunkervorgang ermittelt. Das Errechnete Risiko ist mittels Potential Loss of Life (PLL) ausgedrückt worden.

Unter Berücksichtigung von örtlichen Gegebenheiten können die vorhandenen Modelle für spezifische Häfen angepasst und konkrete Anwendungsfälle untersucht werden.

Tab. II.8: Zusammenfassung des operativen Risikomodells

Modell	1 (mit Literaturwerten)	2 (mit GL Experten Werten)	Dimension
<b>Bunkervorgang</b>			
Schlauch DN	200	200	-
Anzahl der Bunkervorgänger	2	2	pro Tag
Dauer eines Bunkervorganges	4,0	4,0	h
Bunkerdauer	8,0	8,0	pro Tag
Bunkerdauer	2922	2922	h pro Jahr

ESD Aktivierungszeiten			
Für detektierte Leckage	1-5	1-5	min
Für detektiert (mit Gassensor) Gaswolke	0,5-4	0,5-4	min
Manuelle Isolierung	20*	**	min
Nicht detektiert (spätestens entdeckt)	30	30	min
Konsequenzen			
Personen in Gefahrenbereich CV	1	1	-
Personen in Gefahrenbereich BB	1	1	-
Dritte Person: „da sein“ Wahrscheinlichkeit	1,0%	1,0%	-
Anzahl der betroffenen Personen (mit dritter Person)	3	3	-
Anzahl der betroffenen Personen (ohne dritter Person)	2	2	-
Gaswolke entzündlich Wind 8 m/s	9,5%	9,5%	-
Gaswolke entzündlich ohne Wind	1,0%	1,0%	-
Ergebnisse			
PLL (DN 200)	6,0E-06	2,1E-06	-

\*maximale Zeit (Isolierung und Austrittszeit vom LNG aus dem Schlauch)

\*\*nur Isolierung (ohne Zeit bis Schlauch frei vom LNG ist)

Für das Kollisionsrisikomodell befinden sich die verwendeten Daten in der Tab. II.9. Zunächst wurde die Frequenz einer Kollision eines Schiffes am Kai, die Wahrscheinlichkeit eines Wassereintrittes als auch einer LNG Tank Beschädigung abgeschätzt. Auf Basis des Risikomodells wurden die Konsequenzen für das Bunkerschiff als auch für das zu bebunkernde Schiff ermittelt. Abschließend ist das Risiko der beteiligten Personen wieder mittels PLL ausgedrückt worden.

Tab. II.9: Zusammenfassung des Kollisionsrisikomodells

Ereignis	Wert	Dimension	Kommentar
<b>Bestimmung der Anfangsfrequenz</b>			
Containerschiff getroffen am Kai	0,00034	pro Schiffsjahr	
Containerschiff getroffen am Kai	0,00000004	pro Stunde	
Bunkerschiff getroffen am Kai	0,0000004	pro Stunde	Basiert auf umgerechneter Hafenzeit eines Containerschiffes (0,5 Tage auf See und 4,5 Tage im Hafen)
Bunkerschiff getroffen am Kai	0,0000031	pro Tag pro Bunkerstunde	
Bunkerschiff getroffen am Kai	0,00115	pro Schiffsjahr	
<b>Verlust der Wasserdichtigkeit</b>			
Getroffen am Kai	12%	-	Statistik
Zwei Schiffe	3%	-	Zusatzwerte für erhöhte Breite
Wert in Risikomodell	15%	-	
<b>LNG Tank Beschädigung</b>			
Trefferwahrscheinlichkeit in die	67%	-	Auf Basis des Ölausflussmodells

Längsrichtung			vom MARPOL
Trefferwahrscheinlichkeit in die Tiefe bis an die Außenhaut des LNG Tanks	47%	-	Auf Basis des Modells aus dem GOALDS Projekt
Wert in Risikomodel	31%	-	
<b>Konsequenzen Bunkerschiff</b>			
Zündwahrscheinlichkeit	100%	-	Im Falle LNG Tank Beschädigung
Feuerlöschen auf Bunkerschiff erfolgreich	0%	-	
Fatalitätsraten unter der Besatzung	30-80%	-	2-5 Besatzungsmitglieder
<b>Konsequenzen Containerschiff</b>			
Feuerausbreitung auf Containerschiff	75%	-	
Fatalitätsraten unter der Besatzung	5-20%	-	1-4 Besatzungsmitglieder
<b>Ergebnisse</b>			
PLL	3,29E-04	-	

Im Rahmen des BunGas Projektes wurden Modelle für die quantitative Risikoanalyse des LNG Bunkervorganges mittels Schiff zu Schiff Transfer entwickelt. Diese Modelle stellen einen ersten Ansatz zur Ermittlung des menschlichen Risikos dar und müssen im Zuge der Weiterentwicklung des Transfersystems angepasst werden. Da keine örtlichen Gegebenheiten Berücksichtigung bei der Ermittlung des Risikos gefunden haben, spiegeln die Ergebnisse einen weltweiten Mittelwert wieder. Für konkrete Anwendungsfälle müssen lokale Einflüsse berücksichtigt werden und die Ergebnisse von den das Bunkern genehmigenden Parteien akzeptiert werden.

#### *II.4.3.2.2 LNG Transfersystem und Komponenten*

Die wesentlichen Risikobeiträge wurden im Rahmen einer Gefahrenanalyse identifiziert. Um die Risikoanalyse bei Designmodifikation anpassen zu können, zum Beispiel im Rahmen einer Systemoptimierung, wurde eine Bibliothek für die sicherheitsrelevanten Komponenten des Bunkersystems zwischen Tank auf dem Bunkerschiff und einem definierten Übergabepunkt auf dem zu bebunkernenden Schiff entwickelt. In dieser Bibliothek sind die für eine Risikoanalyse des o.g. LNG Transfersystems notwendigen Daten zusammengefasst. Mit Hilfe der Bibliothek können unterschiedliche Systemarchitekturen in einem Risikomodel beschrieben werden.

Das für die vorliegende Risikoanalyse verwendete System ist in Kap. II.2 erläutert. In dem folgenden Abschnitt befinden sich Erläuterungen zu der entwickelten Bibliothek. Das Risikomodel für den normalen Betrieb befindet sich in II.4.3.2.4. Zusätzlich zu den aus dem normalen Betrieb resultierenden Risiken wird das Risiko infolge einer Kollision während des Bunkervorgangs analysiert, vgl. II.4.3.2.5.

Die vorliegende Risikoanalyse betrachtet exemplarisch die Bebungung eines Containerschiffes, wofür die ermittelten Ergebnisse aufgezeigt werden. Es waren für diese Analyse kaum Literaturwerte vorhanden, so dass die einzelnen Faktoren von Experten abgeschätzt wurden.

### II.4.3.2.3 Komponentenfehlerzustände und Fehlerraten

Die Tab. II.10 enthält eine Übersicht der typischen Fehlerzustände von Komponenten im System, welche auch im Rahmen der FMEA besprochen wurden. Die zu erwartenden Fehler im System werden im Folgenden im Detail beschrieben und in dem Risikomodell berücksichtigt.

Tab. II.10: Fehlerzustände von Komponenten im System

Komponente	Fehlerzustand	Bemerkungen/Erläuterungen
Schlauch	Leckage	kleine Leckage
		mittlere Leckage
		große Leckage
	2-F Bruch	vollflächiger Schlauchabriss
Flansch	Leckage	Dichtungsfehler
Manuelle Ventile	Leckage	kleine Leckage
Abschaltventile	Leckage	kleine Leckage
	Fehlfunktion	Schließfehler
Rücklaufventil	Fehlfunktion	Öffnungsfehler
Überdruckventil	Leckage	kleine Leckage
	Fehlfunktion	Gasauslassfehler
ERC	Leckage	kleine Leckage
	Fehlfunktion	Entkopplungsfehler (LNG Austritt nach der Entkopplung)
QCDC	Leckage	kleine Leckage
Drucksensor	Fehlfunktion	Fehler beim Detektieren/ nicht detektiert
Temperatursensor		
Gassensor		

Gemäß Tab. II.10 folgt, dass Leckagen bzw. Fehlfunktion die meist zu erwartenden Fehlerzustände sind.

#### a. Leckage

Eine Leckage wird über einen repräsentativen Lochdurchmesser definiert. Für eine Leckage existieren typische repräsentative Durchmesser für unterschiedliche Kategorien (klein, mittel, groß), siehe HFF (2009), FFG (2012), HSE (2012).

Die Austrittsmenge aus einer Leckage wird in Abhängigkeit vom Druck im System und der Leckgröße bestimmt. Der Volumenstrom ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) kann unter Voraussetzung des stationären Ausflusses aus einem Behälter wie folgt berechnet werden:

$$\dot{V} = \mu A_a \sqrt{2gh + 2(p_1 - p_2)/\rho}$$

mit  $A_a$  – Leckfläche,  $\text{mm}^2$ ;



$\mu$  – Ausflusszahl (angenommen 0,6);

$h$  – Höhenunterschied wurde nicht berücksichtigt;

$p$  – Innerdruck im System;

$p$  – Umgebungsdruck;

$\rho$  – LNG Dichte

Für den Betrieb des LNG Transfersystems ist es notwendig, eine mögliche Leckage detektieren zu können.

Tab. II.11 zeigt Möglichkeiten auf, kleine Leckage zu detektieren:

Tab. II.11: Detektierbarkeit einer kleinen Leckage

Komponente	Detektierbarkeit für kleine Leckage		
	Besatzung	Drucksensor	Temperatursensor in Leckwanne installiert
Schlauch einwandig	ja	nein	nein
Schlauch doppelwandig	nein	ja	nein
Flansch	ja	nein	ja
Ventil	ja	nein	ja
ERC/QCDC	ja	nein	ja

Die Tab. II.11 zeigt nur die prinzipielle Detektierbarkeit und gibt keine Übersicht an, mit welcher Wahrscheinlichkeit eine Leckage in jeweiliger Komponente detektierbar ist.

### **b. 2-F Bruch**

Für einen kompletten Abriss (2-F Bruch) kann der Volumenstrom ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) vereinfacht mit der folgenden Formel berechnet werden:

$$\dot{V} = Av$$

mit  $A$  – Querschnittsfläche von Rohrleitung oder Schlauch,  $\text{m}^2$ ;

$v$  – Strömungsgeschwindigkeit,  $\text{m/s}$ ;

Ein 2-F Bruch kann mit unterschiedlichen Mitteln (siehe Tab. II.11) sofort detektiert werden.

### **c. Fehlfunktion**

Fehlfunktion einer Komponente ist sowohl im täglichen Betrieb als auch im Notfall möglich. Eine Fehlfunktion kann wie folgt klassifiziert werden:

- Eine Komponente reagiert nicht im Notfall (eine Armatur kann nicht schließen oder ein Sensor reagiert nicht);
- Eine Komponente reagiert ungewollt (eine Armatur schließt während der Bebungung);
- Eine Komponente reagiert falsch (ein Sensor gibt falsche Informationen an).

Die genannten Fehlfunktionen können in unterschiedlichen Komponenten auftreten:

- Eine Fehlfunktion kann bei ESD Armaturen auftreten sowohl auf dem Bunkerschiff als auch auf dem Empfängerschiff sowie bei dem Rücklauf- und Überdruckventilen auf dem Bunkerschiff;
- Für alle Sensoren wird eine Fehlfunktion als Fehlerzustand in Betracht gezogen.

Falls eine Komponente eine Fehlfunktion aufweist, kann diese Fehlfunktion während des periodischen Testens oder einer Inspektion detektiert werden. Im schlimmsten Fall wird die Fehlfunktion während der Notaktivierung entdeckt.

#### *II.4.3.2.3.1 Komponenten*

Im Folgenden werden die Komponenten des Systems bezüglich Ihrer Versagenszustände betrachtet und die Fehlerraten angegeben. Diese Werte stammen meistens aus unterschiedlichen Literaturquellen und beziehen sich nicht speziell auf LNG. Laut FFG (2012) verglich DNV die Ausfallsraten von LNG Equipment mit denen von Kohlenwasserstoffeinrichtungen. Es wurde festgestellt, dass die LNG Fehlerfrequenzen im Durchschnitt 40 bis 60% niedriger sind. FFG (2012) hat diese Daten allerdings nicht verwendet, da es keinen begründeten, statistischen Grund gibt, die für LNG übernommenen Fehlerfrequenzen zu reduzieren.

##### **a. Schlauch**

Bei einem einwandigen Schlauch können Leckagen sowie ein 2-F Bruch als mögliche Fehlerzustände auftreten (siehe auch Tab. II.11). Im Folgenden wird nur ein einwandiger Schlauch berücksichtigt.

Generell wird die Größe der Leckage im Schlauch über den repräsentativen Durchmesser der Austrittsfläche abgebildet. Auf der Basis von Literaturwerten und nach Rücksprache mit den Projektpartnern wurden repräsentative Leckagedurchmesser des Schlauches wie folgt klassifiziert:

- Kleine Leckage – 5 mm.
- Mittlere Leckage – 10 bis 15 mm;
- Große Leckage – 25 mm.

Ein 2-F Bruch ist im täglichen Betrieb unwahrscheinlich und wird hauptsächlich durch externe Einflüsse wie Kollision, schlechtes Wetter (relative Schiffsbewegungen) oder durch fallende Objekte hervorgerufen. Für einen 2-F Bruch summiert sich die gesamte Austrittsmenge aus dem ausgetretenen LNG Volumen bis zum Zeitpunkt des Abschaltens des beschädigten Systemabschnitts und dem LNG Inhalt des isolierten Abschnitts.

Für die Auftrittswahrscheinlichkeit einer kleinen Leckage beziehungsweise eines 2-F Bruches des Schlauches wurden folgende Werte in der Literatur gefunden:

- In HFF (2009) sind Leckagewahrscheinlichkeiten für LPG-Schläuche von Tank- und Kesselwagen sowie für Schiffe angegeben. Der gegebene Wert gilt für eine Leckage mit dem repräsentativen Leckagedurchmesser von  $0,1 D$ , dies entspricht 20 mm für einen Schlauch mit dem Durchmesser von 200 mm. Um eine kleinere Leckage zu bestimmen, werden die Leckagefrequenzen von größeren Leckagen miteinander addiert (nach der in dieser Quelle vorgeschlagenen Methodologie). In HSE (2012) sind Werte für eine kleine Leckage bei Be- und Entladevorgängen von Tankwagen gegeben. Für eine kleine Leckage im Schlauch unterscheiden sich die Werte für „Basic system“ (erhöhte Auftrittswahrscheinlichkeit der Leckage) und „Average system“ (System mit höheren Sicherheitsbarrieren) pro Operation. Generell stimmen die Werte für „Average system“ von HSE mit denen von HFF gut überein.
- Ein 2-F Bruch ist mit einer Wahrscheinlichkeit zu erwarten, die mindestens um den Faktor 10 geringer ist als die Wahrscheinlichkeit einer Leckage;

#### **b. Flansch**

Für Flanschverbindungen wird eine Leckage (Dichtungsfehler) ebenfalls als möglicher Fehlerzustand betrachtet.

Für eine Flanschleckage wird die Leckfläche wie folgt berechnet:

- Mittlerer Dichtleistenumfang eines Flansches ,  $[\pi] \times [\text{Rohrleitungsdurchmesser}]$ .
- Die verlorene Dichtungslänge berechnet für eine beschädigte Schraube in einer Flanschverbindung je nach Flanschzahl.
- Verlorene Fläche entspricht:  $[\text{verlorene Dichtleistenkreislänge}] \times [\text{Dichtungsdicke}]$ .
- Für die ausgerechnete verlorene Fläche wird ein äquivalenter Durchmesser ausgerechnet.

Auf Basis der oben beschriebenen Methodik wurde in Tab. II.12 der äquivalente Leckagedurchmesser wie folgt bestimmt (beispielsweise für Flanschdurchmesser DN200 mit zwölf Schrauben):

Tab. II.12: Charakteristische Leckgrößen eines Flansches DN200

Position	Einheit	Flanschdurchmesser DN200
Flanschkreisumfang	mm	628
Schraubenanzahl in Flansch	-	12
Verlorene Flanschkreislänge	mm	52
Dichtungsdicke	mm	0,8
Verlorene Fläche	mm <sup>2</sup>	42
Äquivalenter Leckdurchmesser	mm	7

Für die Auftretswahrscheinlichkeit einer kleinen Leckage am Flansch sind die Werte im Anhang zu finden.

### c. *Armaturen*

#### Abschaltventile (ESD)

Die beiden automatischen Absperrventile in der Bunkerstation werden bei Bedarf aktiviert. Folgende mögliche Fehler sind dabei zu berücksichtigen:

- Mechanischer Fehler des Ventils
- Fehler der Automation:
  - o System reagiert nicht wegen Automationsfehler;
  - o Menschlicher Faktor: das Schließen wird nicht initiiert oder erst spät gestartet.

Die in der Literatur angegebenen Werte beziehen sich auf den Gesamtfehler, welcher aus dem technischen und dem menschlichen Fehler resultiert. Beim menschlichen Faktor (der wegen der Stresssituation auftreten kann) wird noch einmal zwischen halb- und vollautomatischer Aktivierung unterschieden. Bei vollautomatischer Aktivierung kann der menschliche Faktor entfallen.

- Halbautomatische Aktivierung (Remotely operable shut-off valves – ROSOV) bedeutet, dass ein Besatzungsmitglied beziehungsweise Operator das Schließen der Ventile veranlasst, nachdem ein Alarm durch Gas- oder Temperatursensor ausgelöst wurde (oder dadurch, dass ein Besatzungsmitglied die Leckage selber entdeckt);
- Vollautomatische Aktivierung (Automatic shut-off valves – ASOV) bedeutet, dass das Schließen der Ventile automatisch erfolgt, nachdem eine Drucksenkung im System durch den Drucksensor detektiert wird. Eine deutlichere Drucksenkung im System wird für eine große Leckage oder 2-F Bruch angenommen.

Die Ausfallraten der beiden automatischen Abschaltventile wird „pro Operation“ angegeben und die vorhandenen Literaturwerte unterscheiden sich für ROSOV und ASOV. Der menschliche Faktor wird nicht nur über Fehlerfrequenz, sondern auch über Schließ- bzw. Aktivierungszeit abgebildet.

Für ROSOV wurden folgende Werte in der Literatur angegeben:

- Für ROSOV sind in HFF (2009) und MHAU (ref. in HSE, 2012) Fehlerraten von 0,1 bis 0,01 pro Aktivierung beziehungsweise pro Bedarf dargestellt. Die Zeit bis ROSOV aktiviert und komplett geschlossen wird, beträgt laut dieser Quellen 5 bis 10 Minuten. Zusätzlich werden in AMINAL (2004, ref. in RIVM) höhere Werte angegeben, wobei der menschliche Faktor bzw. Stresssituationen (dies wird in der Quelle besonders angedeutet) zu solchen hohen Werten führen;
- Für ASOV sind die Fehlerraten niedriger als für ROSOV und liegen im Bereich von 0,1 bis 0,001 pro Aktivierung. Die Aktivierungszeiten betragen für ASOV durchschnittlich 1 bis 2 Minuten.

#### **Rücklaufventil**

Das Rücklaufventil wird im Falle einer detektierten Leckage nach dem Schließen der beiden Absperrventile automatisch geöffnet, so dass LNG aus dem Schlauch zurück in den Tank des Bunkerschiffes fließen kann. Für das Rücklaufventil kann ein Fehler während eines ESD zu weiteren Konsequenzen führen, weswegen es berücksichtigt werden muss.

#### **Überdruckventil**

Falls LNG im Schlauch eingeschlossen wird, führt das Verdampfen des LNGs zu einem Druckanstieg in der Transferleitung, so dass Gas über das Sicherheitsventil in den Abblasemast freigesetzt wird. Für das Sicherheitsventil wird ein Öffnungsfehler berücksichtigt (blockiertes Ventil).

#### ***d. ERC***

Im Falle einer Aktivierung der ERCs kann es aufgrund eines mechanischen Fehlers zum Versagen der Schließvorrichtung kommen. Aufgrund der offenen Transferleitung kann es zu einem LNG-Austritt kommen. Im Falle eines Nicht-Auslösens der Kupplung kann es zu einem möglichen 2-F-Bruch infolge einer hohen mechanischen Belastung kommen.

#### ***e. Sensoren***

Eine mögliche Fehlfunktion eines Sensors besteht darin, dass dieser seine primäre Funktion nicht gewährleistet, z.B. ein Gassensor löst keinen Alarm aus, wenn sich eine Gaswolke im Sensorarbeitsbereich befindet. Für alle Sensortypen ist eine Fehlfunktion möglich.

#### II.4.3.2.4 Operatives Risikomodell

In dem vorherigen Abschnitt wurden die möglichen Fehler der Komponenten beschrieben. Zur quantitativen Ermittlung des Risikos müssen zusätzlich die Konsequenzen dieser Fehlerzustände abgeschätzt werden. Diese sind systemabhängig, das heißt sie werden von den jeweiligen Abmessungen und Betriebsparametern beeinflusst.

Die Kennwerte des LNG Transfersystems sind in Tab. II.13 zusammengefasst. Der Rohrleitungsdurchmesser der Bunkerleitung wird mit DN200 angenommen, wobei drei Schlauchgrößen als mögliche Transferleitung genutzt werden können. Der Druck im System ist konstant für alle Schlauchdurchmesser und beträgt 5 bar.

Tab. II.13: Parameter des LNG Transfer Systems

Parameter	Einheit	Schlauch			Rücklaufleitung
Durchmesser	DN	150	175	200	50
Querschnitts-Fläche	m <sup>2</sup>	0,018	0,024	0,031	0,002
Schlauchinhalt	m <sup>3</sup>	0,21	0,29	0,38	-
LNG Masse in Schlauch	kg	90	123	160	-
Durchflussmenge	m <sup>3</sup> /h	281	383	500	
Durchflussgeschwindigkeit	m/s	4,42	4,42	4,42	4,42
Bunkerzeit	h	7,1	5,2	4,0	-

In den folgenden Abschnitten wird das operative Risikomodell schrittweise entwickelt. Das operative Risikomodell wird beispielhaft für eine Komponente entwickelt.

##### II.4.3.2.4.1 Auswahl der kritischsten Komponente für die Risikomodellentwicklung

Im operativen Risikomodell werden nur die wesentlichen Komponenten betrachtet. Für die Einschätzung der kritischsten Komponenten wurden vorhandene Fehlerraten aller Komponenten zusammengefasst und die vorhandenen Frequenzen auf „pro Stunde“ umgerechnet. Die Frequenzen werden für das Bunker- und Empfängerschiff anschließend auf die jeweiligen Betriebsstunden umgerechnet.

Für die Abschätzung der jährlichen Betriebszeit wurde der DN200 Schlauch als Referenzgröße genommen. Die jährliche Betriebszeit der Komponenten des LNG Transfer Systems wurde folgendermaßen berechnet:

- Bunkerschiff: durchschnittlich zwei Bunkeroperationen mit einer Dauer von jeweils vier Stunden pro Tag (8 Einsatzstunden pro Tag). Pro Jahr ergeben sich 2922 Bunkerstunden (365,25 Tage im Jahr befindet sich das Bunkerschiff im Einsatz);
- Für das Empfängerschiff hängt die Bunkerfrequenz von mehreren Faktoren ab, z. B. Schiffstyp, Route, etc. Im Folgenden wird ein Containerschiff näher untersucht. Es wird angenommen, dass das Containerschiff alle 14 Tage bunkert, so dass sich 104 Bunkerstunden pro Jahr ergeben.

Mittels dieser Betrachtung werden die Fehlerfrequenzen von den Komponenten abhängig von der Installation auf dem Bunker- beziehungsweise Empfängerschiff pro Betriebsjahr bestimmt. Mittels dieser Betrachtung kann bestimmt werden, welche Komponente am wahrscheinlichsten einen Fehler aufweist. Die Ergebnisse sind in Tab. II.14 zusammengefasst.

Tab. II.14: Anteil an Gesamtfehlerfrequenz für unterschiedliche Gruppen von Komponenten (zusammen für Bunker- und Empfängerschiff)

Komponente	Anteil
Schlauch	92%
Ventile	5%
ERC/QCDC	2%
Flanschen	1%

Die Fehlerfrequenzen (außer für den Schlauch) für Leckagen (alle Leckagegrößen) wurden der Literaturquelle FFG (2012) entnommen. Die Leckagefrequenzen werden für unterschiedliche Leckagegrößen angegeben. Zusätzlich wird ein akkumulierter Wert angegeben. Die angenommene Schlauchfehlerfrequenz ist im Folgenden im Detail beschrieben.

Eine detaillierte Berechnung für alle Komponenten, die auf dem Bunker- als auch auf dem Empfängerschiff installiert sind, befindet sich in Anhang in Tab. V.1.

Für die folgende Risikomodellentwicklung wird der Schlauch als kritisches Element angenommen, da:

- Der Fehlerfrequenzanteil vom Schlauch deutlich höher im Vergleich zu anderen Komponenten ist (siehe Tab. II.14);
- Der Schlauch ein flexibles Bauteil darstellt
- Angenommen wird, dass eine Leckage im Schlauch schwieriger zu detektieren ist als beispielsweise eine Leckage in einem Ventil. Der Schlauch befindet sich im Freien zwischen den Schiffen, wobei die Ventile fest in den Bunkerstationen eingebaut sind (mögliche Installation von Temperatursensoren oder einer Leckagedetektion am Schlauch wurden nicht berücksichtigt);
- Falls sich die Gaswolke infolge einer Leckage des Schlauchs bildet, ist die Wahrscheinlichkeit groß, dass sich diese Gaswolke nicht mit Gassensoren detektieren lässt.

Als kritischer Fehlerzustand des Schlauches wurde eine kleine Leckage betrachtet:

- Während des Projektes wurde über die wahrscheinlichste Leckage diskutiert. Bei den untersuchten Schläuchen ist eher mit einer kleinen Leckage zu rechnen.

- Mittlere und große Leckagen treten vermutlich erst dann auf, wenn unentdeckte, kleine Leckagen bereits existierten.
- 2-F Bruch ist im täglichen Betrieb sehr unwahrscheinlich und ist in Folge eines Unfalls zu erwarten. Im täglichen Betrieb wird ein 2-F Bruch erst nach vorheriger Leckage erwartet.

Für die nachfolgende Entwicklung des operativen Risikomodells wird der Fokus auf eine kleine Leckage in einem einwandigen Schlauch gelegt. Dabei wird eine Fehlfunktion von bestimmten Komponenten im Modell mit berücksichtigt, da diese Komponenten im Falle einer Leckage aktiviert werden. Als Initiierungsfehler für das Auslösen der einzelnen Komponenten werden Fehlfunktionen jedoch nicht betrachtet.

#### *II.4.3.2.4.2 Szenarientwicklung im Falle einer kleiner Leckage im Schlauch*

Falls eine (kleine) Leckage im Schlauch oder eine daraus resultierende Gaswolke detektiert wird, müssen standardisierte Prozeduren von der Besatzung durchgeführt werden:

- Stoppen des Bunkervorgangs;
- Schließen der beiden Absperrventile und Isolierung des fehlerhaften Schlauches;
- Die Rückführung des im Schlauch verbliebenen LNG's in den Tank des Bunkerschiffes über eine dafür vorgesehene Rücklaufleitung (ein entsprechendes Ventil öffnet sich automatisch nachdem beide Absperrventile geschlossen wurden). Der Schlauch wird hierfür mittels des Schlauchkranes angehoben, damit sich der Schlauch vollständig über die Rücklaufleitung entleeren kann;

Falls sich das Rücklaufventil nicht öffnen lässt, wird der Druck im Schlauch durch das Verdampfen von LNG ansteigen. Nach Erreichen des Ansprechdruckes der Sicherheitsventile wird der Druck über diese und einen entsprechenden Abblasmast freigesetzt. Teilweise wird weiter LNG über die Beschädigung des Schlauches austreten (wenn das Überdruckventil nicht funktioniert, wird das gesamte LNG aus dem Schlauch über die Beschädigung austreten).

#### *II.4.3.2.4.3 Ereignissequenz*

Nach Ermittlung des wahrscheinlichsten potentiellen Fehlerfalles wurde für diesen die Ereignissequenz bestimmt. Die Ereignissequenz stellt die Folgeschritte im Falle des potentiellen Fehlers dar. Abb. II.31 stellt eine vereinfachte Ereignissequenz der kleinen Leckage im Schlauch des operativen Risikomodells dar:



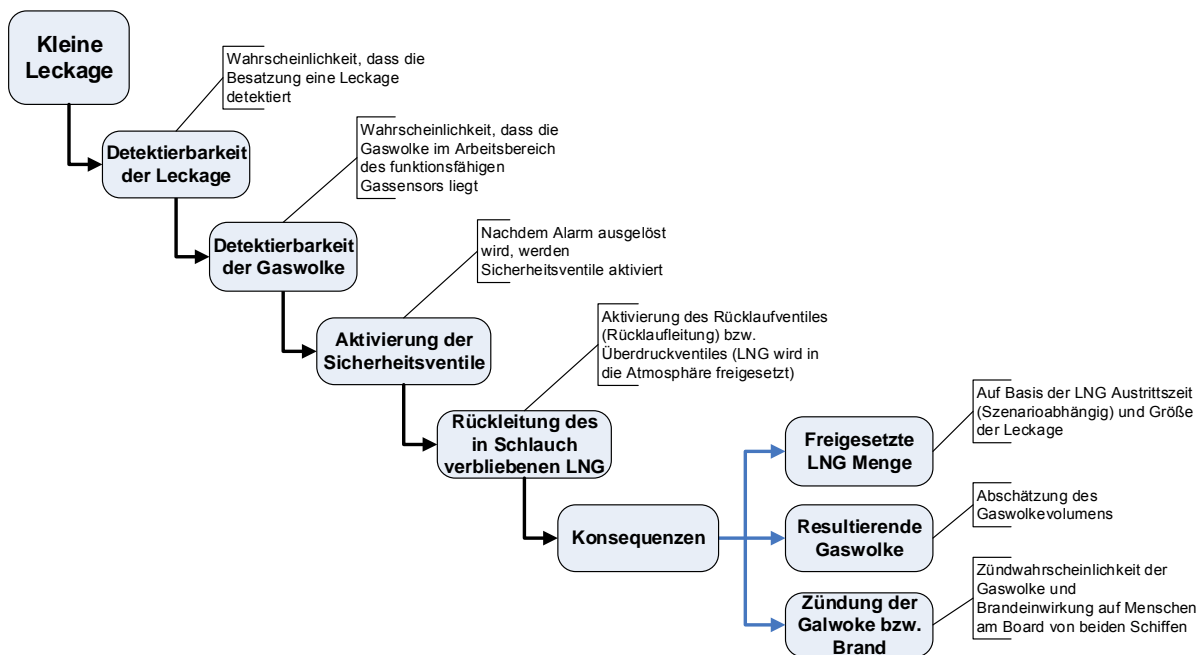


Abb. II.31: Ereignissequenz des operativen Risikomodells für kleine Leckage in Schlauch

Die Ereignissequenz enthält folgende Knoten:

- Auftretswahrscheinlichkeit einer kleinen Leckage im Schlauch;
- Detektierbarkeit der Leckage: mit welcher Wahrscheinlichkeit und wie schnell kann die Besatzung (von beiden Schiffen) eine kleine Leckage im Schlauch detektieren;
- Detektierbarkeit der Gaswolke: drückt die Wahrscheinlichkeit aus, dass sich die Gaswolke nach einer bestimmten Zeit im Arbeitsbereich des Gassensors befindet und dann auch detektiert wird;
- Aktivierung der Absperrventile: nach dem Auslösen des Alarms wird der Bunkervorgang durch das Eingreifen des Operators gestoppt. Die beiden Absperrventile werden geschlossen (manuelle Auslösung der Aktivierung, automatisches Schließen der Ventile nach der Aktivierung);
- Rückführung des im Schlauch verbliebenen LNGs: das im Schlauch eingeschlossene LNG wird über die Rücklaufleitung (Rücklaufventil wird nach Schließen der Absperrventile automatisch geöffnet) zurück in den LNG Tank an Bord des Bunkerschiffes geleitet oder über das Sicherheitsventil beim Versagen des Rücklaufventils via Abblaseleitung in die Atmosphäre freigesetzt;

- Bewertung möglicher Konsequenzen: Berechnung der freigesetzten LNG Menge auf Basis von Austrittszeiten, Bildung der Gaswolke und Zündwahrscheinlichkeit. Diese unterscheiden sich für jedes Szenario.

Für die ermittelte Ereignissequenz wurden im Anschluss verschiedene Szenarien entwickelt. Bei der Szenarienentwicklung wurden auch weitere potentielle Fehler in der Ereignissequenz berücksichtigt, so dass sich für die kleine Leckage insgesamt 9 Basisszenarien im Risikomodell, vgl. Abb. II.32, ergeben. Die Abb. II.32 zeigt eine vereinfachte Darstellung des Risikomodells. Für diese Basisszenarien sind in einem weiteren Schritt die Konsequenzen ermittelt worden und werden im folgenden Text dargestellt.

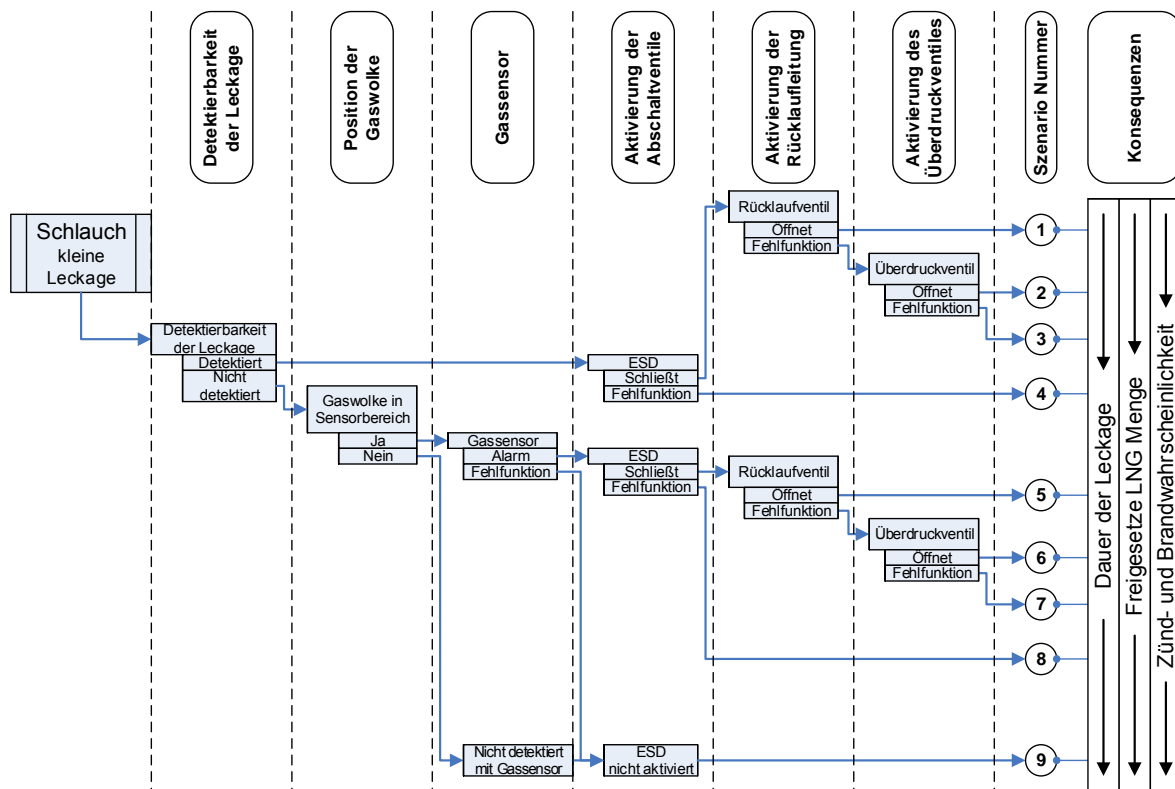


Abb. II.32: Basisszenarien für das operative Risikomodell im Falle einer kleinen Leckage im Schlauch

Im Folgenden werden die Knoten der Ereignissequenz, vgl. Abb. II.31 im Detail erläutert.

### a. Häufigkeit einer Leckage des Bunkerschlauchs

Um die Häufigkeit einer Leckage des Schlauches während des Bunkerns bestimmen zu können, wurde die Bunkerfrequenz und die Dauer dem Kap. II.1.2 entnommen.

Auf Basis der Literaturwerte wird für die Anfangsfrequenz der Leckage abgeleitet. Dieser Wert ist auch für Schiffe gültig. In HSE (2012) bestätigen die Werte des „Average System“ den genannten Wert, obwohl sich diese Literaturquelle auf kleinere Schlauchdurchmesser bezieht (Tankwagen).

Da sich unterschiedliche Bunkerzeiten für die drei Schlauchgrößen ergeben, ist auch die Wahrscheinlichkeit einer Leckage pro Jahr für die drei Schlauchgrößen unterschiedlich und ist in der folgenden Tabelle angegeben.

Tab. II.15: Jährliche Wahrscheinlichkeit einer Leckage für drei Schlauchdurchmesser

	Schlauchdurchmesser, DN		
	150	175	200
Bunkerdauer pro Operation, h	7,1	5,2	4,0
Anzahl der Bunkervorgänge pro Tag	2		
Bunkerdauer pro Tag, h	14,2	10,4	8,0
Bunkerdauer pro Jahr, h	5195	3816	2922

Im Folgenden wird der Schlauchdurchmesser DN200 als Referenzschlauch betrachtet. Die resultierenden Risiken werden für alle drei Schlauchdurchmesser berechnet.

#### **b. Detektierbarkeit der Leckage des Schlauches**

Für das betrachtete System kann eine Leckage des Schlauches in Abhängigkeit der Größe, Ort und Systementwurf theoretisch mit Hilfe von folgenden Mitteln detektiert werden:

- Drucksensor: Für die betrachtete Größe der Leckage wird angenommen, dass der Drucksensor nicht reagiert.
- Besatzung.

Im Folgenden wird vorausgesetzt, dass eine kleine Leckage nur durch die Besatzung detektiert werden kann (eine entsprechende Gaswolke kann auch mittels Gassensoren detektiert werden). Besatzungsmitglieder überwachen den Bunkerprozess und können eine Leckage sehen oder auch hören. Entsprechend dem austretenden Druck treten Pfeifgeräusche auf, welche aufgrund des vorhandenen Geräuschpegels eventuell nicht wahrgenommen werden, weswegen diese Detektion im Folgenden nicht berücksichtigt wird.

Es stehen keine Literaturwerte zur Verfügung, mit welcher Wahrscheinlichkeit eine kleine Leckage im Schlauch durch Besatzungsmitglieder detektiert wird. Es wird folgender Wert angenommen:

- Detektierbarkeit einer kleinen Leckage in Schlauch:
  - o Die Wahrscheinlichkeit wird hoch bewertet. Dies bedeutet, dass eine Leckage sofort oder nach wenigen Minuten detektiert wird. Das austretende LNG besitzt eine sehr niedrige Temperatur,

so dass die Luftfeuchtigkeit sofort kondensiert und als weiße Wolke sichtbar ist. Ein Bunkern findet ausschließlich bei guten Sichtverhältnissen statt. Das Deck wird bei Dunkelheit mittels heller Scheinwerfer ausgeleuchtet. Wenn die Sichtverhältnisse aufgrund von Nebel, Schneeregen o. ä. zu schlecht werden, ist der Bunkervorgang zu unterbrechen. Der Bunkervorgang wird von mindestens zwei Besatzungsmitgliedern auf dem Bunkerschiff überwacht. Gleichzeitig wird auch auf dem zu bebunkernden Schiff das Bunkern durch eine „Schlauchwache“ überwacht. (laut der GL Experten Meinung);

- Wahrscheinlichkeit, dass eine kleine Leckage erst später (zum Beispiel mit Gassensor) oder gar nicht detektiert wird, ist somit gering.

Die Installation einer thermischen Kamera im Schlauchbereich führt zur Verbesserung der Detektierbarkeit bzw. die Installation von Gas- oder Temperatursensoren entlang des Schlauches.

### **c. Detektierbarkeit der Gaswolke**

Falls eine kleine Leckage unentdeckt bleibt, wird sich eine Gaswolke ausbilden, welche gegebenenfalls mit Gassensoren detektierbar ist. Für die Detektierung der Gaswolke mittels Gassensoren wird ein Modell benötigt, welches den Zeitraum zwischen Austritt des Gases und Detektierung abschätzt.

#### ***Berechnung der Zeit für Detektierung***

Die Zeit für die Detektierung der Gaswolke wird für die Berechnung des ausgetretenen LNG Volumens und der Konsequenzen berücksichtigt. Um diese Zeit abschätzen zu können, werden folgende Annahmen getroffen:

- Im Falle einer kleinen Leckage wird LNG aus dem Schlauch auf die Wasseroberfläche tropfen, sich in einem Pool sammeln und anschließend verdampfen. Es wird eine sphärische Form der sich ausbildenden Gaswolke angenommen. Dies stellt eine Idealisierung dar, da je nach Leckagegröße das LNG auch direkt an der Leckagestelle verdampfen kann. Diese Idealisierung kann als konservativ betrachtet werden, da auf diese Weise die größte Zeit für die Detektierung der Gaswolke berechnet wird.
- Die Gaswolke muss eine Mindestdimension besitzen, damit diese durch die Gassensoren wahrgenommen werden kann. Ein wichtiger Faktor stellt die Positionierung der Gassensoren in der Bunkerstation von den beiden Schiffen und die relative Positionierung der beiden Schiffe zueinander dar. Ausgehend von einem 2 m Abstand zwischen den beiden Schiffen und der Anordnung der Bunkerstationen wird von einem minimalen Durchmesser der Gaswolke von 4 m ausgegangen, welcher überhaupt detektierbar ist;

- Unter Berücksichtigung des Durchmessers der Gaswolke von 4 m berechnet sich das Volumen der Gaswolke zu 34 m<sup>3</sup> bei 100% Methan Anteil. Dieses Volumen entspricht einer Masse von 23,7 kg ausgetretenem LNG;
- Auf Basis der gegebenen LNG Poolfläche und den in der Literatur vorhandenen Verdampfungsraten (pro kg/m<sup>2</sup>s) kann die Verdampfungszeit des aus dem Schlauch ausgetretenen LNGs mit weiteren Annahmen abgeschätzt werden:
  - o Der LNG Poolflächendurchmesser beträgt 1,3 m (genommen aus den CFD Berechnungen); wodurch sich eine LNG Fläche auf dem Wasser von 1,32 m<sup>2</sup> ergibt;
  - o Die in der Literatur vorhandenen LNG Verdampfungsraten variieren sehr stark. Die Verdampfungsraten für kleine Poolflächen (von 0,5 bis zu 12 m<sup>2</sup>) liegen zwischen 0,02 und 0,2 kg/m<sup>2</sup>s. Nach Morse et al (2008) beträgt die Verdampfungsrate von Flüssigstickstoff (LN2), eingebracht in ein kleines Wasserbecken (Länge etwa 1,2 m, Breite etwa 0,2 m) einem Wert von 0,2 bis 0,3. Auf Basis dieser Informationen wird ein Wert von 0,2 kg/m<sup>2</sup>s angenommen (minimale Dicke von LNG Schicht auf der Wasseroberfläche vorausgesetzt);
  - o Mit den oben getroffenen Annahmen beträgt die Verdampfungszeit, beziehungsweise die Zeit bis sich Gaswolke bildet und mit Gassensoren detektiert wird 1,5 Minuten. Dieser Wert ist als sehr konservativ einzuschätzen.

Tab. II.16 fasst das oben erläuterte Berechnungsvorgehen zusammen.

Tab. II.16: Berechnung Detektierungszeiten für kleine Leckage mit Hilfe des Gassensors

Parameter	Einheit	Wert
LNG Flächendurchmesser	m	1,3
LNG Fläche auf Wasser	m <sup>2</sup>	1,32
Gaswolkedurchmesser	m	4,00
Gaswolkevolumen	m <sup>3</sup>	34
LNG-Gas Umwandlungsfaktor	-	600
LNG Ursprungsmasse	kg	23,7
Verdampfungsrate	kg/m <sup>2</sup> s	0,2
Resultierende Verdampfungszeit	s	90
Resultierende Verdampfungszeit	min	1,5

Mit den in Tab. II.16 dargestellten Werten ergibt sich eine Verdampfungszeit von 1,5 Minuten (angenommen konstant für drei Schlauchdurchmesser), es wird angenommen, dass dies auch die Zeit ist, die bis zur Detektierung vergeht.

### ***Gaswolke im Arbeitsbereich des Gassensors***

Generell kann eine Gaswolke von einem Gassensor nur dann detektiert werden, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

1. Gaswolke befindet sich in Arbeitsbereich des Gassensors;
2. Gassensor funktioniert richtig und löst Alarm aus.

Weil Informationen zu diesem Aspekt fehlen, wird folgender Wert angenommen:

- Mit einer mittleren Wahrscheinlichkeit befindet sich die Gaswolke im Arbeitsbereich des Gassensors für die kleine Leckage im Schlauch;

Für die Ausfallwahrscheinlichkeit des Gassensors wurde ein Wert nach Schätzung der GL Experten angenommen.

#### ***d. Aktivierung der Abschaltventile***

Mit Ausnahme vom Szenario, wo sowohl die LNG Leckage als auch die Gaswolke nicht detektiert wird, wird für alle anderen Szenarien ein Knoten für die Aktivierung der beiden automatischen Absperrventile eingeführt (siehe Abb. II.32). Wenn Absperrventile in einer Risikobetrachtung betrachtet werden, so muss laut HFF (2009) auch deren potentieller Fehler berücksichtigt werden.

Weil eine kleine Leckage nicht mit einem Drucksensor sondern durch Besatzungsmitglieder oder einen Gassensor detektiert wird, werden die Absperrventile durch den Operator aktiviert (nachdem Alarm ausgelöst wurde). Es wird also das halbautomatische System (ROSOV) im Weiteren betrachtet.

Die Zeitspanne während derer LNG aus einer Leckage freigesetzt wird, hängt sehr stark davon ab, wie schnell die Absperrventile aktiviert und geschlossen werden. Für das betrachtete System ist eine Schließzeit der Abschaltventile von wenigen Sekunden angenommen worden.

Die Fehlerraten der Abschaltventile ermittelt aus unterschiedlichen Literaturquellen haben die Experten des GLs als zu hoch eingeschätzt. Zum einen wurden die Fehlerraten zu konservativ, zum anderen die Aktivierungszeiten als eher für große Industrieanlagen realistisch angesehen. Den Experten zufolge hat man auf einem Schiff kürzere Wege um eine Aktivierung starten zu können und Abschaltventile werden regulär getestet, unter anderem auch vor jedem Bunkervorgang. Des Weiteren ist der Bunkervorgang eine überwachte Tätigkeit. Im Folgenden wird zwischen Literaturwerten und Expertenschätzung unterschieden. Tab. II.17 fasst die Literatur- und GL Experten Werte zusammen.

Tab. II.17: Angenommene Aktivierungszeiten der Abschaltventile und deren Fehlerraten

Quelle	Angenommene Literaturwerte	Abschätzung von GL Experten
Aktivierungszeit, min (detektiert durch Person)	1-5	1-5
Aktivierungszeit, min (detektiert mit Gassensor)	0,5-4	0,5-4
Fehlerraten pro Aktivierung	0,5%-3%	0,5%-3%

Falls eine Gaswolke mittels eines Gassensors detektiert wird, wird an einer zentralen Stelle (Maschinenkontrollraum und Bunkerstation) ein Alarm ausgelöst und von der Schlauchwache oder im Kontrollraum der Bunkervorgang gestoppt. Die Aktivierungszeit wird in diesem Fall kleiner als die Aktivierung durch eine handelnde Person angenommen, die die Leckage feststellt und den Notstop betätigen muss.

#### **e. Rückleitung des im Schlauch verbliebenen LNG**

Für Szenarien, in denen die Abschaltventile geschlossen wurden, öffnet sich sofort und automatisch ein Rücklaufventil um den Inhalt des LNG Schlauchs in den LNG Tank des Bunkerschiffs zurück zu führen. Falls dieses Ventil nicht öffnet, bleibt das LNG im Schlauch eingeschlossen und kann nicht über die Rücklaufleitung aus dem Schlauch entfernt werden. Dies führt zu einem Druckanstieg im Bunkerschlauch.

Das Rücklaufventil hat im Allgemeinen das gleiche Zuverlässigkeitsniveau wie die Abschaltventile:

- 0,5%-3% beträgt die Ausfallwahrscheinlichkeit des Rücklaufventils;
- 0,5%-3% nach Schätzung der GL Experten.

Falls das Rücklaufventil nicht öffnet, wird ein Teil des im Schlauch eingeschlossenen LNGs verdampfen und über das Sicherheitsventil in die Atmosphäre freigesetzt werden. Ein Großteil des im Schlauch vorhandenen LNGs wird in diesem Fall weiterhin über die Leckage im Schlauch austreten:

Die Ausfallwahrscheinlichkeit des Sicherheitsventils beträgt in der Literatur den zweifachen Wert der Abschaltventile. Nach Schätzung der GL Experten ist die Ausfallrate sehr gering, was auf periodisches Testen, rein mechanische Funktion und regelmäßige Inspektion zurückzuführen ist.

#### **f. Zusammenfassung der angenommenen Werte**

Die in vorherigen Abschnitten angenommenen Werte sind in Tab. II.18 zusammengefasst. Die angegebenen Werte in der Tabelle sind pro Aktivierung dargestellt (100% spiegelt eine fehlerfreie Aktivierung der Komponente wieder).

## Tab. II.18: Zusammenfassung der ermittelten Werte

Die in der Tab. II.18 stehenden Werte werden im Folgenden für die operative Risikomodellentwicklung benutzt. Auf diese Weise werden zwei Modelle entwickelt, die einerseits auf Literaturwerten für Landanlagen und andererseits auf GL Expertenmeinung beruhen.

### II.4.3.2.4.4 *Konsequenzen*

#### **a. Freigesetzte LNG Menge**

Die freigesetzte LNG Menge hängt grundsätzlich vom Druck im System sowie von der Größe und der Dauer der Leckage ab. Im Folgenden wird eine kleine Leckage betrachtet, somit beträgt der repräsentative Durchmesser der Leckage 5 mm. Die korrespondierende Austrittsgeschwindigkeit beträgt  $0,0005 \text{ m}^3/\text{s}$  ( $0,22 \text{ kg/s}$ ). Für das betrachtete System wurden die in der Literatur vorhandenen Werte mit berechneten systemspezifischen Werten verglichen und sind im Anhang in Tab. V.2 aufgeführt. Beispielweise wurden im Anhang die in Tab. V.3 freigesetzte LNG Volumen für unterschiedliche Zeiten für das betrachtete System berechnet, wobei der vorhandene Druck im Schlauch als konstant angenommen wurde.

Im operativen Risikomodell wird die Gesamtdauer der Leckage in unterschiedliche Zeitabschnitte aufgeteilt und ergibt sich folgendermaßen:

- Zeit für das Detektieren der Gaswolke;
- Zeit für das Aktivieren und Schließen der Abschaltventile;
- Zeit für das Zurückführen des LNGs aus dem Schlauch in den LNG Tank auf dem Bunkerschiff;
- Zeit bis das LNG komplett aus dem Schlauch ausgetreten ist, falls die Rücklaufleitung nicht funktioniert und LNG im Schlauch eingeschlossen ist (nur für bestimmte Szenarien).

Die resultierende freigesetzte LNG Menge hängt von der Gesamtzeit ab, die für die Entdeckung der Leckage und das Aktivieren und Schließen der Abschaltventile benötigt wird. Diese Zeit, während der LNG freigesetzt wird, ist für jeden Schlauchdurchmesser für eine kleine Leckage und das festgelegte Szenario unterschiedlich (siehe Abb. II.32).



### **LNG Freisetzung während des Abpumpens über Rücklaufleitung**

Für das Zurückführen des LNGs aus dem Schlauch wird man zusätzliche Zeit benötigen, da das LNG über eine Rücklaufleitung mit kleinerem Durchmesser geleitet wird. Während dieser Zeit wird LNG weiterhin aus dem Schlauch austreten, auch wenn der Druck durch das Öffnen der Rücklaufleitung gemindert ist und die Ausflussrate damit niedriger wird. Diese Zeiten hängen vom Schlauchdurchmesser sowie vom Durchmesser der Rücklaufleitung ab (siehe Tab. II.13) und sind in Tab. II.19 dargestellt. Als Reaktionszeit des Rücklaufventils werden 4 s angenommen.

Tab. II.19: Zusätzliche LNG Austrittszeiten während des LNG Abpumpens aus dem Schlauch (Zeit 2)

Schlauchdurchmesser DN	Schlauchvolumen, m <sup>3</sup>	Abpumpzeit über Rücklaufleitung, s	Ventilöffnungs- und Abpumpzeit, s	Aufgerundete Zeit für Berechnungen, s
150	0,21	24	28	30
175	0,29	33	37	40
200	0,38	43	47	50

### **LNG Freisetzung des im Schlauch eingeschlossenen LNGs**

Für die Szenarien mit einer Fehlfunktion des Rücklaufventils wird die Zeit berechnet, während der LNG aus dem Schlauch austritt und sich auf der Wasseroberfläche sammelt. Für diese Szenarien werden folgende Werte für das freigesetzte Volumen von LNG angenommen:

- Freigesetzt über die Leckage im Schlauch – 70%. Für die Freisetzung dieser LNG Menge wird eine Zeit berechnet, die später im Konsequenzmodell benutzt wird;
- Freigesetzt mittels des Überdruckventils – 30%. Diese LNG Menge wird nicht weiter in den Konsequenzen berücksichtigt).

Für die Szenarien, wenn zusätzlich zum Rücklaufventil auch das Sicherheitsventil nicht funktioniert, wird angenommen, dass 100% des LNG aus dem Schlauch freigesetzt werden. Hier handelt es sich allerdings um einen Dreifachfehler!

Für die oben genannten Szenarien wird die Zeit der LNG Freisetzung berechnet, die später im Konsequenzmodell benutzt wird. Die ausgerechneten Zeiten sind in Tab. II.20 dargestellt. Ein Druckabfall, bzw. eine Drucksteigerung im mit LNG gefüllten Schlauch werden hier nicht berücksichtigt.

Tab. II.20: Zusätzliche LNG Austrittszeiten während LNG in Schlauch blockiert bleibt

Freigesetztes LNG Volumen aus dem Schlauch, % vom Gesamtinhalt	LNG Volumen, m <sup>3</sup>	Austrittsgeschwindigkeit, m <sup>3</sup> /s	Dauer der LNG Freisetzung aus dem Schlauch, min
Schlauchdurchmesser DN150			
70%	0,15	0,0005	4,8
100%	0,21	0,0005	6,9
Schlauchdurchmesser DN175			
70%	0,20	0,0005	6,6
100%	0,29	0,0005	9,4
Schlauchdurchmesser DN200			
70%	0,26	0,0005	8,6
100%	0,38	0,0005	12,3

Die resultierenden Zeiten basieren auf dem freigesetzten Volumen von LNG (70% bis 100%) und werden im Folgenden im Konsequenzmodell eingesetzt.

#### **LNG Freisetzung im Falle , das die Abschaltventile nicht schließen**

Wenn die Abschaltventile eine Fehlfunktion aufweisen, wird vorausgesetzt, dass beide Abschaltventile an den Schlauchenden nicht schließen (Fehler in der Auslöseautomatik). Eine schnelle Isolierung des fehlerhaften (beziehungsweise undichten) Schlauches ist dann nicht möglich (das heißt ein manuelles schließen der Ventile ist nötig) und man muss längere LNG Ausflusszeiten annehmen, als spezifiziert in den vorangegangenen Abschnitten:

- Laut MHAU (referenziert in HSE, 2012) wird in solchen Fällen vorausgesetzt, dass eine manuelle Isolierung möglich ist. Die dafür benötigte Zeit wird in der Quelle auf 20 Minuten geschätzt (laut der gleichen Quelle beträgt die maximale Austrittszeit 30 Minuten für andere mögliche Szenarien) und in der Risikomodellentwicklung benutzt. Diese Zeit schließt auch die LNG Austrittszeit aus dem manuell isolierten Schlauch ein;
- Laut der Schätzung der GL Experten ist diese Zeit zu hoch, weil man auf einem Schiff, wie vorher schon erwähnt, wesentlich kürzere Wege zurückzulegen hat und der Bunkervorgang eine überwachte Tätigkeit ist. Diese Zeit wird gering geschätzt. Dazu kommt noch die Zeit aus Tab. II.20 (LNG Freisetzung aus dem isolierten Schlauch), weil es vorausgesetzt wird, dass nach manueller Isolierung LNG im Schlauch eingeschlossen bleibt.

Für die oben beschriebenen Szenarien wird vorausgesetzt, dass nach manueller Isolierung der Transferleitung auch die automatische Rücklaufleitung nicht aktiviert wird.

### Gesamtdauer der Leckage

Die gesamte Zeit der LNG Freisetzung wird bestimmt aus der Summe der in den vorherigen Abschnitten definierten Zeiten. Diese Zeiten sind für jedes Szenario unterschiedlich. Das bedeutet, dass sowohl die gesamte Zeit unterschiedlich ist aber es können auch einzelne Glieder komplett entfallen. Abb. II.33 demonstriert den zeitlichen Ereignisverlauf nach einer Leckage beispielhaft für einige Szenarien.

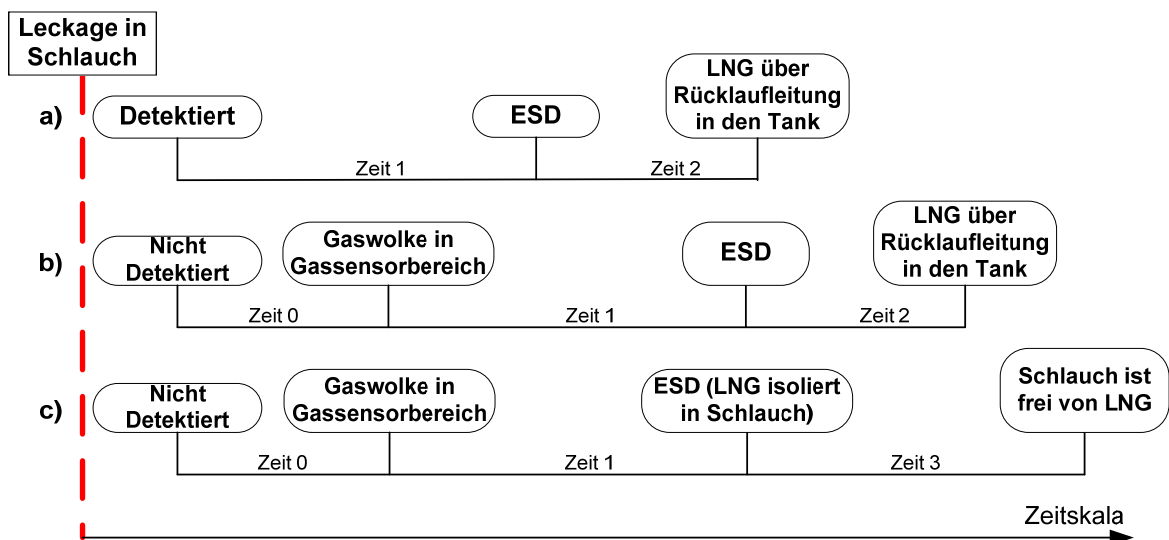


Abb. II.33: Zeitlicher Ereignisverlauf nach einer Leckage für: a) Basis-Szenario 1; b) Leckage nicht detektiert, Gaswolke über Gassensor detektiert, LNG über Rücklaufleitung in den Tank transportiert, Szenario 5; c). Rücklaufleitung funktioniert nicht und LNG bleibt in Schlauch isoliert, Szenarien 6 und 7

Die Dauer der LNG Freisetzung wird, wie vorher bereits beschrieben, in unterschiedliche Zeitabschnitte aufgeteilt:

- Detektierzeit der Leckage: „Zeit 0“;
- Aktivierungs- und Schließzeit der Abschaltventile (ESD): „Zeit 1“;
- Rückführen des im Schlauch verbliebene LNGs: „Zeit 2“;
- Für Szenarien, in denen LNG im Schlauch eingeschlossen bleibt, wird die Zeit berechnet, bis zu der das LNG komplett aus dem Schlauch ausgetreten ist: „Zeit 3“;
- Wenn die Abschaltventile eine Fehlfunktion aufweisen (was eine manuelle Isolierung bedeutet) werden die Zeiten dem vorherigen Abschnitt entnommen („Zeit 4“).

Die gesamte LNG Austrittszeit wird im Allgemeinen mit folgender Formel berechnet, wobei einzelne Glieder abhängig vom Szenario entfallen können:

$$[\text{LNG Austrittszeit}] = [\text{Zeit 0}] + [\text{Zeit 1}] + [\text{Zeit 2}] + [\text{Zeit 3}] + [\text{Zeit 4}]$$

Für die oben dargestellten Szenarien werden Gesamtzeiten gemäß Tab. II.21 bzw. Tab. II.22 ermittelt. Für die zwei Szenarien, in denen die Abschaltventile eine Fehlfunktion aufweisen, wird eine reine Austrittszeit von 20 (maximale Zeit, was auch die „Zeit 4“ einschließt) beziehungsweise wenigen Minuten (plus LNG Freisetzungszeit aus dem manuell isolierten Schlauch, gemäß GL Experten) angenommen.

Für ein Szenario mit nicht detektierter Leckage und Gaswolke wird der gleiche Wert für beide Modelle und alle Schlauchdurchmesser angenommen:

- 30 Minuten, was auf Literaturwerten basiert.

In Tab. II.21 sind Gesamtzeiten der Leckage für betrachtete Szenarien dargestellt. Diese Zeiten beziehungsweise deren Ableitung basiert auf Literaturwerten.

Tab. II.21: Berechnung der LNG Gesamtaustrittszeiten für einen DN200 Schlauch (Schlauchvolumen 0,38 m<sup>3</sup>) mit Literaturwerten

Szenario	Detektierzeit	Austrittszeit	Rücklaufzeit	Zeit bis Schlauch frei von LNG ist	Gesamtzeit
№	min	min	s	min	min
1	0,0	5,0	50	0,0	5,8
2	0,0	5,0	0	8,6	13,6
3	0,0	5,0	0	12,3	17,3
4	0,0	20,0	0	0,0	20,0
5	1,5	4,0	50	0,0	6,3
6	1,5	4,0	0	8,6	14,1
7	1,5	4,0	0	12,3	17,8
8	1,5	20,0	0	0,0	21,5
9	0,0	30,0	0	0,0	30,0

Tab. II.22 enthält Zeiten, die durch GL Experten ergänzt wurden.

Tab. II.22: Berechnung der LNG Gesamtaustrittszeiten für einen DN200 Schlauch (Schlauchvolumen 0,38 m<sup>3</sup>) mit den Zeitwerten durch GL Experten

Szenario	Detektierzeit	Austrittszeit	Rücklaufzeit	Zeit bis Schlauch frei von LNG ist	Gesamtzeit
№	min	min	s	min	min
1	0,0	1,0	50	0,0	1,8
2	0,0	1,0	0	8,6	9,6
3	0,0	1,0	0	12,3	13,3
4	0,0	3,0	0	12,3	15,3

5	2,5	0,5	50	0,0	2,8
6	2,5	0,5	0	8,6	10,6
7	2,5	0,5	0	12,3	14,3
8	2,5	3,0	0	12,3	16,8
9	0,0	30,0	0	0,0	30,0

Die ausgerechneten Gesamtzeiten werden im Konsequenzmodell für die Berechnung der Zündwahrscheinlichkeiten eingesetzt.

Die Gesamtzeiten für andere Schlauchdurchmesser (DN150 und DN175) sind im Anhang in Tab. V.4 bis Tab. V.7 zu finden.

### **Berechnung der freigesetzten LNG Menge**

Auf Basis der oben erläuterten Dauer der Leckage, Druck im System und Größe der Leckage (5 mm) wird die für jedes Szenario freigesetzte LNG Menge berechnet. Tab. II.23 und Tab. II.24 stellen die Berechnung des ausgetretenen LNG Volumens für einen DN200 Schlauch auf Basis von Literaturwerten beziehungsweise mit GL Experten Werten dar.

Tab. II.23: Berechnung des ausgetretenen LNG Gesamtvolumens für DN200 Schlauchdurchmesser mit Literaturwerten (Schlauchvolumen 0,38 m<sup>3</sup>)

Szenario	Gesamtzeit	Austritt aus der Leckage	Anschließendes Austritt aus dem Schlauch	Nachfolgender Austritt aus dem Schlauch	Gesamtaustritt LNG
№	min	m <sup>3</sup>	%	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>
1	5,8	0,18	0,0	0,00	0,18
2	13,6	0,15	70,0	0,26	0,42
3	17,3	0,15	100,0	0,38	0,53
4	20,0	0,61	0,0	0,00	0,61
5	6,3	0,19	0,0	0,00	0,19
6	14,1	0,17	70,0	0,26	0,43
7	17,8	0,17	100,0	0,38	0,55
8	21,5	0,66	0,0	0,00	0,66
9	30,0	0,92	0,0	0,00	0,92

Für die Szenarien 3 und 7 wird der volle LNG Inhalt des Schlauches berechnet.

Tab. II.24: Berechnung des ausgetretenen LNG Gesamtvolumens für DN200 Schlauchdurchmesser mit Werten von GL Experten (Schlauchvolumen 0,38 m<sup>3</sup>)

Szenario	Gesamtzeit	Austritt aus der Leckage	Nachfolgender Austritt aus dem Schlauch	Nachfolgender Austritt aus dem Schlauch	Gesamtaustritt LNG
№	min	m <sup>3</sup>	%	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>
1	1,8	0,06	0,0	0,00	0,06
2	9,6	0,03	70,0	0,26	0,29
3	13,3	0,03	100,0	0,38	0,41
4	15,3	0,09	100,0	0,38	0,47
5	2,8	0,09	0,0	0,00	0,09
6	10,6	0,06	70,0	0,26	0,33
7	14,3	0,06	100,0	0,38	0,44
8	16,8	0,14	100,0	0,38	0,51
9	30,0	0,92	0,0	0,00	0,92

Bei den Szenarien 2 und 6 wird Gas aus dem Schlauch über das Sicherheitsventil und den Abblasmast in die Atmosphäre abgelassen, gleichzeitig tritt aber das im Schlauch verbliebende LNG auch weiterhin aus der Leckage aus. Deswegen wird für diese Szenarien der Schlauchinhalt nur teils berücksichtigt. Man kann davon ausgehen, dass ein Großteil des LNGs im Schlauch über die Leckage austritt und der kleinere Teil als Gas über das Sicherheitsventil und den Abblasmast in die Atmosphäre freigesetzt wird.

Die Werte für die weiteren Schlauchdurchmesser sind im Anhang in Tab. V.8 bis Tab. V.11 zu finden.

#### **b. Bildung einer Gaswolke nach einer Leckage**

Tiefkaltes, flüssiges Erdgas ist nicht entzündlich. Nur im gasförmigen Zustand in einem Gemisch mit Luft ist Erdgas bei einer Konzentration von ca. 4-15% zündfähig. Um die entstehende Gefahr nach einer LNG Leckage und anschließender Verdampfung richtig abschätzen zu können, müssen daher das Entstehen der Gaswolke und die damit zusammenhängende Konsequenzen im Risikomodell bewertet werden. Kritische Szenarien sind solche, bei denen entweder eine Leckage sehr spät oder gar nicht erst detektiert wird.

Falls LNG freigesetzt wird, bildet sich eine Gaswolke. Das Volumen der Gaswolke hängt grundsätzlich vom freigesetzten LNG Volumen ab. Je nach Wetterbedingungen und Ort der Leckage unterscheiden sich das Volumen und die Entstehungszeit der Gaswolke. Bei der Betrachtung wird das gleiche Modell wie für die Berechnung der Verdampfungszeiten benutzt: die beiden Schiffe stehen nebeneinander, LNG tropft aus dem Schlauch auf die Wasseroberfläche (zwischen den beiden Schiffen), wo sich ein LNG Pool bildet. Die anschließende Gasausbreitung wurde mit Hilfe von CFD- Berechnungen untersucht. Die Ergebnisse sind im Kap. II.4.3.1 detailliert dargestellt und werden im Folgenden noch einmal zusammengefasst.

### **c. Zündung der Gaswolke und Brandentstehung**

Es existieren unterschiedliche Modelle zur Bewertung der Zündwahrscheinlichkeit. Einige Modelle basieren auf Wolkengröße (beziehungsweise Oberfläche). Die meisten Modelle betrachten eine große Leckage aus LNG Tanks (zum Beispiel nach einer Kollision) und geben Zündwahrscheinlichkeiten für sehr große freigesetzte LNG Mengen an. Im vorliegenden Bunkerszenario sind die freigesetzten LNG Mengen viel kleiner. Deswegen wird im Folgenden ein anderes Vorgehen erarbeitet.

Es sind zwei grundsätzliche Bedingungen notwendig, damit eine Gaswolke entzündet werden kann:

- Die Gaskonzentration erreicht die untere Zündgrenze (lower flammable limit – LFL, liegt bei etwa 5%) und überschreitet nicht die obere Zündgrenze (upper flammable limit – UFL, liegt bei etwa 15%). Im Falle eines kontinuierlichen Ausflusses, wird sich eine Gaswolke genauso kontinuierlich über der Wasseroberfläche bilden und in die Höhe steigen. CFD Berechnungen haben gezeigt, dass die aufsteigende Gaswolke einen nahezu konstanten Massenstrom darstellt. Das bedeutet, dass die Entzündlichkeit der Gaswolke während der Dauer der Leckage konstant bleiben wird. Diese „konstante“ Entzündlichkeit hängt von der Größe und Position der Gaswolke ab beziehungsweise von der Größe und Position der Leckage. Weil die Größe der Leckage konstant angenommen wird (5 mm), wird im Weiteren die Entzündlichkeit der Gaswolke als konstant über die Zeit berücksichtigt;
- Es gibt allerdings unterschiedliche Zündquellen in unmittelbarer Nähe zur Gaswolke. Je länger der Verdampfungsstrom existiert, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit, dass die entzündbare Gaswolke auch entzündet wird. Diese Wahrscheinlichkeit ist abhängig von der Zeit, die vergeht bis die Leckage entdeckt wird und der Verdampfungsstrom gestoppt wird.

Auf Basis der oben formulierten Prinzipien wird folgender Ansatz gewählt:

- Im ersten Schritt wird die Entzündlichkeit der Gaswolke definiert. Diese ist konstant und gleich für alle Szenarien. Es wurden hierfür numerische Simulationen durchgeführt; Im Rahmen der CFD-Berechnungen wurde eine unterschiedliche Entzündlichkeit für die Modelle mit und ohne Wind ermittelt.
- Im zweiten Schritt wird die Zündwahrscheinlichkeit der Gaswolke abhängig von der Zeit berechnet, während ein konstanter Verdampfungsstrom zwischen den Schiffen existiert. Diese Zeit ist für jedes Szenario unterschiedlich und wurde in vorherigen Schritten bestimmt.

Auf diese Weise hängt die Zündwahrscheinlichkeit der Gaswolke vom Volumen des ausgetretenen LNGs sowie von der Zeit der LNG Freisetzung ab. Weil nur eine kleine Leckage mit einer bestimmten Größe betrachtet wird, bleibt für alle betrachteten Szenarien die volumenspezifische Abhängigkeit konstant (weil der Volumenstrom

konstant über Zeit ist). Hingegen steigt die Zündwahrscheinlichkeit dieses konstanten Gasstromes mit der Zeit. Zum Teil ist dies auch auf wechselnde Wetterbedingungen (Wind) zurückzuführen (im Weiteren nicht betrachtet). In zwei folgenden Abschnitten wird das Vorgehen in Detail erläutert.

### ***Entzündlichkeit der Gaswolke***

Um möglichst realitätsnahe Faktoren für das Risiko-Modell zu erhalten, wurde eine Vielzahl von CFD-Berechnungen durchgeführt. Ziel dieser numerischen Untersuchungen war es, insbesondere den Ausbreitungsbereich des zündfähigen Gasgemisches zu ermitteln, welcher bei einer Leckage während des Bunkerns entstehen kann.

Bei den CFD-Simulationen wurde u.a. ein Szenario mit einer kleinen Leckage betrachtet. Dabei wurde angenommen, dass diese Leckage nicht detektiert werden kann und daher ein stetiger Gas-Massenstrom entsteht. Um die Zündwahrscheinlichkeit zu beurteilen, wurden unterschiedlich große Auswertungsvolumen definiert. Hierbei wurde zunächst überlegt, wo bei den betrachteten Szenarien überhaupt Zündquellen vorhanden sein könnten. Es wurde davon ausgegangen, dass sich Zündquellen nur in der unmittelbaren Nähe der Schiffsstrukturen befinden können; hierbei wurden zwei unterschiedliche Distanzen betrachtet: 1 und 2 m Abstand normal zur Schiffsstruktur. Zudem wurde aufgrund der geringeren Dichte von Erdgas davon ausgegangen, dass sich Gas nur auf der jeweils zur Leckage-Stelle zugewandten Schiffsseite befinden kann; das Auswertevolumen wurde daher auf die jeweilige Schiffsmitte begrenzt, siehe rechte Bilder in Abb. II.34 in denen die Auswertevolumina pinkfarben dargestellt sind.

Zur Definition einer Zündwahrscheinlichkeit wurde in den Berechnungen das vorhandene zündfähige Luft- Gas-Gemisch- Volumen im Bereich von 4- 15%- NG- Konzentration im jeweiligen Auswertevolumen ermittelt und dieses dann ins Verhältnis mit dem Gesamtauswertungsvolumen gesetzt. Dies wurde gemacht für zwei Fälle:

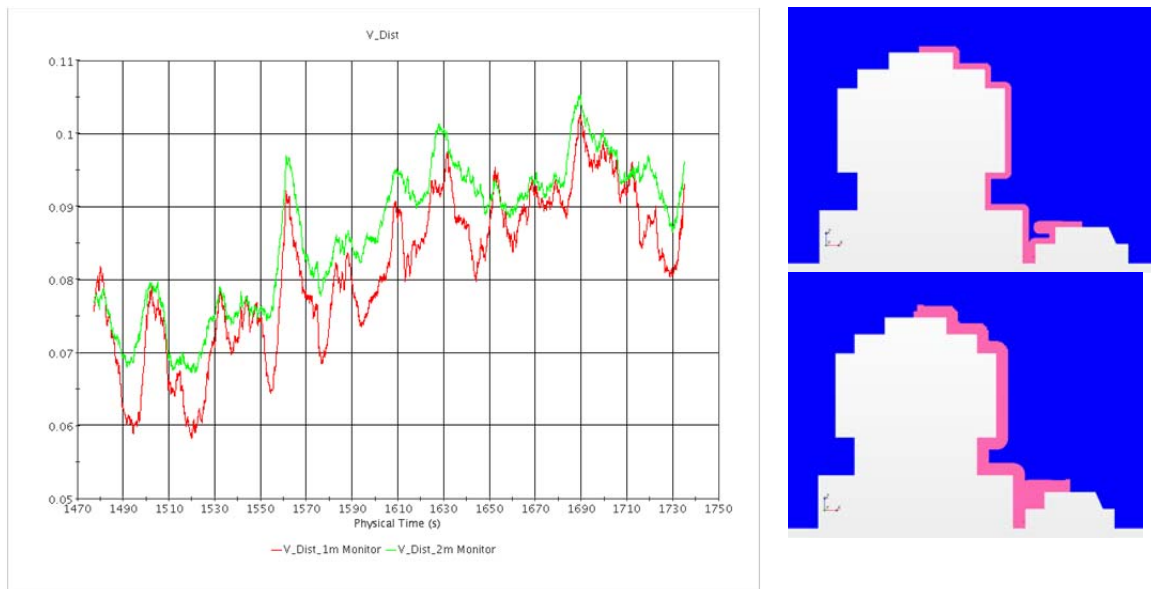
1. Das Szenario mit einem seitlichen Wind von 8 m/s;
2. Das Szenario ohne Wind.

Die zeitliche Änderung dieses Volumenverhältnisses ist in Abb. II.34 für das Szenario mit einem seitlichen Wind von 8 m/s dargestellt, dass sich in den CFD-Untersuchungen als kritischer ergeben hat als die Betrachtung ohne Windeinfluss. Die Schwankungen im zeitlichen Verlauf des Volumenverhältnisses ergeben sich aus zeitweiligen Konzentrationsansammlungen; durch den Seitenwind und der treppenförmigen Außengeometrie des Schiffes werden diese im Berechnungsfall mit Wind noch erhöht.

Trotzdem stellt sich mit der Zeit ein quasi-stationärer Wert ein, der nur noch zwischen 8 und 10% schwankt. Aus diesem Grund wurde für die Risikobewertung ein stationärer Wert von 9,5% angenommen und der Fokus wurde



bei der weiteren Betrachtung auf die Dauer der Leckage gelegt, um die entstehende Gefahr für jedes einzelne Szenario zu bestimmen.



**Abb. II.34: Volumenanteil des zündfähigen Gasmisches innerhalb des Auswertevolumens mit einem Abstand von 1m (rote Linien, siehe pinkfarbenen Bereich in der Abb. rechts oben) und 2m (grüne Linien, siehe pinkfarbener Bereich in Abbildung rechts unten) für die Berechnung mit Seitenwind**

Für das Szenario ohne Wind wurde für die Risikobewertung ein stationärer Wert von 1% angenommen (der Wert ist etwa 0,7 bis 1% abhängig vom Abstand zur Schiffstruktur). Die Auftretswahrscheinlichkeit der beiden Szenarien wurde mittel eingeschätzt (bedingte Wahrscheinlichkeiten, mittel für seitlichen Wind von 8 m/s und mittel für den Fall ohne Wind).

### ***Zündwahrscheinlichkeit der Gaswolke***

Auf beiden Schiffen können sich potenzielle Zündquellen befinden. Folgende mögliche Zündquellen wurden determiniert:

- Technisches Personal (Besatzung der beiden Schiffe);
- Hafpersonal (zum Beispiel Hafenmitarbeiter, die während der Ladeoperationen auf Containerschiffen arbeiten können);
- Elektrische Installationen auf beiden Schiffen

### ***Personal***

Um die Zündwahrscheinlichkeit der Gaswolke durch Personen für jedes Szenario bestimmen zu können, wurde ein zeitabhängiges Modell aus Franks (2007) genommen (dieses Modell kommt ursprünglich aus „Purple Book“):

$$P = 1 - e^{-n\omega t}$$

mit P – Zündwahrscheinlichkeit ;

n – Anzahl der Personen, die zur Zündung führen können;

$\omega$  – Konstante für Effizienz der Zündung pro Person, 1,68E-04 1/s;

t – Zeit, in der die Gaswolke beziehungsweise der Gasstrom existiert, s.

Die Anzahl der Personen, die sich potenziell im Bereich der Gaswolke befinden und zur Entzündung der Gaswolke beitragen können, wird sowohl auf dem Bunker- als auch auf dem Empfängerschiff auf jeweils eine Person geschätzt (insgesamt zwei Personen). Diese Besatzungsmitglieder können sich im potentiellen Gefahrenbereich aufhalten, um beispielsweise den Bunkerprozess zu überwachen (100% Präsenz der oben genannten Personen). Dazu kommt noch eine Person, die sich im Gefahrenbereich nur zeitweise befindet, zum Beispiel ein Hafenmitarbeiter auf dem Empfängerschiff. Die Wahrscheinlichkeit, dass diese Person im Gefahrenbereich sein kann, wird auf 1% geschätzt (Schätzung der GL Experten), weil sich im Allgemeinen keine Personen im abgesperrten Bereich aufhalten dürfen.

Besatzungsmitglieder auf den beiden Schiffen, die das Bunkern überwachen und sich im potenziell gefährlichen Bereich befinden, sind entsprechend ausgebildet und trainiert. Diese Besatzungsmitglieder sind mit explosionsgeschützter Ausrüstung versehen und sind entsprechend der spezifischen Gefahren beim Umgang mit Gasen unterrichtet. Dagegen haben z.B. Hafenmitarbeiter weder eine entsprechende Ausbildung, noch Geräte zur Detektierung potenziell gefährlicher, beziehungsweise zündbarer Gasgemische in der Luft. Die Wahrscheinlichkeit, dass einer dieser Personen zur Zündung der Gaswolke beitragen kann, wurde im Risikomodell aufgrund der unterschiedlichen Ausbildung auch getrennt bewertet.

- Die Bewertung für den nicht ausgebildeten Personenkreis wurde auf Basis der Zündeffizienzkonstante  $\omega = 1,68E-04$  1/s gemacht.
- Für die für das Bunkern verantwortlichen Besatzungsmitglieder der Schiffe wird eine Zündung der Gaswolke in drei von 10000 Fällen abgeschätzt, bei denen sich ein Besatzungsmitglied in einer entzündlichen Gaswolke befindet (3 auf 10000).

Tab. II.25 stellt das Berechnungsvorgehen der Zündeffizienzkonstante dar.

Tab. II.25: Berechnung der Zündeffizienzkonstante

Zündeffizienzkonstante		
$\omega = 1,68E-04$ 1/s (im Allgemeinen)		
Personenbezogene „da sein“ Wahrscheinlichkeit		
Hafenmitarbeiter	Besatzung Bunker	Besatzung Empfangsschiff
1%	100%	100%

Die Zündwahrscheinlichkeit durch die Personen an Bord des Containerschiffes (ein Besatzungsmitglied und ein Hafenmitarbeiter) wird mit dem „ODER“ Prinzip („U“) berechnet. Die Zündwahrscheinlichkeit durch Personen an Bord des Container- oder des Bunkerschiffes wird ebenfalls mit dem „ODER“ Prinzip berechnet.

### Elektrische Installationen

Für die Zündwahrscheinlichkeiten durch eine elektrische Installation sind in der Literatur keine geeigneten Informationen zu finden. Hierfür wird die konstante Wahrscheinlichkeit von 0,01% pro Schiff, insgesamt 0,02% angenommen, dass die Gaswolke durch zum Beispiel ein elektrisches Kabel entzündet werden kann.

### Gesamte bedingte Zündwahrscheinlichkeit

Im Folgenden werden die für Personen und elektrische Installationen berechneten bedingten Zündwahrscheinlichkeiten mit dem „ODER“ Prinzip überlagert. Die gesamte bedingte Zündwahrscheinlichkeit wird anschließend mit der Entzündlichkeit der Gaswolke vgl. cII.4.3.2.4.4 multipliziert.

Tab. II.26 stellt das Berechnungsvorgehen der bedingten Zündwahrscheinlichkeiten mit den Literaturwerten dar.

Tab. II.26: Berechnung der bedingten Zündwahrscheinlichkeit (ZW) mit Literaturwerten für einen DN200 Schlauch

Szenario	Gesamtzeit	ZW Besatzung Containerschiff	ZW Besatzung Bunkerschiff	ZW Hafenmitarbeiter auf Containerschiff	ZW gesamt drei Personen	ZW Elektrische Installationen	ZW Gesamt drei Personen mit Elektrik	ZW Gesamt zwei Personen	ZW Gesamt zwei Personen mit Elektrik
No	min	I	II	III	IV = I U II U III	V	VI = IV U V	VII = I U II	VIII = VII U V
1	5,7	0,095%	0,095%	5,710%	5,890%	0,02%	5,909%	0,191%	0,211%
2	11,6	0,222%	0,222%	12,815%	13,202%	0,02%	13,220%	0,444%	0,464%
3	14,4	0,283%	0,283%	15,996%	16,470%	0,02%	16,487%	0,564%	0,584%
4	20,0	0,327%	0,327%	18,258%	18,791%	0,02%	18,807%	0,652%	0,672%
5	6,2	0,104%	0,104%	6,184%	6,378%	0,02%	6,397%	0,207%	0,227%
6	12,1	0,231%	0,231%	13,253%	13,652%	0,02%	13,670%	0,461%	0,480%
7	14,9	0,291%	0,291%	16,418%	16,904%	0,02%	16,920%	0,581%	0,600%
8	21,5	0,351%	0,351%	19,484%	20,049%	0,02%	20,065%	0,701%	0,721%
9	30,0	0,490%	0,490%	26,096%	26,818%	0,02%	26,832%	0,977%	0,997%

Tab. II.27 stellt das Berechnungsvorgehen der bedingten Zündwahrscheinlichkeiten mit den GL Experten Werten dar.

Tab. II.27: Berechnung der bedingten Zündwahrscheinlichkeit (ZW) mit GL Experten Werten für einen DN200 Schlauch

Szenario	Gesamtzeit	ZW Besatzung Containerschiff	ZW Besatzung Bunkerschiff	ZW Hafenmitarbeiter auf Containerschiff	ZW gesamt drei Personen	ZW Elektrische Installationen	ZW Gesamt drei Personen mit Elektrik	ZW Gesamt zwei Personen	ZW Gesamt zwei Personen mit Elektrik
№	min	I	II	III	IV = I U II U III	V	VI = IV U V	VII = I U II	VIII = VII U V
1	5,7	0,030%	0,030%	1,831%	1,890%	0,02%	1,910%	0,060%	0,080%
2	11,6	0,157%	0,157%	9,228%	9,513%	0,02%	9,531%	0,314%	0,334%
3	14,4	0,217%	0,217%	12,540%	12,920%	0,02%	12,937%	0,434%	0,454%
4	20,0	0,250%	0,250%	14,286%	14,714%	0,02%	14,731%	0,499%	0,519%
5	6,2	0,046%	0,046%	2,815%	2,905%	0,02%	2,925%	0,093%	0,113%
6	12,1	0,173%	0,173%	10,138%	10,449%	0,02%	10,467%	0,346%	0,366%
7	14,9	0,234%	0,234%	13,417%	13,821%	0,02%	13,838%	0,467%	0,487%
8	21,5	0,274%	0,274%	15,572%	16,034%	0,02%	16,051%	0,548%	0,568%
9	30,0	0,490%	0,490%	26,096%	26,818%	0,02%	26,832%	0,977%	0,997%

Zu beachten ist, dass in den beiden Tabellen die Werte in den Spalten VI und VII sich auf unterschiedliche Anwesenheitszeiten der Personen (1 bzw. 99%) beziehen.

Die ausgerechneten Zündwahrscheinlichkeiten für DN150 und DN175 Schlauchdurchmesser befinden sich im Anhang in Tab. V.12 bis Tab. V.15.

### **Bedingte Brandwahrscheinlichkeit**

Um die bedingte Brandwahrscheinlichkeit bestimmen zu können, wird die Entzündlichkeit der Gaswolke mit ihrer Zündwahrscheinlichkeit multipliziert:

$$P = P_V \times P_{t(1-9)}$$

mit  $P_V$  – Entzündlichkeit der Gaswolke (berechnet in 0);

$P_{t(1-9)}$  – zeitabhängige Zündwahrscheinlichkeit der Gaswolke für Szenarien 1 bis 9 (berechnet in Tab. II.26 und Tab. II.27 mit Berücksichtigung der elektrischen Installationen);

Tab. II.28 zeigt die ausgerechnete bedingten Wahrscheinlichkeiten der Feuerentstehung nach einer Leckage (für den Fall mit seitlichem Wind von 8 m/s) auf. Diese Wahrscheinlichkeiten basieren auf Literaturwerten, da entsprechende Gesamtzeiten der Leckage für die Berechnung der Zündwahrscheinlichkeiten eingesetzt werden.

Tab. II.28: Berechnung der bedingten Zündwahrscheinlichkeit (P) mit Literaturwerten für einen DN200 Schlauch

Szenario №	$P_V$	$P_t$ (drei Personen und Elektrik)	$P$	$P_V$	$P_t$ (zwei Personen und Elektrik)	$P$
1	9,5%	5,909%	0,561%	9,5%	0,211%	0,020%
2		13,220%	1,256%		0,464%	0,044%
3		16,487%	1,566%		0,584%	0,056%
4		18,807%	1,787%		0,672%	0,064%
5		6,397%	0,608%		0,227%	0,022%
6		13,670%	1,299%		0,480%	0,046%
7		16,920%	1,607%		0,600%	0,057%
8		20,065%	1,906%		0,721%	0,068%
9		26,832%	2,549%		0,997%	0,095%

Tab. II.29 zeigt die ausgerechnete bedingte Wahrscheinlichkeiten der Feuerentstehung auf, die auf GL Experten Werten basieren.

Tab. II.29: Berechnung der bedingten Zündwahrscheinlichkeit (P) mit GL Experten Werten für DN200 Schlauchdurchmesser

Szenario №	$P_V$	$P_t$ (drei Personen und Elektrik)	$P$	$P_V$	$P_t$ (zwei Personen und Elektrik)	$P$
1	9,5%	1,910%	0,181%	9,5%	0,080%	0,008%
2		9,531%	0,905%		0,334%	0,032%
3		12,937%	1,229%		0,454%	0,043%
4		14,731%	1,399%		0,519%	0,049%
5		2,925%	0,278%		0,113%	0,011%
6		10,467%	0,994%		0,366%	0,035%
7		13,838%	1,315%		0,487%	0,046%
8		16,051%	1,525%		0,568%	0,054%
9		26,832%	2,549%		0,997%	0,095%

Für die Szenarien ohne Wind wird der entsprechende Wert von  $P_V$  auf 1% gesetzt.

#### ***d. Einfluss auf das menschliche Leben***

Beim Einfluss von freigesetzten LNG auf das menschliche Leben wird grundsätzlich zwischen den beiden folgenden Fällen unterschieden; dem Brandfall und dem Fall ohne Brandentstehung.

Im Fall ohne Brandentstehung, haben die folgenden Eigenschaften von LNG Einfluss auf den Gesundheitszustand der Schiffsbesatzung:

- Direkter Kontakt der Besatzung mit extrem kalten LNG kann zu Haut- und Augenverletzungen führen;
- Einatmen der entstehenden Gase von LNG durch Besatzungsmitglieder. Diese Folgen hängen von der Gas- beziehungsweise Methankonzentration in der Luft ab und können im schlimmsten Fall zu Schwierigkeiten beim Atmen, Bewusstlosigkeit und sogar zum Tod führen (GIIGNL);

Im Falle eines Brandes nach einer LNG Freisetzung müssen die folgenden Konsequenzen betrachtet werden:

- Entstehende Gasbrände lassen sich durch hohe thermische Belastung charakterisieren und sind schwer zu bekämpfen;
- Wo nötig, muss die Schiffsstruktur mit entsprechendem baulichem Brandschutz ausgestattet werden. Ob existierende Strukturen der höchsten Stufe des baulichen Brandschutzes auf Schiffen (zum Beispiel A60 Wand oder Decke) einem Gasbrand standhalten können, wurde hier nicht betrachtet.

Im Folgenden wird nur die thermische Einwirkung auf das menschliche Leben beziehungsweise Szenarien mit entstandenen Bränden betrachtet. Auf Basis der oben zusammengefassten Informationen werden hohe Fatalitätsraten für den Brandfall sowie für direkt involvierte Besatzungsmitglieder angenommen.

#### ***Anzahl der betroffenen Personen***

Falls eine entstehende Gaswolke entzündet wird, kann ein Teil der Besatzung, je nach Position der Bunkerstation auf dem Empfängerschiff, vom Feuer betroffen sein. Folgende Annahmen wurden getroffen:

- Die Wahrscheinlichkeit dass eine Gaswolke entzündet wird, hängt von der Dauer der LNG Freisetzung ab und nimmt mit der Zeitdauer der Freisetzung zu (siehe auch vorige Abschnitte);
- Die mögliche Anzahl der betroffenen Personen wird wie folgt bestimmt: es können sich jeweils eine Person (Bunkerschiff) bzw. zwei Personen (Containerschiff) im Bereich der entzündbaren Gaswolke befinden:
  - o Falls eine Gaswolke entzündet wird, geschieht dies an Bord eines Schiffes;

- In diesem Fall werden Personen auf dieser Seite betroffen sein;
- Die Personen auf dem anderen Schiff werden wegen der hohen thermischen Belastung des Feuers ebenfalls betroffen sein;

Die beiden oben erläuterten Punkte führen dazu, dass zwei bis drei Personen (dies wird im Risikomodell durch zwei separate Szenarien abgebildet) betroffen sein können.

### ***Fatalitätsraten unter den betroffenen Personen***

Für eine weitere Risikoanalyse werden folgende Annahmen getroffen, beziehungsweise Modelle eingesetzt:

Die Anzahl der betroffenen Personen, die sich potenziell im Bereich der Gaswolke sowohl auf dem Bunker- als auch auf dem Empfängerschiff befinden können, lässt sich auf jeweils 1 bis 3 Personen schätzen:

- Zwei tödlich verletzte Personen auf der betroffenen Seite;
- Auf der anderen Seite wird ausgehend von einer hohen thermischen Belastung des Feuers eine tödlich verletzte Person angenommen.

Auf diese Weise wären insgesamt drei beziehungsweise zwei Personen auf beiden Schiffen durch Entzündung der Gaswolke tödlich verletzt.

### ***e. Potenzieller Verlust des menschlichen Lebens***

Das resultierende Risiko wird als potenzieller Verlust des menschlichen Lebens berechnet (Potential Loss of Life – PLL). Für die drei Schlauchgrößen und die zwei Risikomodelle, die auf Literatur- beziehungsweise GL Experten Werten basieren, sind die resultierenden PLL Werte in Tab. II.30 dargestellt.

Tab. II.30: Resultierende Werte des potenziellen Verlustes des menschlichen Lebens

Schlauchdurchmesser, DN	Risikomodell mit Literaturwerten	Risikomodell mit GL Experten Werten
150	9,6E-06	3,1E-06
175	7,6E-06	2,6E-06
200	6,0E-06	2,1E-06

Die resultierenden Werte können auf Basis der Flottengröße beziehungsweise Gesamtanzahl der Bunkervorgänge weltweit für unterschiedliche Zeitperioden im Folgenden interpretiert werden. Zum Beispiel, unter der Voraussetzung, dass etwa 100 Bunkerschiffe während der nächsten zehn Jahre weltweit operieren werden, kommt man auf die gesamte Flottengröße von  $100 \times 10 = 1000$  Schiffsjahre. Multipliziert man die mit dem PLL Wert (beispielsweise für DN200 Schlauchdurchmesser und nach GL Experten Werten), ergibt sich eine Wahrscheinlichkeit, dass eine Person während dieser Zeit (10 Jahre) auf einem der 100 operierenden Schiffe

während des Bunkerns tödlich verletzt wird:  $1000 \times 2,1E-06 \approx 0,002$ . Hierbei ist zu beachten, dass beide Werte (beispielsweise angenommene Flottengröße und PLL) Mittelwerte sind.

#### *II.4.3.2.4.5 Diskussion und Vorschläge für weitere Entwicklung*

Im Rahmen der Analyse wurde nur ein Teil des Risikomodells entwickelt – für eine kleine Leckage im Schlauch (am meisten erwarteter Fehlerzustand). Folgende Merkmale charakterisieren das Modell:

- Die Wahrscheinlichkeit einer vorwiegend kleinen Leckage im Schlauch beträgt etwa 1%-5% pro Jahr abhängig von der Bunkerdauer bzw. vom Schlauchdurchmesser;
- Die Gesamtdauer der Leckage einschließlich der LNG Freisetzungzeit aus dem isolierten Schlauch beträgt für den DN200 Schlauchdurchmesser 5,8 bis 21,5 min (für die Szenarien 1 bis 8) für das Modell mit den Literaturwerten bzw. 1,8 bis 16,8 min für das Modell mit GL Experten Werten. Die Gesamtdauer der Leckage ist für das Szenario 9 für beide Modelle gleich (30 min).
- Zusätzlich können die folgenden Ergebnisse aus dem Risikomodell abgelesen werden:
  - o Die folgenden Brandwahrscheinlichkeiten wurden für Basisszenario 1 berechnet, wenn nach einer Leckage im Schlauch alle Prozeduren richtig ausgeführt werden:
    - 13 von 100.000 detektierten Leckagen werden gemäß dem Modell mit Literaturwerten entzündet, wenn alle Sicherheitsmaßnahmen richtig ausgeführt werden;
    - 5 von 100.000 detektierten Leckagen werden laut dem Modell mit GL Experten Werten entzündet, wenn alle Sicherheitsmaßnahmen richtig ausgeführt werden.
  - o Die folgende Brandwahrscheinlichkeit wurde für das Szenario 9 berechnet, wenn eine Leckage nicht detektiert wird:
    - 13 von 10.000 nicht detektierten Leckagen werden entzündet
  - o Die gesamte Brandwahrscheinlichkeit während des Bunkerns für einen DN200 Schlauch, verursacht durch eine kleine Leckage, beträgt  $2,7E-06$  pro Schiffsjahr für das Modell mit Literaturwerten bzw.  $9,6E-07$  pro Schiffsjahr für das Modell mit GL Experten Werten.



#### II.4.3.2.5 Unfallrisikomodell

Während des Bunkerns können auch externe Einflüsse auftreten, die nicht direkt mit dem Bunkern zusammenhängen aber diesen beeinflussen können. Solche Ereignisse müssen getrennt vom täglichen Betrieb betrachtet werden. Basierend auf solchen externen Ereignissen wird das Unfallrisikomodell entwickelt.

Der Ausgangspunkt für das Unfallrisikomodell sind zwei Schiffe, von denen das Bunkerschiff das gasbetriebene Schiff bebunkert. Das Empfängerschiff hat am Anlegeplatz festgemacht und es herrscht der übliche Arbeitsprozess, was die Ausführung der Lade und Löschoptionen angeht. Die Daten des Empfängerschiffes sind in Tab. II.31 für die nachfolgenden Berechnungen zusammengefasst.

Tab. II.31: Daten des Empfangsschiffes

Schiffstyp	Einheit	Containerschiff
Bruttoraumzahl	BRZ	37.000
Länge (PP)	m	223
Breite	m	30
Tiefgang	m	11
Seitenhöhe	m	17
Besatzung	Anzahl	19

Für das Unfallrisikomodell wird ein Containerschiff als Referenzschiff angenommen. Die Basis für dieses Schiff stellen die mittlere Abmessungen eines nach statistischen Daten abgeleiteten Durchschnittsschiffes dar (Schiffe größer 1000 BRZ und gebaut nach 1990).

Die Be- bzw. Entladung erfolgt wie bei einem konventionell angetriebenen Schiff, außer dass im Bereich der Bunkerstation keine Ladeoperationen stattfinden (damit sind herabfallende Objekte ausgeschlossen). Das Bunkerschiff wird am Empfängerschiff festmachen (Entfernung zwischen den beiden Schiffen etwa 2 m, Fender werden zwischen den beiden Schiffen eingesetzt) und das Bunkern initialisieren, siehe Abb. II.35.

Folgende mögliche Unfälle wurden diskutiert:

- Kollision mit einem dritten Schiff;
- Fallende Objekte wie Ladung/ Container und kollabierende Hafeneinrichtungen (zum Beispiel Kran);
- Mooringfehler und dadurch entstehend relative Schiffsbewegungen, welche die Bunkerleitung beschädigen.
- Nicht auf das Bunkern zurückzuführende Unfälle, wie z.B. Feuer oder Explosion, die auf beiden Schiffen in Maschinen- oder Laderaum auftreten können. Hierzu gehört auch der Fall, dass ein Schiff während einer Ladungsoperation Schlagseite bekommt.

Im Unfallrisikomodell wird eine Kollision als die gefährlichste Art der oben gelisteten, möglichen Ereignisse betrachtet.

#### II.4.3.2.5.1 Beschädigung des LNG Tanks infolge einer Kollision

Im Rahmen des Kollisionsrisikomodells wird ein Containerschiff näher untersucht, welches im Hafen am Kai liegt und gleichzeitig bebunkert wird. Besondere örtliche Gegebenheiten für das LNG Bunkern wurden nicht berücksichtigt, das Bunkern soll während der normalen Ladeoperation erfolgen.

Abb. II.35 zeigt die Position der beiden Schiffe während des Bunkervorgangs.

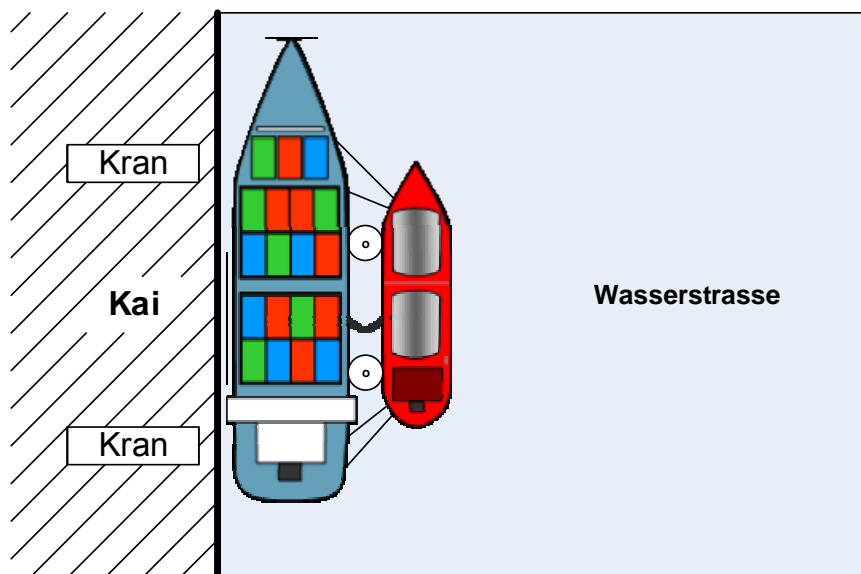


Abb. II.35: Position der Schiffe während des Bunkerns (zwischen den Schiffen werden Fender eingesetzt)

Im Rahmen des Kollisionsrisikomodells wird zunächst berechnet, wie oft es für die in Abb. II.35 angenommene Position zu einer Kollision kommen kann. Um das Risiko richtig abschätzen zu können, werden allgemeine Kollisionsstatistiken für alle Schiffe in Häfen weltweit benötigt, die in eine Kollision involviert wurden. Alternativ kann eine Statistik für einen bestimmten Schiffstyp genommen und diese an den entsprechenden Hafenbetrieb angepasst werden. Die zweite Option wird für das weitere Vorgehen gewählt, da für diesen Fall entsprechendes Auswertematerial zur Verfügung stand. Es werden also die Fälle ausgewählt, in denen ein Schiff im Hafen am Kai getroffen wurde. Diese Daten standen für Containerschiffe zur Verfügung.

##### a. Ereignissequenz

Falls es zu einer Kollision mit einem dritten Schiff während des Bunkerns kommt, sind verschiedene Szenarien möglich. In diesem Projekt wird der Fokus auf eine Beschädigung des LNG Tanks an Bord des Bunkerschiffes

gelegt, da in diesem Fall die schwerwiegendsten Konsequenzen zu erwarten sind. Abb. II.36 zeigt die Ereignissequenz für das Unfallrisikomodell (Kollision und LNG Tankbeschädigung).

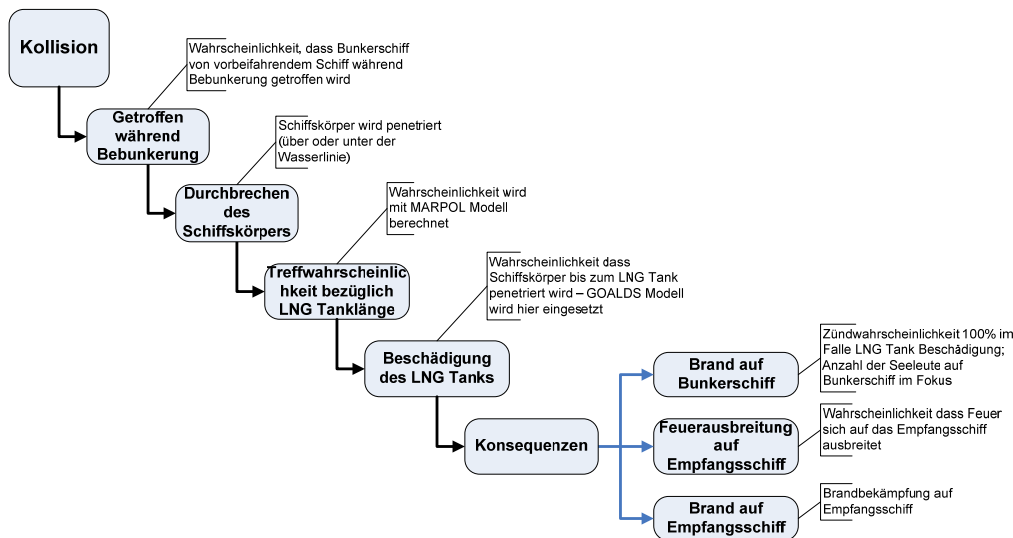


Abb. II.36: Ereignissequenz zum Unfallrisikomodell (Kollision und LNG Tankbeschädigung)

Die Ereignissequenz wird auf Basis von existierenden Kollisionsmodellen zwischen zwei gleich großen Schiffen (Kollisionsmodell nach SOLAS) entwickelt. Die Ereignissequenz enthält folgende Knoten:

- Die Wahrscheinlichkeit während des Bunkervorgangs getroffen zu werden;
- Die Wahrscheinlichkeit, dass Schiffskörper penetriert wird (über oder unter der Wasserlinie, beides bedeutet Verlust der Wasserdichtigkeit, Wassereintrich kann auftreten je nach Position des Schadens);
- Die Wahrscheinlichkeit, dass das Bunkerschiff im Bereich der Position des LNG Tanks getroffen wird;
- Die Wahrscheinlichkeit, dass das treffende Schiff bis an den LNG Tank des Bunkerschiffes durchdringt, was eine LNG Tank Beschädigung bedeutet;
- Die Bewertung möglicher Konsequenzen: Brand auf dem Bunkerschiff, Feuerausbreitung und Brand auf dem Empfangs- beziehungsweise Containerschiff.

Im Folgenden werden die Knoten im Detail erläutert.

### **b. Anfangsfrequenz**

Zur Bestimmung der Wahrscheinlichkeit, dass das Bunkerschiff in eine Kollision involviert wird, wird auf die Kollisionsstatistik von Containerschiffen zurückgegriffen. Aus den vorhandenen statistischen Daten kann die Kollisionsfrequenz von Bunkerschiffen im Hafen mit folgenden Schritten abgeleitet werden:

- Die Anzahl der Kollisionen in der Zeitperiode von 1990 bis 2012 (49.405 Schiffsjahre), in denen ein Containerschiff am Kai getroffen wurde, wird auf Basis einer Datenbank bestimmt. Ausgewertet wurden IACS Containerschiffe, die in eine Kollision involviert wurden. Insgesamt wurden für den gegebenen Zeitraum Containerschiffe am Kai mit der Frequenz von 3,4E-04 pro Schiffsjahr getroffen (unter der Annahme, dass alle solche Fälle auch berichtet wurden);
- Diese Frequenz wird von „pro Schiffsjahr“ in „pro Stunde“ umgerechnet;
- Im Unterschied zum Bunkerschiff, das größtenteils im Hafen betrieben wird, fährt ein Containerschiff auch außerhalb von Häfen. Für die Abschätzung der Häufigkeit der Hafenanläufe eines durchschnittlichen Containerschiffs werden verfügbare statistische Daten ausgewertet. Für die Auswertung werden 65 Containerschiffe genommen, die im Zeitraum von 2007 bis 2011 unterschiedliche europäische und einige asiatische Häfen anliefen. Der Auswertung zufolge läuft ein Containerschiff im Durchschnitt alle 5 Tage einen Hafen an. Dieser Wert setzt sich aus 0,5 Tage im Hafen und 4,5 Tage auf See zusammen. Die Kollisionsfrequenz eines Containerschiffes, welches sich immer im Hafen befindet ist um den Faktor 10 größer im Vergleich zu der Kollisionsfrequenz eines Containerschiffes, welches alle 5 Tage einen Hafen anläuft. Die auf diese Weise ermittelte Kollisionsfrequenz wird auch für das Bunkerschiff verwendet.
- Wie in Abschnitt II.4.3.2.2 festgelegt wurde, wird das Bunkerschiff durchschnittlich 8 Stunden pro Tag in einen Bunkervorgang involviert sein (4 Stunden pro Bunkervorgang, welches im Durchschnitt 2 Mal am Tag stattfindet).
- Die resultierende Frequenz wird von „pro Stunde“ in „pro Schiffsjahr“ umgerechnet.

Tab. II.32 gibt die ausgerechneten Werte an.

Tab. II.32: Berechnung der Kollisionsanfangsfrequenz für Bunkerschiff

Schritt	Wert	Einheit	Erläuterung
1	3,4E-04	pro Schiffsjahr	Containerschiff getroffen in Hafen am Kai (Basisfrequenz)
2	3,9E-08	pro Stunde	Containerschiff getroffen in Hafen am Kai
3	3,9E-07	pro Stunde	Bunkerschiff getroffen am Kai
4	3,1E-06	pro Stunde	Bunkerschiff getroffen während Bunkerung (8 Std.)
5	1,1E-03	pro Schiffsjahr	Bunkerschiff getroffen während Bunkerung

Die resultierende Frequenz von 1,1E-03 wird in den nachfolgenden Berechnungen als Anfangsfrequenz eingesetzt.

### **c. Wahrscheinlichkeit dass der Schiffskörper durchgebrochen wird**

Gemäß der ausgewerteten Statistik kam es bei Kollisionen am Kai bei einigen Fällen (12%) zum Verlust der Wasserdichtigkeit (engl. Loss of Watertight Integrity – LOWI). Unter Berücksichtigung der lückenhaften Dokumentation auf der einen Seite und die Gesamtbreite der vertäuten Schiffe auf der anderen Seite (2 Schiffe nebeneinander während des Bunkerns) wird im Risikomodell eine bedingte Wahrscheinlichkeit von 15% eingesetzt.

### **d. Horizontale Treffwahrscheinlichkeit**

Wenn der Schiffskörper während einer Kollision durchbrochen wird, kann der LNG Tank beschädigt werden. Die erste notwendige Bedingung hierfür ist, dass der Schaden innerhalb der Längsposition des LNG Tanks liegt (horizontal). Um das Risiko abschätzen zu können, wird das MARPOL Öl Ausfluss Modell (MARPOL 2013, Chapter 3, Annex I, Seite 25) benutzt. Dieses Modell setzt eine konstante Wahrscheinlichkeit voraus, von einem Schiff in der Längsrichtung getroffen zu werden. Die normalisierte Wahrscheinlichkeiten für unterschiedliche Tankpositionen (beziehungsweise Längsabschnitte) sind in MARPOL tabellarisch dargestellt. Für die 100 m Schiffs- und etwa 60 m LNG Tankgesamtlänge des Bunkerschiffes (siehe auch Generalplan in Anhang) ergibt sich eine normalisierte Tanklänge von 0,6. Unter der Annahme, dass LNG Tanks gleich vom Vor- bzw. Hinterschiff entfernt sind (jeweils 0,2 normalisierter Länge für PSa und PSf) wird die bedingte Wahrscheinlichkeit PSL wie folgt berechnet:

$$PSL = 1 - PSf - PSa = 1 - 0,167 - 0,167 = 67\%$$

Die vertikale Trefferwahrscheinlichkeit wird nicht berücksichtigt sowie mit 100% angenommen.

### **e. Wahrscheinlichkeit einer LNG Tank Beschädigung**

Wenn der Schiffskörper durchbrochen wurde und der Schaden innerhalb der Längsposition des LNG Tanks liegt, ist die Gefahr groß, dass die Eindringtiefe bis an den LNG Tank reicht. Ob und wann der LNG Tank beschädigt wird, hängt von mehreren Faktoren ab unter anderem vom Abstand zwischen Tank- und Schiffskörperaußenhaut. Es existieren einige Modelle, die diese Wahrscheinlichkeit (PST) vorhersagen. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen zwei Modellen:

- MARPOL Öl Ausfluss Modell (ähnlich zu d)
- GOALDS Modell (nicht veröffentlicht)

Das GOALDS Modell wurde im Rahmen von EU Projekt GOALDS entwickelt. Im Rahmen des Projektes wurden die beiden Modelle, das MARPOL und das GOALDS Modell, miteinander verglichen. Das GOALDS Modell ist konservativer als das MARPOL Modell, was Abb. II.37 zeigt.

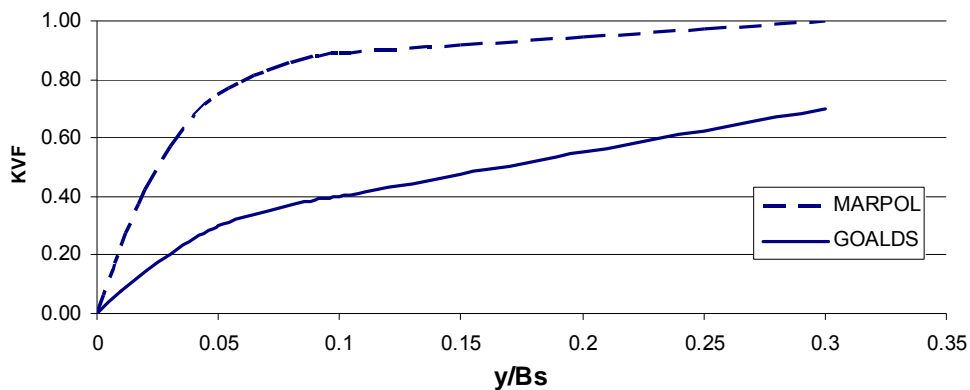


Abb. II.37: MARPOL und GOALDS Modelle zur Berechnung der Eindringtiefe (Kollision und LNG Tankbeschädigung, KVF – kumulative Verteilungsfunktion, PST = 1 – KVF)

Für das Unfallrisikomodell wird das GOALDS Modell verwendet. Für einen gegebenen Abstand zwischen der Außenhaut und dem LNG Tank sowie unter Berücksichtigung der Breite vom Bunkerschiff ( $y/BS = 0,17$ ) berechnet sich die bedingte Wahrscheinlichkeit von 49,3%, so dass die Eindringtiefe bis an den LNG Tank reicht.

Die Gesamtwahrscheinlichkeit, dass der LNG Tank auf dem Bunkerschiff während einer Kollision im Hafen beschädigt wird, beträgt somit:  $15\% \times 67\% \times 49,3\% = 5,0\%$ .

#### **f. Konsequenzen** **Brand auf dem Bunkerschiff**

Falls der LNG Tank beschädigt wird, wird angenommen, dass es in 100% der Fälle zum Brand auf dem Bunkerschiff kommt. Gründe dafür sind das große Loch im Tank, die erhebliche LNG Ausflussmenge und Zündquellen durch Reibung „Stahl auf Stahl“. Solche Brände sind durch eine sehr hohe thermische Belastung charakterisiert, wodurch die gesamte Besatzung direkt durch das Feuer betroffen ist. Unter der Berücksichtigung dass die Schiffstruktur auf dem Bunkerschiff gegen eine so große thermische Belastung nicht ausgelegt ist, werden hohe Fatalitätsraten unter der Besatzung auf dem Bunkerschiff angenommen, die im schlimmsten Fall 100% betragen können.

#### **Feuerausbreitung auf Empfängerschiff**

Ausgehend von einem sehr starken Brand auf dem Bunkerschiff und dem geringem Abstand zwischen den Schiffen (2 m), wird es mit einer Wahrscheinlichkeit von 75% zur Feuerausbreitung auch auf Empfängerschiff kommen. Dieser Wert hängt natürlich von mehreren Faktoren ab, unter anderem vom Typ- und Größe des Empfangsschiffes, Windrichtung, Menge des LNG im Tank des Bunkerschiffs, etc. Darüber hinaus ist zu beachten, dass das Bunkerschiff nach dem Ausbruch eines Brandes nicht mehr fahrbereit ist, so dass das Bunkerschiff als Feuerquelle am Containerschiff liegen bleibt. Dies stellt einen konservativen Ansatz dar.

### ***Brandbekämpfung auf Empfangsschiff***

Die Wahrscheinlichkeit, dass eine Brandbekämpfung auf dem Containerschiff erfolgreich sein wird, hängt von mehreren Faktoren ab. Je nach Brandstärke, Containerstapelhöhe, Erfahrung der Mannschaft und verfügbare Feuerlöscheinrichtungen im Hafen kann die Wahrscheinlichkeit unterschiedlich sein. Im Unfallrisikomodell wird ein Wert von 50% angenommen.

Im Weiteren wird unterschieden, ob nach einer nicht erfolgreichen Brandbekämpfung das Containerschiff völlig (50%) oder nur teilweise beschädigt wird (50%). Bei einem Totalverlust kann von einem stärkeren Brand ausgegangen werden und die Fatalitätsraten werden entsprechend höher gesetzt.

### ***Fatalitätsraten unter der Besatzung der am LNG bunkern beteiligten Schiffe***

Die verwendeten Werte hängen von der Feuerausbreitung auf dem Containerschiff ab. Es ist anzunehmen, dass bei einer erfolgreichen Brandbekämpfung auf dem Containerschiff eine geringe Feuerstärke angenommen werden kann. Dies hat wiederum Einfluss auf die Fatalitätsraten an Bord des Bunkerschiffes.

Im Folgenden sind die Fatalitätsraten zusammengefasst, die für die Szenarien mit einer LNG Tankbeschädigung auf dem Bunkerschiff im Unfallrisikomodell verwendet werden:

- Feuerausbreitung und absoluter Schaden an Bord des Containerschiffes, die Brandbekämpfung ist nicht erfolgreich:
  - o Bunkerschiff: 5 Personen (80% der Besatzung);
  - o Containerschiff: 4 Personen (20%);
- Feuerausbreitung und großer Schaden an Bord des Containerschiffes, die Brandbekämpfung ist nicht erfolgreich:
  - o Bunkerschiff: 5 Personen;
  - o Containerschiff: 3 Personen (15%);
- Feuerausbreitung an Bord des Containerschiffes, die Brandbekämpfung ist erfolgreich:
  - o Bunkerschiff: 4 Personen;
  - o Containerschiff: 2 Personen (10%);
- Keine Feuerausbreitung an Bord des Containerschiffes:
  - o Bunkerschiff: 2 Personen;

- Containerschiff: 1 Person (5%).

Mit den benutzten Modellen und den getroffenen Annahmen wird für PLL ein Wert von  $3,3E-4$  berechnet, welches 3 Toten innerhalb 10 Jahren bei 1000 Bunkerschiffen entspricht. Es sind weitere Szenarien außer einer Tankbeschädigung denkbar, wobei die Konsequenzen anders zu bewerten sind. Ein weiteres mögliches Szenario ist z. B. die Beschädigung des Schlauches oder von Ventilen, im schlimmsten Fall ist auch ein Schlauchabriss wegen der relativen Schiffsbewegungen möglich (wenn die ERC Kupplung nicht funktioniert). Diese Szenarien wurden im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter entwickelt

#### ***g. Diskussion und Vorschläge für weitere Entwicklung***

Für das Kollisionsmodell wurde die Unfallstatistik für Containerschiffe (angepasst auf Bunkerschiff) verwendet und das MARPOL sowie GOALDS Modell wurden ebenfalls berücksichtigt. Folgende Merkmale des entwickelten Modells können zur Kenntnis genommen werden:

- Die jährliche Kollisionswahrscheinlichkeit des Bunkerschiffes während eines Bunkervorganges beträgt  $1,1E-03$  (0,11%);
- Im Falle der Kollision wird der LNG Tank an Bord des Bunkerschiffes mit einer Wahrscheinlichkeit von 5,0% beschädigt. Mit der gleichen Wahrscheinlichkeit wird danach ein Brand entstehen (100% Zündwahrscheinlichkeit,  $5,0\% \times 100\%$ );
- Es errechnet sich ein PLL Wert von  $3,3E-04$ ,

Es existieren noch andere Aspekte, die nicht berücksichtigt wurden:

- Nach SOLAS sind die miteinander kollidierenden Schiffe gleich groß (Bunkerschiff kann in vielen Fällen als kleineres Schiff angesehen werden) und können sich frei bewegen (Bunkerschiff ist mit dem Empfangsschiff festgemacht und kann sich nur bedingt bewegen, das Gleiche gilt auch für das Containerschiff);
- Die verwendete Methode führt zu Ergebnissen, welche global, also für alle Häfen weltweit, zu sehen sind. Für die Kollisionsrisikobewertung in einem bestimmten Hafen müssen detailliertere Modelle erstellt werden, welche lokale Einflüsse mit berücksichtigen. Das gilt vor allem bei der Bestimmung der Anfangsfrequenzen für Kollisionen, die für bestimmte Hafenbereiche unter Berücksichtigung einer lokalen Schifffahrtintensität berechnet werden müssen;



#### *II.4.3.2.5.2 Mögliche Unfälle außer Kollision*

Außer einer Kollision sind auch andere Unfälle möglich. Wenn zukünftig ein Risikomodell für einen bestimmten Schiffstyp oder Hafen, entwickelt wird, müssen folgende Aspekte diskutiert werden (unter der Voraussetzung das Ladeoperationen während des Bunkerns generell zugelassen werden):

1. Mooringfehler sind unwahrscheinlich. Am häufigsten treten sie bei schlechtem Wetter auf, so dass der Bunkervorgang nur unter bestimmten Wetterbedingungen erlaubt sein sollte.
2. Herabfallende Objekte während der Ladeoperationen. Solche Ereignisse hängen von Schiffstyp ab (zum Beispiel Container beziehungsweise Containerinhalt für Containerschiffe, Kran für einige Massen- und Stückgutfrachter);
3. Schlagseite eines im Bunkervorgang involvierten Schiffs ist generell möglich. Dies betrifft vorrangig das Empfängerschiff während Ladeoperationen (zum Beispiel Containerschiff, Stück- oder Massengutfrachter);
4. Unfälle, bei denen beide Schiffe betroffen sind: Feuer und Explosion.

#### *II.4.3.2.6 Schlussfolgerungen*

Im Rahmen der durchgeführten Analyse wurde das LNG Transfersystem auf Komponentenniveau betrachtet und alle wesentlichen Fehlerzustände beschrieben, die während des normalen Betriebs auftreten können. Auf Basis der zusammengestellten Daten wurde beispielsweise das operative Risikomodell entwickelt, das kleine Leckagen in einem flexiblen Schlauch berücksichtigt.

Auf der anderen Seite wurden auch mögliche externe Einflüsse, die sich auf den Bunkervorgang auswirken, diskutiert. Als möglicher Unfall wurde eine Kollision betrachtet, welches zur Entwicklung eines entsprechenden Risikomodells führte.

Für das operative Risikomodell (kleine Leckage) sowie für das Unfallrisikomodell wurden Risiken auf Basis von PLL berechnet. Das resultierende Risiko für den täglichen Betrieb (operatives Risikomodell, kleine Leckage ein Schlauch) beträgt  $6,0E-06$  beziehungsweise  $2,1E-06$  (Modell mit Literatur- beziehungsweise GL Experten Werten) und ist somit etwa zwei Größenordnungen kleiner als das Kollisionsrisiko ( $3,3E-04$ ).

Generell müssen noch folgende Punkte (während der nachfolgenden Projekte) im Detail betrachtet werden, die sich auf das Bunkern beziehen:

- Eine genauere Betrachtung der LNG Freisetzung nach einer Leckage. Wieviel LNG erreicht wirklich die Wasseroberfläche und wie viel LNG verdampft direkt aus der Leckageöffnung;
- Als besonderes Ereignis sollte eine schnelle Phasenumwandlung des LNG betrachtet (rapid phase transition – RPT) werden. Wenn LNG Mengen (zum Beispiel 2-F Bruch von Schlauch oder Rohrleitung) plötzlich in Kontakt mit Wasser (zum Beispiel Wasseroberfläche) kommen, kann es zu einer schlagartigen Phasenumwandlung kommen, welches zu einer sehr großen Druckwelle zwischen den beiden Schiffen führt.;
- Außer Kollision sind auch andere Unfälle wie zum Beispiel fallende Objekte (Ladung oder Hafeneinrichtungen) möglich. Diese können von Schiffstyp und Hafen abhängen.

#### *II.4.3.2.7 Liste GL Experten*

Unten sind die Namen der Experten aufgelistet, die zur Schätzung der im operativen Risikomodell benutzten Werte beigetragen haben:

Hajo Gerkens

Henning Pewe

Benjamin Scholz

## *II.5 Training*

### *II.5.1 Bunker Prozeduren*

#### *II.5.1.1 Anwendungsbereich*

LNG Bunkerprozeduren sollen einen sicheren Arbeitsablauf der LNG Bebungung für Schiffe ermöglichen. Im Rahmen des Projektes wurde die Erarbeitung von Aspekten fokussiert, welche zur Erstellung individueller Arbeitsanweisungen zum Bunkern von LNG von Reedereien, LNG Lieferanten oder Hafenbehörden genutzt werden können. Diese Gesichtspunkte werden in diesem Abschnitt dargestellt.

Grundvoraussetzung für die Bebungung von Schiffen mit Flüssigerdgas (LNG) sowie für die Handhabung der LNG Bunkerprozedur ist ein Ausbildungsnachweis aller am Bunkervorgang beteiligten Personen über Handhabung und Umgang mit Flüssigerdgas sowie der zur LNG Bebungung zugehörigen Systeme und Sicherheitseinrichtungen.

Insbesondere mittels Anwendung vorgegebener Sicherheits-Checklisten sollen sowohl dem Bordpersonal des gasbetriebenen Schiffes (Empfänger) als auch dem Personal der LNG Lieferanten, ein einfaches sowie sicheres Bebungung von Schiffen mit LNG ermöglicht werden. Die Sicherheits-Checklisten bilden die Abläufe zur Bebungung von Seeschiffen mit LNG ab und legen die in diesem Zusammenhang sicherheitsrelevanten Arbeitsschritte und Kontrollen mit dem hierzu einhergehenden Informationsaustausch zwischen Lieferant und Empfänger, und gegebenenfalls auch mit den Hafenbehörden fest.

#### *II.5.1.2 Allgemeine technische Hinweise*

##### *Hafenspezifische Voraussetzungen*

Jeder Hafen sollte die zulässigen Areale zur Bebungung von Schiffen mit Flüssigerdgas (LNG) einschließlich der zugehörigen Verordnungen und Sicherheitsvorschriften entsprechend ausweisen. Die Hafenareale sollen entsprechend für den LNG Bunkervorgang und die damit verbundenen Tankoperationen geeignet sein.

Für ausgewiesene Areale im Hafen zur LNG Bebungung (Betankung) von Schiffen sollte ein Notfallplan vorliegen. Dieser Notfallplan ist mit den zuständigen Polizeibehörden, Feuerwehren und Rettungskräfte abzustimmen. Eventuelle Störfälle und/oder ungeplante Gasaustritte sollten den Hafenbehörden umgehend gemeldet werden.

Bei extremen Wetterbedingungen (z.B. Gewitter, Sturm, Nebel, starker Seegang etc.), welche die Sicherheit des Bunkerns gefährden, ist das Bunkern umgehend einzustellen. Abweichungen müssen im Einzelfall mit den zuständigen Behörden abgesprochen werden.

## Zulassung und Eignung der LNG Bunkerfirmen und LNG Bunkerstationen

Lieferanten und deren zugehörige Schiffe, Einrichtungen und Tankfahrzeuge zur Bebungung von Schiffen mit Flüssigerdgas sollten ihre Eignung für einen sicheren LNG Bunkertransfer nachweisen. Die Eignung der LNG Bunkerfirmen (Lieferanten) sollte im Rahmen einer Erstprüfung erfolgen und ist nachfolgend in regelmäßigen Abständen mit einer wiederkehrenden Prüfung zu belegen.

Die Bunkerfirmen müssen ein gültiges zertifiziertes Qualitätssystem vorweisen, u.a. mit Angaben über Durchführung der LNG Bunkervorgänge, Aus- und Weiterbildung der für die LNG Bebungung zuständigen Mitarbeiter, Überwachung und Instandhaltung der LNG- Bunkerschiffe, Bunkerstationen mit LNG Transfersystemen und Tankfahrzeugen etc. Details der Zulassung sollten in den entsprechenden Hafengerichtlinien aufgenommen werden

## Technische Voraussetzungen LNG Bunkerschiff / LNG Bunkerbarge

Jedes Schiff - Seeschiff oder Binnenschiff - zur Lieferung / Bebungung von LNG in deutschen Häfen muss entsprechend den Vorschriften einer anerkannten Schiffsklassifikationsgesellschaft entworfen und gebaut sein. Der einwandfreie technische Zustand eines LNG Bunkerschiffes sowie alle zur LNG Bebungung zugehörigen Transfer- und Sicherheitssysteme sind durch gültige Zeugnisse der für das LNG Bunkerschiff verantwortlichen Klassifikationsgesellschaft und/oder des Flaggenstaates zu belegen.

Das zur LNG Bebungung erforderliche Schiffspersonal muss über einen Ausbildungsnachweis mit gültigen Zeugnissen verfügen. Das LNG Bunkerschiff muss über eine bordeigene LNG Bunkerprozedur verfügen.

## Prüfung von Firmen zur Bebungung von Schiffen mit Flüssigerdgas (LNG)

Die Prüfung auf Eignung der Bunkerfirmen umfasst u.A.:

1. Technischer Zustand der LNG Bunkerschiffe (Lieferant)
2. Klassifikationsstatus des LNG Bunkerschiffes
3. Qualifikation und Ausbildungsstand der Crew
4. Wiederkehrende Prüfungen der technischen Komponenten und Systeme zur Bebungung von LNG
5. Vorhandensein einer aktuell gültigen und geeigneten Bunkerprozedur mit den zugehörigen
6. Bunkerchecklisten.
7. Vorlage einer allgemeinen Risikoanalyse des Bunkervorganges

## 8. Notfallpläne und benannte Personen

### Technische Voraussetzungen LNG Empfängerschiff

Jedes Schiff für eine LNG Bebunkerung (Empfängerschiff) muss den aktuell gültigen Vorschriften einer anerkannten Schiffsklassifikationsgesellschaft entsprechen und hat dieses durch entsprechend gültige Schiffspapiere sowie ein gültiges Klassifikationszeugnis zu belegen. Nähere Einzelheiten und Abläufe regeln die einschlägigen Gesetze und Hafensordnungen sowie die Vorschriften der entsprechenden Flaggenstaaten.

Zusätzlich muss das LNG Empfängerschiff über eine gültige LNG Bunkerprozedur verfügen.

#### II.5.1.3 Sicherheits- und Arbeitsanweisungen

##### Persönliche Schutzausrüstungen

Für das Bebunkern von LNG ist immer die von den Berufsgenossenschaften vorgeschriebene persönliche Schutzausrüstung durch die am Bunkervorgang beteiligten Personen zu tragen. Die persönliche Schutzausrüstung ist regelmäßig auf einwandfreien Zustand zu prüfen.

##### Sicherheitsbereiche und Ex-Zonen

Das für eine LNG Bebunkerung vorgesehene Hafensareal sowie der Bereich innerhalb der Bunker Verbindung ist als explosionsgefährdeter Bereich entsprechend den Vorgaben der IEC 60079-10 einzustufen. Dementsprechend sind die gesamten technischen Systeme und Überwachungseinrichtungen für den LNG Transfer im dafür ausgewiesenen Hafensareal explosionsgeschützt ausgeführt, eigensicher oder als sichere Ausführung und in Übereinstimmung mit den nationalen Vorschriften zertifiziert sein.

Für den zur LNG Bebunkerung erforderlichen landseitigen Sicherheitsbereich ist ein gültiges den aktuellen technischen Vorschriften entsprechendes Explosionsschutzdokument erforderlich. Für alle Anforderungen an Land hinsichtlich Durchführung des LNG Bunkervorganges und den damit einhergehenden Sicherheitsanforderungen sind zusätzlich die einschlägigen technischen Vorgaben und Richtlinien zu beachten, z.B. Technische Regeln für Betriebssicherheit – TRBS.

Die Sicherheitsbereiche sind für den LNG Bunkervorgang entsprechend den Vorgaben aus dem Explosionsschutzdokument zu kennzeichnen. In den LNG Bunker- und Sicherheitsbereichen darf sich nur für das Bunkern autorisiertes Personal mit entsprechendem Ausbildungsnachweis aufhalten.

## Ausbildung des LNG Bunkerpersonals

Für das Bebunkern von Binnen- und Seeschiffen mit Flüssigerdgas (LNG) ist ein Ausbildungsnachweis erforderlich. Die Verantwortung für die Ausbildung des Bordpersonals auf dem zu bebunkernenden Schiff (Empfänger) obliegt zur Zeit der Reederei, vertreten durch die Schiffsführung, d.h. dem Kapitän, bzw. dem leitenden Ingenieur. Die Ausbildung des Bunkerpersonals seitens des Bunkerfahrzeuges, bzw. einer LNG Bunkerstation an Land, obliegt dem Lieferanten.

## Durchführung des LNG Bunkervorganges

Die Bunkervorgänge sind anhand der erforderlichen Arbeitsschritte mittels Checklisten durchzuführen. Die LNG Bunkerung gliedert sich in die folgenden Abschnitte:

1. Information, Kommunikation, Bunkerbedingungen
2. Technische Vorbereitung zur Durchführung des Bunkervorganges
3. Sicherheitschecks vor Bunkerbeginn
- 3.1. Sicherheitscheck für LNG Empfängerschiff / LNG Bunkerschiff , oder Empfängerschiff / LKW (Truck)
4. LNG Bunkerbeginn und Überwachung
5. Beendigung der LNG Bebunkerung

### *Information, Kommunikation, Bunkerbedingungen*

#### Beginn LNG Bunkervorgang

Die LNG Bebunkerung und jeder LNG Bunkervorgang beginnt mit der Benachrichtigung der Hafenbehörde über die gewünschte LNG Lieferung an Bord des Empfängerschiffes entsprechend die Hafensrichtlinien

Die Benachrichtigung der Hafenbehörde sollte in angemessener Zeit vor der LNG Lieferung erfolgen. Die Absprachen zwischen LNG Empfänger und Lieferant hinsichtlich gewünschtem Zeitpunkt für die LNG Bebunkerung sollten der Hafenbehörde mitgeteilt werden. Die Anmeldung des Bunkervorganges bei den Hafenbehörden beinhaltet die Angaben über Art und die Menge der LNG Lieferung an das zu bebunkernende Empfängerschiff,

Für die Dauer des LNG Bunkervorgangs ist die Sprache zwischen den beiden Parteien für den Ablauf des LNG Bunkervorganges und alle in diesem Zusammenhang zwischen den beiden Parteien stattfindenden Aktivitäten festzulegen

Vor Beginn der LNG Bebunkerung haben sich das Empfängerschiff sowie der LNG Lieferant über die herrschenden, bzw. zu erwartenden Wetterverhältnisse zu informieren. Die LNG Bebunkerung darf nur bei geeigneten Wetterverhältnissen entsprechend der Hafенrichtlinie erfolgen.

Während der LNG Bebunkerung sind seitens des Empfängerschiffes sowie ggf. seitens des LNG Bunkerschiffes die notwendigen Navigationseinrichtungen sowie Signale am Liegeplatz einzurichten, um den übrigen Schiffsverkehr im Hafen über den LNG Bunkervorgang zu informieren.

Als erforderliche Kommunikationseinrichtungen für den LNG Bunkervorgang können die gebräuchlichen UHF/VHF Sende- und Empfangseinrichtungen genutzt werden. Andere Kommunikationseinrichtungen, wie z.B. Handsprechfunkgeräte können unter der Voraussetzung eingesetzt werden, dass diese für den Einsatz in Ex-Bereichen zertifiziert sind.

Die Schiffsvertäuung einschließlich der zugehörigen Fender ist vor der Verwendung auf einwandfreien Zustand sowie auf Beschädigungen zu prüfen. Eventuell sind Vorschriften zur Vertäuung entsprechend der Hafенrichtlinie einzuhalten.

#### *II.5.1.4 Technische Vorbereitung zur Durchführung des LNG Bunkervorganges*

##### LNG Bunkermenge und Betriebsbedingungen

Vor dem LNG Bunkervorgang müssen zwischen Empfängerschiff sowie dem LNG Lieferant Informationen hinsichtlich erforderlicher LNG Bunkermenge sowie die Betriebsdrücke und Temperaturen in den beiderseitigen LNG Tanks ausgetauscht werden. Das Hochfahren der LNG Transferrate ist mit Hinblick auf vorherige Kühlprozeduren zur Absenkung des Betriebsdruckes im Empfängertank zu vereinbaren.

##### Kühlprozeduren

Sofern der LNG Tank des Empfängerschiffes eine höhere Temperatur aufweist, als die der LNG Tanks des Lieferanten, muss vor der LNG Bebungung eine Prozedur zum Herunterkühlen des Empfängertanks vereinbart werden. Die Kühlprozedur dient der Vorbeugung einer zu hohen Verdampfungsrate und Gasdruckbildung im Empfängertank, die im Extremfall zu einer Überschreitung des zulässigen Betriebsdruckes und Ansprechen des Sicherheitsventils führen kann.

Für den LNG Systemcheck, bzw. für eine Kühlprozedur ist die Möglichkeit einer Gaspindelung zwischen Lieferant und Empfänger zu prüfen.

##### Abschaltprozedur

Zur Beendigung der LNG Bunkerprozedur sind die erforderlichen Abschaltprozeduren zu vereinbaren.

Die Beendigung der LNG Bebungung ist mit Hinblick auf die Überwachung der Tankfüllung (Füllhöhe) des Empfängerschiffes durchzuführen. Grundsätzlich ist die Tankfüllung auf das maximale genehmigte Niveau zu begrenzen.

##### Not-Aus Prozedur

Für den Fall von Notsituationen, die einen sofortigen Abbruch des LNG Bunkervorganges erforderlich machen, sind beiderseitige Not-Aus Prozeduren zu vereinbaren. Die Not-Aus Prozeduren beinhalten die Einbindung von ESD-Systemen. Auf dem LNG Empfängerschiff sowie seitens der LNG Lieferanten müssen entsprechende Not-Aus Prozeduren vorliegen und fester Bestandteil des Bunkerablaufs sein.

Die vorhandenen ESD Systeme sind vor Bunkerbeginn auf ihre Kompatibilität miteinander zu prüfen



## ESD System

Die Not-Abschaltung des LNG Bunkervorganges erfolgt mittels fest eingebauter ESD Systeme. Zweck der ESD Systeme ist die Vermeidung von unkontrolliertem LNG Austritt und damit zur Vermeidung von Schäden an Menschen und Einrichtungen. Die folgenden Kriterien können zu einer ESD Abschaltung führen:

LNG Leckage, Druckverlust, Unterschreitung des Mindest LNG - Volumenstroms, Ausfall von Überwachungsinstrumenten, Ausfall der lieferantenseitigen LNG Förderpumpe, Alarm über Gasaustritt, Feueralarm auf dem Empfängerschiff, bzw. auf der Lieferantenseite, Abdriften des Empfänger- oder Bunkerschiffes, Manuelle Auslösung durch sonstige nicht gefährdende Gegebenheiten auf einer der beiden Seiten.

Das Empfängerschiff, jedes LNG Bunkerschiff sowie landseitige LNG Bunkerstationen und LNG Tankwagen müssen über ESD Systeme verfügen und diese Systeme sind entsprechend instand zu halten.

Für jeden LNG Bunkervorgang sind die Einsätze der ESD Systeme auf beiden Seiten in die LNG Bunkerverbindung einzubinden und müssen von beiden Seiten ausgelöst werden können.

## Ex-Zone

Die Bunkerbereiche auf Lieferantenseite sowie auf dem Empfängerschiff sind als Ex-Schutzbereiche einzurichten und gelten als Sicherheitsbereich. Der Zutritt zu diesen Bereichen ist nur autorisierten Personen gestattet, bzw. dem Bunkerpersonal. Elektronische Einrichtungen innerhalb der Ex-Zone müssen die erforderlichen adäquaten Ex-Schutz Zertifizierungen aufweisen.

## Sicherheitsbereich

Für die LNG Bebungung des Empfängerschiffes ist die Einrichtung einer Sicherheitszone sowohl auf dem LNG Empfängerschiff, als auch beim LNG Lieferanten erforderlich. Der Sicherheitsbereich ist auf Grundlage eines technischen Standards festzulegen und eindeutig unter Verwendung der entsprechend genormten Kennzeichen zu kennzeichnen und muss u.a. mindestens die folgenden Warnhinweise beinhalten:

- Gefahren- und Warnhinweise auf den LNG Bunkerbetrieb
- Unbefugten Personen ist der Zutritt zum freien Deck auf dem Empfängerschiff im Bunkerbereich sowie im landseitigen Sicherheitsbereich untersagt.
- Verbot von Reparaturarbeiten im Sicherheitsbereich
- Ventilationsöffnungen im Bereich der Sicherheitszone an Bord sind zu schließen

Nähere Einzelheiten zu dem landseitigen Sicherheitsbereich können dem Explosionsschutzdokument entnommen werden.

#### Elektrische Spannungen und Aufladungen

Zur Vermeidung von elektrischen Funkenbildungen und statischer Aufladungen müssen die Bunkersysteme während des Bunkerbetriebes auf dem Empfängerschiff sowie auf der Lieferantenseite geerdet sein. Bunkerschläuche müssen über entsprechende Isolierflansche verfügen. Der elektrischen Funkenbildung kann z.B. durch isolierte Stahltrossen sowie isolierte Gangways zwischen Empfängerschiff und Lieferantenseite vorgebeugt werden. Die Hauptschalttafel auf dem LNG Empfängerschiff sowie ggf. auf der Lieferantenseite müssen über entsprechende Erdungsanzeigen und Warnmeldungen verfügen.

#### Elektrische Einrichtungen, Satelliten-Navigationssysteme, Radar und Funksysteme

Elektrische Einrichtungen, Satelliten-Navigationssysteme, Radaranlagen sowie einige Funksysteme können als potentielle Zündquelle ein Gefährdungspotential darstellen. Der Betrieb des Radars sowie ggf. anderer elektronischer Navigationssysteme ist mit Hinblick auf die zur LNG Bebungung eingerichteten EX – Zonenbereiche hinsichtlich ihrer Ex Schutz Ausführung und /oder Eigensicherheit zu prüfen.

#### Feuerlöschsysteme

Auf dem Empfängerschiff sowie auf der Lieferantenseite sind die Feuerlöschsysteme auf einwandfreien Zustand und Funktion zu prüfen und betriebsbereit zu halten.

#### Bunkerschläuche und Zubehör

Für die LNG Bebungung dürfen ausschließlich solche Bunkerschläuche verwendet werden, die entsprechend einem international anerkannten technischen Standard für den Verwendungszweck hergestellt und geprüft sind. Für den Bunkervorgang ist zudem auf eine ausreichende Schlauchlänge zur Vermeidung von unzulässig hohen Spannungen zu achten. Zusätzlich müssen die LNG Bunkerschläuche nach einem einschlägigen internationalen Standard gekennzeichnet und mit den zulässigen Betriebsdrücken und Temperaturen sowie mit einem Prüfzeichen versehen sein, um Verwechslungen mit anderen Schläuchen auszuschließen.

Die Bunkerschläuche sind vor jedem Bunkervorgang auf einwandfreien Zustand sowie evt. Beschädigungen zu prüfen. Für die LNG Bebungung sind ggf. Hebezeuge oder andere Kranvorrichtungen vorzusehen, um eine sichere Handhabung und Verlegung zu gewährleisten.

Auf Lieferanten- sowie Empfängerseite sind vor Bunkerbeginn zusätzlich die entsprechenden Anschlussflansche oder Schnellkupplungen auf Kompatibilität zu prüfen, zusätzlich ist auf vorhandene Isolierflansche zu achten.

Soweit die Bunkerschläuche während des Bunkervorganges außenbords gelangen ist darauf zu achten, dass diese nicht mit der Wasseroberfläche in Berührung kommen.

#### *II.5.1.5 LNG Bunkerbeginn und –Durchführung*

##### Vorkühlung LNG System Lieferant

Das LNG Übergabesystem seitens des LNG Lieferanten besteht aus den Transfer-Rohrleitungen sowie ggf. aus den Gasrückführleitungen

##### Anschluss des LNG Transfersystems mit dem LNG Bunkerschlauch

Das LNG Transfersystem mit dem LNG Bunkerschlauch ist mittels der Schlauchkupplungen zwischen LNG Lieferant und Empfängerschiff anzuschließen. Für die Herstellung einer sichereren Schlauchverbindung ist der Einsatz eines dafür vorgesehenen Kranes und/oder Hebezeugens zweckmäßig. Bei Anschluss der LNG Bunkerschlauchverbindung ist auf eine spannungsfreie LNG Bunkerschlauchverlegung zu achten.

Die für die LNG Bebunkerung erforderlichen ESD -Systeme sind auf Lieferanten- und Empfängerseite an die Bunkerüberwachungseinrichtungen anzuschließen. Eine „Not-Trennkupplung“ (Break Away Coupling) ist in das System einzubinden.

Bei einer LNG Bebunkerung mit Gasrückführung sind zusätzlich zum Anschluss des LNG Transfersystems mit dem ESD System auch die Schläuche für die Gasrückführung anzuschließen.

##### Inertisierung des LNG Empfänger- und Transfersystems

Auf dem LNG Empfängerschiff ist die Inertisierung der LNG Bunkerstation sowie der LNG Bunkerleitungen (Empfängerrohrleitungen) bis zum LNG Tank durch Schaltung der entsprechenden Stickstoffventile für Stickstoffzufuhr (N<sub>2</sub>) durchzuführen.

##### Kühlprozedur Empfängertank mit LNG Anfangsmenge

Die Anfangsmenge des zu fördernden LNG richtet sich nach dem im LNG Empfängertank befindlichen Druck. Durch die anfängliche langsame LNG Zufuhr über die Sprühleitung im Empfängertank sinkt die Temperatur im Empfängertank und der Tankdruck steigt durch das verdampfende LNG zunächst leicht an. Bei weiterer

langsamer LNG Zufuhr fällt die Temperatur und der Druck sinkt wieder. Die Anfangsfördermenge ist zwischen Lieferant und Empfänger zu vereinbaren.

Die im Tank durch die LNG Zufuhr und –Verdampfung bewirkte Gasdruckerzeugung ist durch kontrollierte Regelung der LNG Anfangsmenge, bzw. der Entnahme von Gas zum Verbrauch so einzustellen, dass ein Ansprechen der Tanksicherheitsventile vermieden wird. Sofern eine LNG Bebunkerung mit Gasrückführung durchgeführt wird, kann die anfänglich, entstehende Gasmenge über die Gasrückföhrleitung zum Lieferanten zurückgeföhrt werden. Die Dauer der Kühlprozedur kann sich somit entsprechend verkürzen.

Im Zuge der Temperatur- und damit einher gehenden Druckabsenkung des LNG Empfängertanks kann die LNG Zufuhr rate langsam erhöht werden entsprechend vorheriger Vereinbarung zwischen Lieferant und Empfänger.

#### LNG Bebunkerung ohne Gasrückführung

Das Absperrventile des LNG Lieferantensystems und auf dem Empfängerschiff sind zu öffnen, mit der Förderung einer Kleinstmenge LNG durch das LNG Transfersystem über die LNG Bunkerschlauchverbindung in den Empfängertank wird gestartet.

#### LNG Bebunkerung mit Gasrückführung

Das Absperrventile des LNG Lieferantensystems und auf dem Empfängerschiff sind zu öffnen, die LNG Lieferpumpe beginnt mit der Förderung durch das LNG Transfersystem über die LNG Bunkerschlauchverbindung in den Empfängertank.

Die LNG Transferraten sind unter Berücksichtigung der Gasrückführung entsprechend zu vereinbaren.

#### II.5.1.6 Beendigung LNG Bebunkerung

Der LNG Bunkervorgang wird durch das Abschalten der LNG Lieferpumpen beendet. Die Absperrventile im LNG Transfersystem sind auf Empfänger- oder Lieferantenseite zu schließen. Dies ist in der Bunkeranweisung entsprechend festzulegen.

Durch die Absperrung der LNG Transferverbindung verdampft die restliche LNG Menge in der Transfer- und Schlauchverbindung und es findet somit eine Druckerhöhung statt. Durch diese Druckerhöhung kann das restlich LNG aus der Schlauchverbindung in einen der Tanks gedrückt werden.

Wird nach dem Schließen beider Absperrventile am Bunkerschlauch ein Druckanstieg beobachtet ist der o.g.Vorgang zu wiederholen. Sofern kein Druckanstieg mehr erfolgt, ist das LNG in der Transferleitung

vollständig verdampft. Die Festlegung dieses Vorgangs ist vor Bunkerbeginn festzulegen und ist abhängig von technischen Gegebenheiten der beiden Schiffe.

#### Inertisierung der LNG Bunkerverbindung

Auf der LNG Empfängerseite und der Lieferantenseite ist das Intertisierungssystem zu aktivieren. Die Absperrventile im LNG Transfersystem sind auf der Empfängerseite und Lieferanten Seite zu öffnen. Auf der Lieferantenseite ist zusätzlich das Rohrleitungssystem für die Inertisierung frei zu schalten.

Das LNG Transfersystem kann nunmehr mittels Stickstoffzufuhr aus dem Empfängersystem bis zum Lieferantensystem inertisiert werden. Der Abschluss des Inertisierungsvorganges kann z.B. durch im Transfersystem integrierte Mess- und Kontrollsysteme angezeigt werden. Als Richtwert für die Inertisierung des LNG Transfersystems erforderliche Stickstoffmenge kann das ca. 3-5 fache Volumen der Rohrleitungsverbindung veranschlagt werden. Die oben genannte Vorgehensweise ist beispielhaft und ist den baulichen Gegebenheiten anzupassen und vor dem Bunkerbeginn festzulegen.

#### Trennen der Bunkerverbindung

Bei Abschluss des Intertisierungsvorganges sind die Absperrventile im LNG Transfersystem zu schließen. Das LNG Transfersystem mit den LNG Bunkerschläuchen kann nunmehr getrennt werden.

## II.5.2 *Training des Bordpersonals*

Die normale Ausbildung von Seeleuten sieht ein Training hinsichtlich einer Gasantriebsanlage bisher nicht vor. An Bord der Schiffe, welche bisher in Fahrt gebracht wurden, wurde die Crew von dem Anlagenhersteller und den Reedereien umfangreich geschult. Da sich die Anzahl der gasbetriebenen Schiffe in Zukunft erhöhen wird, ist aktuell die Ausbildung der Seeleute für Gasantriebsanlagen auf der Agenda bei der IMO.

Aktuell wird der Vorschlag diskutiert, die Ausbildungsanforderungen für Gastanker als Grundlage für das Training der Crew an Bord gasbetriebener Schiffe zu nehmen. Die STCW Regel V/1-2 beschreibt die Mindestanforderungen für Schiffsführer, Offiziere und Mannschaften an Bord von Gastankern, die mit der Handhabung von Gas betraut sind. Möglicherweise kann der Umfang der Kenntnisprüfungen reduziert werden. Vorschläge in dieser Richtung erfolgten auf der diesjährigen STW 44 Tagung in London. STW ist ein Unterkomitee der Internationalen Maritimen Organisation.

Besatzungsmitglieder die mit der Handhabung von Gas betraut sind, sollten ein Grundlagentraining erhalten. Voraussetzung für dieses Training ist ein fortgeschrittenes Feuerlöschzertifikat, dessen Anforderungen eher genereller Art sind. Diese Zertifikate sind auch für andere Schiffe gefordert, die nicht notwendigerweise Gastanker oder Schiffe mit Gasantrieb sind. Das Grundlagentraining gemäß den Anforderungen für Gastanker sollte folgende Aspekte abdecken:

- Besonderheiten der Schiffstruktur dieser Schiffe
- Charakteristik von Flüssiggas
- Gefahren verflüssigter Gase und wie diesen zu begegnen ist
- Sicherheitsausrüstung
- Notfallmanagement
- Verhütung von Umweltverschmutzung.

## *II.6 Beitrag zur internationalen Gesetzgebung*

Die Projektergebnisse sind bei unterschiedlichen Gremien eingebracht worden, um die im Rahmen des Projektes gewonnenen Erkenntnisse in den Regelwerken zu verankern. In diesem Zusammenhang müssen insbesondere die Arbeitsgruppe für die Entwicklung des IGF-Codes, für die Erarbeitung der International guidelines for Bunkering LNG as a Marine fuel im Rahmen von ISO TC 67 WG 10 sowie die Arbeitsgruppe für die Erarbeitung der Ausbildungsanforderungen genannt werden.

Im Rahmen der Entwicklung des IGF-Codes wurden die Anforderungen für eine Bunkerstation erarbeitet und festgelegt. Mittels des Projektes konnten praktische Erfahrungen bei der Umsetzung der Anforderungen gewonnen und eine Resonanz in die Arbeitsgruppe zurückgegeben werden.

Die Ergebnisse des BunGas Projektes flossen mit in die Erarbeitung der International Guidelines for Bunkering LNG as a Marine fuel der ISO TC 67 ein. In diesem Dokument sind sehr allgemein die Anforderungen an ein Bunkersystem mittels funktionaler Anforderungen enthalten.

Im Rahmen der STW Sitzung bzw. bei Vorbesprechungen zu den entsprechenden IMO Sitzungen wurde der Vorschlag im Rahmen des Projektes unterstützt, die Anforderungen der Ausbildung für die Besatzung eines gasbetriebenen Schiffes an die für die Besatzung von Gastankern anzulehnen. Die grundlegenden physikalischen und thermodynamischen Eigenschaften sowie die Besonderheiten dieses Kraftstoffes werden im Rahmen der Ausbildung für Gastanker vermittelt und können direkt auf LNG als Treibstoff transferiert werden.

## *II.7 Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen*

Neben den bisherigen Lösungen in Norwegen zum Bunkern von LNG kam 2013 das erste LNG Bunkerschiff die Seagas in Schweden in Fahrt. Das Schiff wurde als Gastanker klassifiziert und versorgt die Viking Grace täglich mit ca. 60-70 ton LNG, wenn das Schiff in Stockholm am Kai liegt. Die Bunkerzeit beträgt weniger als 1 h.

Bei der Seagas handelt es sich um eine Autofähre, welche zu einem Gastanker umgebaut wurde. Hierzu wurde an Deck ein Vakuum isolierter Typ C-Tank mit 187 m<sup>3</sup> installiert und ein entsprechendes neues Deckshaus gebaut. Der Transfer von LNG wird mittels des Tankdruckes realisiert. Hierfür wird mittels eines Verdampfers der Tankdruck an Bord des Bunkerschiffes soweit erhöht, dass das LNG in die höher gelegenen Tanks der Viking Grace transferiert werden kann.

Die verwendete Tankgröße und das Bunkerprinzip zeigen deutlich, dass dieses Bunkerschiff für eine spezifische Anwendung gebaut wurde und nicht wie in BunGas eine generelle Lösung des Bunkervorganges erarbeitet wurde. Derzeitig wird das Bunkerschiff selbst mittels LKWs befüllt, da es nicht zwischen zwei Bunkerintervallen

zu einem Terminal fahren kann, hierfür ist das Zeitintervall zu kurz. Somit stellt dies eine spezifische und vermutlich teure Anwendung dar, welche als generelle Lösung für Europa nicht geeignet ist.

### *II.8 Erfolgte bzw. geplante Veröffentlichung*

Auf folgenden Veranstaltungen wurden Zwischen- sowie Ergebnisse des BunGas Projektes vorgestellt:

1. Seminar Gas als Schiffsbrennstoff, GL-Academy, 2012-02-20 Tokio, Japan
2. Nutzung der Ergebnisse bei verschiedenen Besprechungen mit Kunden
3. Gasfuelled Ships Conference in Bergen, September 2012
4. Pressekonferenz während der SMM, September 2012
5. GL Gas Forum, July 2012
6. Gasfuelled Ships Conference in Bergen, September 2012
7. LNG Expert Day, London, Oktober 2012
8. LNG Forum Stockholm 2012, Oktober 2012
9. Hellenic technical Forum, März 2013
10. VDR Inspektorenseminar, Müden an der Örtze (Vier Veranstaltungen), März 2013
11. Vortrag bei Intertanko, Oslo, Mai 2013
12. Baltexpo, Gdansk, September 2013
13. Neva, St. Petersburg, September 2013

Weitere Veröffentlichungen zum Thema Bunkern von LNG befinden sich derzeit in der Planung.



### III *Literatur*

14. Internetrecherche: u.a. Wikipedia, <http://de.wikipedia.org/wiki/Erdgas>, 2013
15. El Moctar, O., Thill, C.: Entwicklung eines LNG-Marktes für die Binnenschifffahrt, CCNR Round Table "Supply and Transport of LNG in Inland Navigation, Präsentation, Universität Duisburg-Essen, 2012
16. Internetrecherche: u.a. <http://fakten-uber.de/erdgas#Eigenschaften>, 2013
17. Wischnewski, Berndt: Online-Datenbank zur Berechnung von Methan-Eigenschaften, peaceSoftware.de, <http://www.peacesoftware.de/einigewerte/methan.html>, 2013
18. CDadapco: Elektronisches Handbuch für STAR-CCM+8.02., 2012
19. Ferziger, J.H. and Perić, M.: Computational Methods for Fluid Dynamics, 3-rd ed., Springer, Berlin, 2003
20. Muzaferija, S. and Perić, M.: Computation of free surface flows using interface-tracking and interface-capturing methods. Chap. 2 in O. Mahrenholtz and M. Markiewicz (eds.), Nonlinear Water Wave Interaction, pp. 59-100, WIT Press, Southampton, 1999
21. Kytömaa, H., K.; Morse, T., L.: Variations in the evaporation rate of a cryogenic liquid on a water surface, International Symposium, Process Safety Center, Texas, USA, 2010
22. ioMosaic: Modeling LNG Pool Spreading and Vaporization, ioMosaic, Salem, USA, 2007
23. DNV GL – "LNG Recommended Practice" – Development and operation of liquefied natural gas bunkering facilities"
24. OGP Draft 118683 – „Guidelines for systems and installations for supply of LNG as fuel to ships"
25. Swedish Marine Technology Forum Greenshipping – "LNG ship to ship bunkering procedure"
26. DIN EN ISO 28460 – "Anlagen und Ausrüstungen für Flüssigerdgas"
27. SIGTTO – „ESD Arrangements & Linked Ship / Shore Systems for Liquefied Gas Carriers".
28. EMSA – "Study on Standards and Rules for bunkering of gas-fuelled Ships"
29. EN 1160 „Allgemeine Eigenschaften von Flüssigerdgas"
30. Swedish Marine Technology Forum. LNG bunkering Ship to Ship procedure.
31. Handbook Failure Frequencies (HFF). Flemisch Government. 2009.
32. Failure Frequency Guidance (FFG). Det Norske Veritas (DNV). 2012.
33. Health and Safety Executive (HSE). Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessments. 2012.

34. MHAU Handbook volume 3 (referenced in HSE – Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessments 2012).
35. RIVM. Reference Manual Bevi Risk Assessments Introduction. 2009.
36. AMINAL. Probability statistics manual for drawing up a safety report. 2004 (referenced in RIVM - Reference Manual Bevi Risk Assessments Introduction).
37. Morse T.L., Kytömaa H.K. The effect of turbulence on the evaporation of cryogenic liquid spills on water.
38. Franks A. Land Use Planning QRA Studies of the Proposed Shannon LNG Terminal. 2007.
39. Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié (GIIGNL). LNG Information Paper No. 7 – Questions and Answers.
40. SLF 55/INF.12, 2012: REVISION OF SOLAS CHAPTER II-1 SUBDIVISION AND DAMAGE STABILITY REGULATIONS - Safety study – Collision in the context of the development of the International Code of Safety for Ships using Gases or other Low-flashpoint Fuels. International Maritime Organisation, ondon.
41. MARPOL 2013, Annex I, Chapter 3, Seite 25

#### IV *Anhang*

1. Tabellen zur Risikoanalyse
2. Bericht der Sicherheitsanalyse

## V Tabellen des Risikomodells

Tab. V.1: Anteil an Gesamtfehlerfrequenz für unterschiedliche Gruppen von Komponenten (zusammen für Bunker- und Empfangsschiff)

Leckage	Pro Stunde	Pro Jahr	Anzahl Bunkerschiff	Pro Jahr	Anzahl Empfängerschiff	Frequenz	Anteil
Schlauch	5,9E-06	1,7E-02	1	0	0	1,7E-02	92,62%
Flansch Bunkerschiff	1,4E-08	4,1E-05	5	0	0	2,0E-04	1,09%
Flansch Empfängerschiff	1,4E-08	0	0	1,5E-06	2	2,9E-06	0,02%
*Ventil A Bunkerschiff	9,3E-08	2,7E-04	1	0	0	2,7E-04	1,45%
Ventil M Bunkerschiff	2,3E-08	6,7E-05	1	0	0	6,7E-05	0,36%
Ventil A Empfängerschiff	9,3E-08	0	0	9,7E-06	1	9,7E-06	0,05%
Ventil M Empfängerschiff	2,3E-08	0	0	2,4E-06	1	2,4E-06	0,01%
Ventil R Bunkerschiff	9,3E-08	2,7E-04	1	0	0	2,7E-04	1,45%
Ventil OP Bunkerschiff	9,3E-08	2,7E-04	1	0	0	2,7E-04	1,45%
ERC Bunkerschiff	9,3E-08	2,7E-04	1	0	0	2,7E-04	1,45%
QCDC Empfängerschiff	9,3E-08	0	0	9,7E-06	1	9,7E-06	0,05%
						Σ 1,9E-02	100,0%

\*A – automatisches Ventil, M – manuelles Ventil, R – Rücklaufleitungsventil, OP – Überdruckventil

Tab. V.2: Charakteristische Leckgrößen für das betrachtete System

Leckagentyp	Angenommene Leckgröße	Korrespondierte systemspezifische Austrittsgeschwindigkeit	Charakteristische Größe für Austrittsgeschwindigkeit (Literatur)
Einheit	mm	kg/s	kg/s
Kleine Leckage	5	0,24	< 1
Mittlere Leckage	15	2,12	1-50
Große Leckage	50	23,6	> 50

Tab. V.3: Austrittsmenge in m<sup>3</sup> von LNG für unterschiedliche kleine und mittlere Leckgrößen in Schlauch ohne LNG Inhalt in Schlauch

Zeit, s	Äquivalenter Leckdurchmesser, mm		
	5	10	15
1	0,0005	0,0019	0,0042
5	0,0024	0,0094	0,0212
10	0,0047	0,0188	0,0424
30	0,0141	0,0565	0,1272
60	0,0283	0,1131	0,2545
5 min	0,14	0,57	1,27
20 min	0,57	2,26	5,09

Tab. V.4: Berechnung der LNG Gesamtaustrittszeiten für einen DN150 Schlauch (Schlauchvolumen 0,21 m<sup>3</sup>) mit den Zeitwerten aus der Literatur

Szenario	Detektierzeit	Austrittszeit	Rücklaufzeit	Zeit bis Schlauch frei von LNG ist	Gesamtzeit
№	min	min	s	min	min
1	0,0	5,0	30	0,0	5,5
2	0,0	5,0	0	4,8	9,8
3	0,0	5,0	0	6,9	11,9
4	0,0	20,0	0	0,0	20,0
5	1,5	4,0	30	0,0	6,0
6	1,5	4,0	0	4,8	10,3
7	1,5	4,0	0	6,9	12,4
8	1,5	20,0	0	0,0	21,5
9	0,0	30,0	0	0,0	30,0

Tab. V.5: Berechnung der LNG Gesamtaustrittszeiten für einen DN150 Schlauch (Schlauchvolumen 0,21 m<sup>3</sup>) mit den Zeitwerten durch GL Experten

Szenario	Detektierzeit	Austrittszeit	Rücklaufzeit	Zeit bis Schlauch frei von LNG ist	Gesamtzeit
№	min	min	s	min	min
1	0,0	1,0	30	0,0	1,5
2	0,0	1,0	0	4,8	5,8
3	0,0	1,0	0	6,9	7,9
4	0,0	3,0	0	6,9	9,9
5	1,5	0,5	30	0,0	2,5
6	1,5	0,5	0	4,8	6,8
7	1,5	0,5	0	6,9	8,9
8	1,5	3,0	0	6,9	11,4
9	0,0	30,0	0	0,0	30,0

Tab. V.6: Berechnung der LNG Gesamtaustrittszeiten für einen DN175 Schlauch (Schlauchvolumen 0,29 m<sup>3</sup>) mit den Zeitwerten aus der Literatur

Szenario	Detektierzeit	Austrittszeit	Rücklaufzeit	Zeit bis Schlauch frei von LNG ist	Gesamtzeit
№	min	min	s	min	min
1	0,0	5,0	40	0,0	5,7
2	0,0	5,0	0	6,6	11,6
3	0,0	5,0	0	9,4	14,4
4	0,0	20,0	0	0,0	20,0
5	1,5	4,0	40	0,0	6,2
6	1,5	4,0	0	6,6	12,1
7	1,5	4,0	0	9,4	14,9
8	1,5	20,0	0	0,0	21,5
9	0,0	30,0	0	0,0	30,0

Tab. V.7: Berechnung der LNG Gesamtaustrittszeiten für einen DN175 Schlauch (Schlauchvolumen 0,29 m<sup>3</sup>) mit den Zeitwerten durch GL Experten

Szenario	Detektierzeit	Austrittszeit	Rücklaufzeit	Zeit bis Schlauch frei von LNG ist	Gesamtzeit
№	min	min	s	min	min
1	0,0	1,0	40	0,0	1,7
2	0,0	1,0	0	6,6	7,6
3	0,0	1,0	0	9,4	10,4
4	0,0	3,0	0	9,4	12,4
5	1,5	0,5	40	0,0	2,7
6	1,5	0,5	0	6,6	8,6
7	1,5	0,5	0	9,4	11,4
8	1,5	3,0	0	9,4	13,9
9	0,0	30,0	0	0,0	30,0

Tab. V.8: Berechnung des ausgetretenen LNG Gesamtvolumens für DN150 Schlauchdurchmesser mit Literaturwerten (Schlauchvolumen 0,21 m<sup>3</sup>)

Szenario	Gesamtzeit	Austritt aus der Leckage	Anschließender Austritt aus dem Schlauch	Anschließender Austritt aus dem Schlauch	Gesamtaustritt LNG
№	min	m <sup>3</sup>	%	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>
1	5,5	0,17	0%	0,00	0,17
2	9,8	0,15	70%	0,15	0,30
3	11,9	0,15	100%	0,21	0,37
4	20,0	0,61	0%	0,00	0,61
5	6,0	0,18	0%	0,00	0,18
6	10,3	0,17	70%	0,15	0,32
7	12,4	0,17	100%	0,21	0,38
8	21,5	0,66	0%	0,00	0,66
9	30,0	0,92	0%	0,00	0,92

Tab. V.9: Berechnung des ausgetretenen LNG Gesamtvolumens für DN150 Schlauchdurchmesser mit Werten von GL Experten (Schlauchvolumen 0,21 m<sup>3</sup>)

Szenario	Gesamtzeit	Austritt aus der Leckage	Anschließender Austritt aus dem Schlauch	Anschließender Austritt aus dem Schlauch	Gesamtaustritt LNG
№	min	m <sup>3</sup>	%	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>
1	1,5	0,05	0%	0,00	0,05
2	5,8	0,03	70%	0,15	0,18
3	7,9	0,03	100%	0,21	0,24
4	9,9	0,09	100%	0,21	0,30
5	2,5	0,08	0%	0,00	0,08
6	6,8	0,06	70%	0,15	0,21
7	8,9	0,06	100%	0,21	0,27
8	11,4	0,14	100%	0,21	0,35
9	30,0	0,92	0%	0,00	0,92

Tab. V.10: Berechnung des ausgetretenen LNG Gesamtvolumens für DN175 Schlauchdurchmesser mit Literaturwerten (Schlauchvolumen 0,29 m<sup>3</sup>)

Szenario	Gesamtzeit	Austritt aus der Leckage	Anschließendes Austritt aus dem Schlauch	Anschließendes Austritt aus dem Schlauch	Gesamtaustritt LNG
№	min	m <sup>3</sup>	%	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>
1	5,7	0,17	0%	0,00	0,17
2	11,6	0,15	70%	0,20	0,36
3	14,4	0,15	100%	0,29	0,44
4	20,0	0,61	0%	0,00	0,61
5	6,2	0,19	0%	0,00	0,19
6	12,1	0,17	70%	0,20	0,37
7	14,9	0,17	100%	0,29	0,46
8	21,5	0,66	0%	0,00	0,66
9	30,0	0,92	0%	0,00	0,92

Tab. V.11: Berechnung des ausgetretenen LNG Gesamtvolumens für DN175 Schlauchdurchmesser mit Werten von GL Experten (Schlauchvolumen 0,29 m<sup>3</sup>)

Szenario	Gesamtzeit	Austritt aus der Leckage	Anschließendes Austritt aus dem Schlauch	Anschließendes Austritt aus dem Schlauch	Gesamtaustritt LNG
№	min	m <sup>3</sup>	%	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>
1	1,7	0,05	0%	0,00	0,05
2	7,6	0,03	70%	0,20	0,23
3	10,4	0,03	100%	0,29	0,32
4	12,4	0,09	100%	0,29	0,38
5	2,7	0,08	0%	0,00	0,08
6	8,6	0,06	70%	0,20	0,26
7	11,4	0,06	100%	0,29	0,35
8	13,9	0,14	100%	0,29	0,43
9	30,0	0,92	0%	0,00	0,92



Tab. V.12: Berechnung der bedingten Zündwahrscheinlichkeit (ZW) mit Literaturwerten für einen DN150 Schlauch

Szenario	Gesamtzeit	ZW Besatzung Containerschiff	ZW Besatzung Bunkerschiff	ZW Hafenmitarbeiter auf Containerschiff	ZW gesamt drei Personen	ZW Elektrische Installationen	ZW Gesamt drei Personen mit Elektrik	ZW Gesamt zwei Personen	ZW Gesamt zwei Personen mit Elektrik
№	min	I	II	III	IV = I U II U III	V	VI = IV U V	VII = I U II	VI = VII U V
1	5,7	0,090%	0,090%	5,393%	5,563%	0,020%	5,582%	0,180%	0,200%
2	11,6	0,161%	0,161%	9,443%	9,734%	0,020%	0,361%	0,322%	0,341%
3	14,4	0,195%	0,195%	11,317%	11,662%	0,020%	0,429%	0,389%	0,409%
4	20,0	0,327%	0,327%	18,258%	18,791%	0,020%	0,692%	0,652%	0,672%
5	6,2	0,098%	0,098%	5,868%	6,053%	0,020%	0,236%	0,196%	0,216%
6	12,1	0,169%	0,169%	9,898%	10,202%	0,020%	0,378%	0,338%	0,358%
7	14,9	0,203%	0,203%	11,762%	12,120%	0,020%	0,445%	0,405%	0,425%
8	21,5	0,351%	0,351%	19,484%	20,049%	0,020%	0,741%	0,701%	0,721%
9	30,0	0,490%	0,490%	26,096%	26,818%	0,020%	1,017%	0,977%	0,997%

Tab. V.13: Berechnung der bedingten Zündwahrscheinlichkeit (ZW) mit Literaturwerten für einen DN175 Schlauch

Szenario	Gesamtzeit	ZW Besatzung Containerschiff	ZW Besatzung Bunkerschiff	ZW Hafenmitarbeiter auf Containerschiff	ZW gesamt drei Personen	ZW Elektrische Installationen	ZW Gesamt drei Personen mit Elektrik	ZW Gesamt zwei Personen	ZW Gesamt zwei Personen mit Elektrik
№	min	I	II	III	IV = I U II U III	V	VI = IV U V	VII = I U II	VI = VII U V
1	5,7	0,093%	0,093%	5,552%	5,727%	0,02%	5,746%	0,185%	0,205%
2	11,6	0,189%	0,189%	11,024%	11,361%	0,02%	11,379%	0,379%	0,398%
3	14,4	0,236%	0,236%	13,521%	13,928%	0,02%	13,945%	0,471%	0,490%
4	20,0	0,327%	0,327%	18,258%	18,791%	0,02%	18,807%	0,652%	0,672%
5	6,2	0,101%	0,101%	6,026%	6,216%	0,02%	6,234%	0,202%	0,222%
6	12,1	0,198%	0,198%	11,471%	11,821%	0,02%	11,838%	0,395%	0,415%
7	14,9	0,244%	0,244%	13,955%	14,374%	0,02%	14,391%	0,487%	0,507%
8	21,5	0,351%	0,351%	19,484%	20,049%	0,02%	20,065%	0,701%	0,721%
9	30,0	0,490%	0,490%	26,096%	26,818%	0,02%	26,832%	0,977%	0,997%

Tab. V.14: Berechnung der bedingten Zündwahrscheinlichkeit (ZW) mit GL Experten Werten für einen DN150 Schlauch

Szenario	Gesamtzeit	ZW Besatzung Containerschiff	ZW Besatzung Bunkerschiff	ZW Hafenmitarbeiter auf Containerschiff	ZW gesamt drei Personen	ZW Elektrische Installationen	ZW Gesamt drei Personen mit Elektrik	ZW Gesamt zwei Personen	ZW Gesamt zwei Personen mit Elektrik
№	min	I	II	III	IV = I U II U III	V	VI = IV U V	VII = I U II	VI = VII U V
1	5,7	0,025%	0,025%	1,501%	1,549%	0,020%	1,569%	0,049%	0,069%
2	11,6	0,096%	0,096%	5,717%	5,897%	0,020%	0,231%	0,191%	0,211%
3	14,4	0,129%	0,129%	7,668%	7,907%	0,020%	0,299%	0,259%	0,279%
4	20,0	0,162%	0,162%	9,511%	9,804%	0,020%	0,364%	0,324%	0,344%
5	6,2	0,041%	0,041%	2,488%	2,568%	0,020%	0,122%	0,082%	0,102%
6	12,1	0,112%	0,112%	6,662%	6,871%	0,020%	0,263%	0,224%	0,244%
7	14,9	0,146%	0,146%	8,594%	8,860%	0,020%	0,331%	0,291%	0,311%
8	21,5	0,187%	0,187%	10,868%	11,201%	0,020%	0,413%	0,373%	0,393%
9	30,0	0,490%	0,490%	26,096%	26,818%	0,020%	1,017%	0,977%	0,997%

Tab. V.15: Berechnung der bedingten Zündwahrscheinlichkeit (ZW) mit GL Experten Werten für einen DN175 Schlauch

Szenario	Gesamtzeit	ZW Besatzung Containerschiff	ZW Besatzung Bunkerschiff	ZW Hafenmitarbeiter auf Containerschiff	ZW gesamt drei Personen	ZW Elektrische Installationen	ZW Gesamt drei Personen mit Elektrik	ZW Gesamt zwei Personen	ZW Gesamt zwei Personen mit Elektrik
№	min	I	II	III	IV = I U II U III	V	VI = IV U V	VII = I U II	VI = VII U V
1	5,7	0,027%	0,027%	1,666%	1,720%	0,02%	1,739%	0,055%	0,075%
2	11,6	0,124%	0,124%	7,364%	7,593%	0,02%	7,612%	0,248%	0,268%
3	14,4	0,170%	0,170%	9,963%	10,269%	0,02%	10,287%	0,340%	0,360%
4	20,0	0,203%	0,203%	11,760%	12,118%	0,02%	12,135%	0,405%	0,425%
5	6,2	0,044%	0,044%	2,652%	2,737%	0,02%	2,756%	0,087%	0,107%
6	12,1	0,140%	0,140%	8,292%	8,550%	0,02%	8,568%	0,281%	0,301%
7	14,9	0,187%	0,187%	10,865%	11,198%	0,02%	11,216%	0,373%	0,393%
8	21,5	0,227%	0,227%	13,084%	13,478%	0,02%	13,496%	0,454%	0,474%
9	30,0	0,490%	0,490%	26,096%	26,818%	0,02%	26,832%	0,977%	0,997%

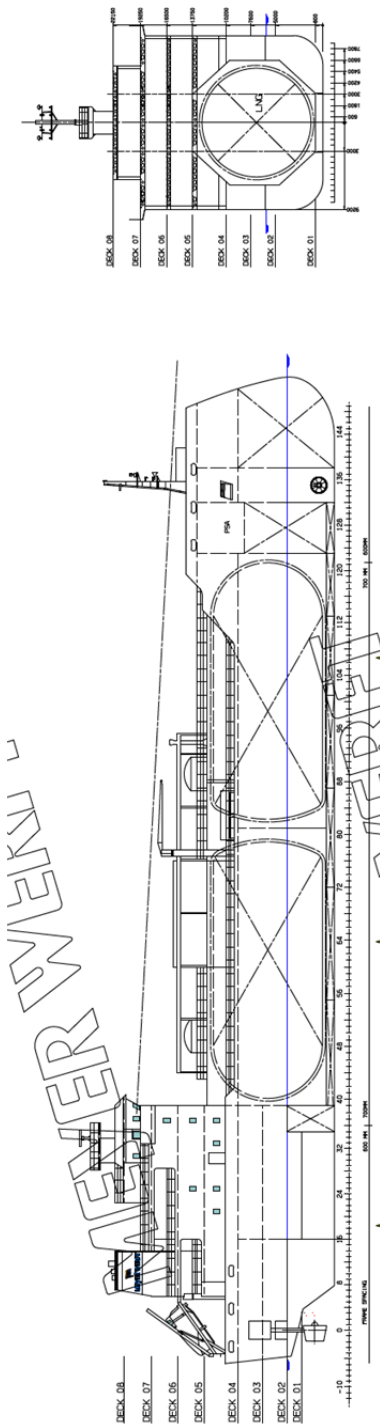


Abb. V.1: Generalplan des Bunkerschiffes, Quelle Meyer Werft

## **Hazard Identification Study (HAZID) Basic Risks during ship-to-ship bunkering of LNG as fuel for ships**

**Report No. SO-ER 2013.112**


**Version 1.1/2014-07-23**

**Department SO-ER**

**FutureShip** 

A GL company

## Document Control Sheet

<b>Customer:</b> BunGas project	<b>Client's reference:</b> 03SX327A															
<b>Title:</b> Hazard Identification Study (HAZID) Basic Risks during ship-to-ship bunkering of LNG as fuel for ships																
<b>Abstract:</b> <p>For the identification of basic risks which may occur during the bunkering of gas-fuelled ships a Hazard Identification study (HAZID) was carried out for the ship-to-ship (STS) bunkering between a bunker vessel and a receiving vessel based on preliminary designs developed within the BunGas project. The HAZID was performed in May 2013 at GL premises in Hamburg, Germany and the results are documented within this report.</p> <p>Aim of the HAZID is to identify possible hidden failures and system weaknesses within the design, the effectiveness of existing safety measures and the identification of possible additional safety measures. In the focus are failure scenarios related to leakages of liquid natural gas (LNG) and the unintended release of vaporized natural gas (NG).</p> <p>Altogether 31 failure scenarios were identified related to the release of LNG or NG. A number of recommendations were identified for the failure prevention or reduction of their consequences (see Appendix 5 of this report).</p> <p>Taking all the recommended actions into account a safe STS bunkering of LNG is possible. A further investigation of the final design by e.g. Failure Mode and Effects Analysis (FMEA) is recommended and might be mandatory by upcoming standards.</p>																
<b>Department:</b> SO-ER																
<b>Version No.:</b> 1.1	<b>Date of last version:</b> 2014-07-23															
<b>Report No.:</b> SO-ER 2013.112 <b>Order No.:</b> 7990 11 46934 <b>GL Reg. No.:</b> -	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 60%;"><b>No. of pages</b></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 30%;"><b>Status</b></td> </tr> <tr> <td>In main body</td> <td style="text-align: center;">: 24</td> <td><input type="checkbox"/> Preliminary</td> </tr> <tr> <td>In attached tables</td> <td style="text-align: center;">: -</td> <td><input checked="" type="checkbox"/> Final</td> </tr> <tr> <td>In attached figures</td> <td style="text-align: center;">: -</td> <td><input type="checkbox"/> Internal</td> </tr> <tr> <td>In other appendices</td> <td style="text-align: center;">: 66</td> <td></td> </tr> </table>	<b>No. of pages</b>		<b>Status</b>	In main body	: 24	<input type="checkbox"/> Preliminary	In attached tables	: -	<input checked="" type="checkbox"/> Final	In attached figures	: -	<input type="checkbox"/> Internal	In other appendices	: 66	
<b>No. of pages</b>		<b>Status</b>														
In main body	: 24	<input type="checkbox"/> Preliminary														
In attached tables	: -	<input checked="" type="checkbox"/> Final														
In attached figures	: -	<input type="checkbox"/> Internal														
In other appendices	: 66															
<b>Work carried out by</b>	<b>Released by</b>															
Lars Langfeldt   Dr. Urs Vogler	Dr. Gundula Stadie-Frohbös (Head of Department SO-ER)															

## CONTENT

Executive Summary	3
1 Introduction	4
2 Objectives	5
3 Scope of the Assessment	5
4 Approach	5
5 Methodology	6
6 Assumptions	6
7 Assessment Findings	6
7.1 Failure scenarios with high severities	9
7.2 Failure scenarios with high frequencies	14
7.3 Selected failure scenarios of the ALARP region	17
8 Recommendations	22
9 References	23
10 Risk Assessment Team Members	24
<b>Appendix 1 – Possible Risks due to the use of LNG as Fuel</b>	<b>1</b>
A1.1 Possible additional risks to diesel fuel	1
A1.2 Functional safety requirements	2
<b>Appendix 2 – Applied Risk Assessment Methodology</b>	<b>3</b>
A2.1 Principal of the applied FMEA method	3
A2.2 Risk rating criteria	6
A2.3 Evaluation Criteria	7
<b>Appendix 3 – System Description of the STS bunkering systems</b>	<b>8</b>
A3.1 System design	8
A3.2 Definition of sub systems and HAZID structure	8
A3.3 Operational modes	9
<b>Appendix 4 – Documentation of HAZID results</b>	<b>10</b>
A4.1 HAZID result tables	10
A4.2 List of actions (recommended safeguards)	21
<b>Appendix 5 – Used Documentation</b>	<b>25</b>

### ***Terms & Definitions***

ALARP	As Low As Reasonable Practical
BunGas	Development project to develop a bunkering system for the refuelling of commercial ships with natural gas-fuelled engine installations
ERC	Emergency Release Coupling
ESD	Emergency Shut Down
FMEA	Failure Mode and Effects Analysis
HAZID	Hazard Identification Study
IEC	International Electrotechnical Commission
IGF	IMO's "International Code of Safety for Ships using Gases or other low flashpoint Fuels (IGF Code)"; in development; expected for 2017
IMO	International Maritime Organization
ISO	International Organization for Standardization
LNG	Natural Gas in liquid state (Liquefied Natural Gas)
MSC	Maritime Safety Committee of the IMO
NG	Natural Gas in vaporized state
P&ID	Piping & Instrumentation Diagram
QC-DC	Quick Connect – Disconnect
STS	Ship-to-Ship
TC	Technical Committee
WG	Working Group

## ***Executive Summary***

For the identification of basic risks which may occur during the bunkering of gas-fuelled ships a Hazard Identification study (HAZID) was carried out for the ship-to-ship (STS) bunkering between a bunker vessel and a receiving vessel based on draft designs developed within the BunGas project. The HAZID was performed in May 2013 at GL premises in Hamburg, Germany and the results are documented within this report.

Aim of the HAZID is to identify possible hidden failures and system weaknesses within the design, the effectiveness of existing safety measures and the identification of possible additional safety measures. In the focus are failure scenarios related to the leakages of liquid natural gas (LNG) and the unintended release of vaporized natural gas (NG).

Altogether 31 failure scenarios were identified related to the release of LNG or NG. These failure scenarios were rated due to their severity, frequency and detectability based on agreed risk rating criteria (see Appendix 2.2) and categorized whether further safety measures are necessary or not. For the following six failure scenarios identified during the HAZID further safety measures shall be taken (see also Appendix 4.1):

- Release of NG out of the vent mast of the bunker barge or receiving vessel during bunkering due to overpressure in the tanks (Failure IDs 1.1.2-2 and 2.1.2-2);
- Release of LNG and NG from the hose end on the receiving vessel side during disconnection after bunkering due to open end on Emergency Release Coupling (ERC) side (Failure ID 2.1.1.3-3);
- Collision of bunker barge with third vessel during bunkering due to navigational or mooring failure (Failure ID 1.3-4);
- Release of NG from all components of the liquid transfer line directly linked to the stripping and loading / unloading line of the bunker barge during maintenance and repair (Failure ID 1.5-2)
- Unauthorized entering of the bunker station of the receiving vessel during bunkering (Failure ID 2.8-1)

A number of recommendations were identified for the failure prevention or reduction of their effects (see Appendix 4.2 of this report). Taking all the recommended actions into account a safe STS bunkering of LNG for the exemplary arrangement as described in Appendix 5 is possible.

A further investigation of the final design by e.g. Failure Mode and Effects Analysis (FMEA) is recommended and might be mandatory by upcoming standards.



## ***1 Introduction***

The general objective of the research project "BunGas" is to develop a bunkering system for refuelling of commercial vessels with natural gas-fuelled engine installations. This will include the development of technical and organizational solutions focusing the ship-to-ship (STS) bunkering of LNG as fuel. The development of technical solutions includes the evaluation of bunker requirements of LNG fuelled ships based on existing and new regulations which are currently under development. For the time being the most important rules and regulations for the use and bunkering of LNG as fuel for ships are the Interim Guidelines MSC.285(86) /1/ and related class rules /2/, /3/, the IGF-Code (still in development) and the ISO Guidelines for systems and installations for supply of LNG as fuel to ships (still in development by ISO's TC67 WG 10).

Considering the different specifications of conventional fuel and LNG the bunkering process for fuel oil cannot be transferred to LNG directly. So far standards for LNG bunkering and the interface between land based LNG supply and consumer at different locations have not been developed. "BunGas" has to face the development of technical systems, which are competitive to fuel oil bunkering regarding time, location, procedures and safety. The project will give the baseline for a safe and competitive gas refuelling in European ports in a way that the results can be applied to all types of gas-fuelled ships.

Regarding these requirements a basic design of a bunker vessel with a suitable transfer system will be developed within the project (see Appendix A3.1). One major challenge of the design of bunker system is the safe LNG transfer within normal port limits and during normal harbour operation. Until now liquefied gas transfer is dedicated to gas terminals for gas carrier or to special locations and dedicated refuelling timeslots for the limited number of vessels operating with LNG as fuel today.

The BunGas project will give the overall technical basis for the design and operation of safe bunker stations onboard of gas-fuelled commercial ships and of the related bunker supply vessels. It is intended to take the results of this project to build up a prototype fuelling station within a subsequent project in order to verify the technical solutions for feasibility and reality check.

As part of the project the developed LNG ship to ship bunker arrangement will be assessed by a risk assessment approach as outlined in chapter 4 of this report. The results of this HAZID are documented within this report.

## ***2 Objectives***

The main objectives of the assessment of the LNG fuel bunkering system are as follows:

- Identification of possible additional risks and verification of existing safety measures regarding the bunkering of LNG as fuel for ships (as outlined in Appendix 1 of this report);
- Provision of possible further technical and organizational recommendations to ensure a safe bunkering of LNG.

## ***3 Scope of the Assessment***

In the scope of the risk assessment are all installations needed for the LNG ship-to-ship bunkering between the bunker vessel and the receiving gas-fuelled vessel. These are the bunker stations of both vessels, the transfer arrangement including safety functions between both vessels and the LNG storage and piping system of the bunker vessel, all designed by the Meyer Werft. The fuel gas storage and supply system as well the gas consumers onboard of the receiving vessel are not scope of the assessment. All components of the assessed LNG bunkering system are illustrated in the Piping and Instrumentation Diagram (P&ID) in Appendix 5 of this report. The system is described in Appendix 3 of this report.

## ***4 Approach***

The following approach for the risk assessment of the bunker transfer solution within the BunGas project is applied:

1. Step 1 – Preparation of the Assessment:

Based on the design documentation developed during the BunGas project the system will be composed into sub systems to give a structure for each assessment step. Expertise needed for the risk assessment will be defined and invited for each session;

2. Step 2 – Provision of a Hazard Identification Study (HazId)

A Hazard Identification Study of the LNG ship-to-ship bunker concept developed during the BunGas project was performed in May 2013. The design status assessed, applied methodology, attending experts and results are documented within this report;

3. Step 4 – Provision of a Qualitative Risk Assessment (FMEA – not within the scope of BunGas):

The final design of the LNG ship-to-ship bunker solution should be assessed by a Qualitative Risk Assessment. During the Design FMEA session possible failure scenarios will be identified and ranked by an agreed rating scale. Possible additional safety measure will be discussed and documented. With

begin of the session the system, approach and methodology will be described and agreed with the risk assessment team;

4. Step 5 – Documentation:

During all risk assessment sessions the discussion results will be documented in tabular form. After the session the tables will be revised and any potential modifications agreed with the Risk Assessment Team. Each risk assessment including findings and recommendations will be summarized in an own report.

### ***5 Methodology***

The analysis is orientated on the Failure Mode and Effects Analysis (FMEA) method and the requirements given in IEC 60812 /4/. The Draft ISO Bunkering Guidelines in terms of risk assessment of bunker operations have been taken into account. A detailed description of the applied FMEA method is done in Appendix A2.1 of this report.

### ***6 Assumptions***

The analysis is based on the following assumptions:

1. The HAZID study (step 2 of the risk assessment approach) is limited to the risk analysis of the bunker stations and LNG transfer arrangements of the bunker vessel and the receiving vessel;
2. The analysis focusses on the identification of possible additional hazards to fuel oil bunkering caused by LNG and NG leakages affecting the crew, the environment, the structural strength and the integrity of both ships;
3. During the assessment the attention is given only to single point failure;
4. For all systems regular inspection and maintenance are stipulated as defined by the manufacturer;
5. For both vessels an operating by an experienced crew is assumed;
6. For both vessels an operating within their design limitations is assumed.

### ***7 Assessment Findings***

During the HAZID workshop possible failure scenarios due to the unintended release or leakage of LNG and NG for the defined LNG STS bunkering scenario were identified by the participants of the HAZID. All scenarios were ranked due to their expected failure consequences (severity), frequency and detectability by the participants of

the workshop based on an agreed rating scale (see Appendix A2.2). For the failure scenario already existing safeguards of the present design were taken into account. Further safeguards identified during the HAZID were documented and enlisted in the "list of actions" (see Appendix A4.2).

All together 31 failure scenarios have been investigated during the HAZID and are documented in Appendix A4.1 of this report. The main findings due to their major or hazardous effects are the following possible scenarios:

- Overpressure in the LNG tanks leads to a release of NG out of the vent mast of the bunker barge or receiving vessel. During bunkering both vessels laying close together wherefore NG of the vent mast might be ventilated in areas of the other vessel where ignition sources are present and possible ignitable gas clouds might be ignited (Failure ID 1.1.2-2 / 2.1.2-2);
- During disconnection of the LNG bunker hose after bunkering LNG and NG will be released out of the open hose end on the receiving vessel side and might affect the structure of the receiving vessel (Failure ID 2.1.1.3-3);
- During bunkering the ship structure and LNG bunkering arrangement could be damaged caused by collision of the bunker barge with a third vessel due to navigational or mooring failure (Failure ID 1.3-4);
- A release of NG from components of the liquid transfer line directly linked to the stripping and loading/unloading line during maintenance and repair might lead to endangerment of the maintenance and repair team (Failure ID 1.5-2);
- Unauthorized entering of the bunker station might lead to damage of the system and / or injuries (Failure ID 2.8-1).

Figure 1 shows the categorisation of all identified failure scenarios within a “criticality matrix”. The criticality matrix classifies failure scenarios by their severity and frequency in acceptable failures (green region) and unacceptable failures (red region). For failure scenarios in the red region additional safeguards are necessary. For risks “in between” in the “As Low As Reasonable Practical” (ALARP) region (yellow) it has to be demonstrated, that all reasonable practical measures to reduce the risks are taken.

		Frequency				
		1	2	3	4	5
Severity	1	1	1			
	2		2	1	4	
	3		5	5		
	4					1
	5		3	2		

Figure 1 - Categorisation of failure scenarios identified during the HAZID

Figure 1 shows, that 25 of altogether 31 failure scenarios identified during the HAZID were categorised within the criticality matrix. 6 failure scenarios were not ranked during the HAZID either because they are not critical for the bunkering process or because of various effects with a wide range of severities might occur (Failure-ID 1.1.1.5-3; 1.1.4-1; 1.1.5-1; 1.1.6-1; 1.3-3; 1.8-1). However these 6 failure scenarios were taken into account by means of recommended actions which are also enlisted in Appendix A4.2 of this report.

In addition to the listing in Appendix A.4.1 the following failure scenarios are discussed within this report:

1. Failure scenarios with high severity (failure scenarios within “high risk (red) area” and failure adjacent to the red region located in the “ALARP” region with severity of 4 and 5)
2. Failure scenarios with high frequency (failure scenarios frequency 4 and 5)
3. Selected failure scenarios of the ALARP region (in this case failure scenarios severity 3 and frequency 3 in Figure 1)

### *7.1 Failure scenarios with high severities*

Five failure scenarios with hazardous effects (severity 5) and one failure scenario with major effects (severity 4) were identified during the HAZID (see Figure 1). Three of these failure scenarios are located in the unacceptable red region. One failure scenario is located within the ALARP region adjacent to the red region. For all of these failure scenarios further safety measures must be identified.

**Failure scenario:** Release of NG out of the vent mast of the bunker barge or receiving vessel during bunkering due to overpressure in the tanks

**Failure ID(s):** 1.1.2-2 / 2.1.2-2

**Rating:** 5 / 2 / 1 (Severity / Frequency / Detectability)

**Category:** High severity (No 1 and 2 of 6 high severity scenarios)

**Description:**

During STS bunkering LNG will be transferred from the bunker barge to the receiving vessel. In this situation both vessels are moored with each other and are lying close together. In case of an overpressure in the LNG storage tanks of the receiving vessel or the bunker barge the overpressure will be reduced by automatic opening of the related tank safety valves. The vapour will form a gas cloud around the vent mast opening of the related vessel. These clouds might be ventilated to the other vessel and depending on the dimensions of this vessel to locations which are not defined as hazardous areas. In these areas possible sources of ignition might be available and ignition of gas clouds could not be excluded.

A recommended action as result from the HAZID is to identify and describe further release scenarios and to estimate possible amounts of released NG to improve the scenario and verify the failure frequency and consequences.

**Existing safeguards:** -

**Recommended actions:**

- Maximum possible amount for a unintended release of gas out of the vent mast to be calculated (nearly empty tank by 4.5 bar pressure): which amount can be released until operational pressure will be reduced to 4.2 bar: released volume by pressure difference of 0.3 bar
- Calculate gas released amount for 4 scenarios:
  - o rupture of vapour hose

- rupture of liquid hose
- release out of vent mast on the bunker barge
- gas vented out of closed bunker station on the receiving vessel and investigate further need for restricted areas onboard of the receiving vessel

**Failure scenario:** Release of LNG and NG from the hose end on the receiving vessel side during disconnection after bunkering due to open end on ERC coupling side

**Failure ID(s):** 2.1.1.3-3

**Rating:** 4 / 5 / 2 (Severity / Frequency / Detectability)

**Category:** High severity (No 3 of 6 high severity scenarios)

**Description:**

The bunker hose is connected via an Emergency Release Coupling (ERC) system to the receiving vessel. The hose is supported by a crane which will prevent uncontrolled drop of the hose in case of ERC activation and lifting up the bunker hose after bunkering. While lifting the hose after bunkering liquid and vapour could be released out of the hose to the receiving vessels due to the fact, that the ERC end cannot be closed.

Recommended actions identified during the HAZID are the closing of the hose end by means of an additional QC - DC coupling system and development of a disconnection procedure for the hose system after bunkering.

**Existing safeguards:** -

**Recommended actions:**

- Additional QC-DC coupling downstream of the ERC of the bunker hose necessary
- Bunkering disconnection procedures to be described: It is intended to close the open hose end with QC-DC coupling, the hose will be lifted with the hose crane to push LNG rests out of the hose into the tank off the bunker barge; afterwards the hose will be purged

**Failure scenario:** Collision of bunker barge with third vessel or receiving vessel during bunkering due to navigational or mooring failure

**Failure ID(s):** 1.3-4

**Rating:** 5 / 2 / 1 (Severity / Frequency / Detectability)

**Category:** High severity (No 4 of 6 high severity scenarios)

**Description:**

During bunkering the bunker barge and / or receiving vessel could have a collision or be struck with the other vessel or a third vessel operating in the adjacent area.

Additionally to the existing safeguard traffic analysis for the identification of a safe bunker location were recommended as a possible safety measure

**Existing safeguards:**

- Safety area for bunkering planned; traffic control to minimize risk
- Rules for allowance of bunker operation in particular areas to avoid collision

**Recommended actions:**

- To identify a safe bunker location Traffic analysis (e.g. port authority) should be carried out



**Failure scenario:** Release of NG from all components of the liquid transfer line directly linked to the stripping and loading / unloading line of the bunker barge during maintenance and repair

**Failure ID(s):** Failure ID 1.5-2

**Rating:** 5 / 3 / 1 (Severity / Frequency / Detectability)

**Category:** High severity (No 5 of 6 high severity scenarios)

**Description:**

During maintenance and repair additional risks are possible if valves directly linked to the LNG tank systems cannot be separated.

During the HAZID it was recommended, that the separation of valves from the LNG tank system for Maintenance and Repair reason should be further investigated.

**Existing safeguards:** -

**Recommended actions:**

- Design check: separation of relief valves and purging valves to be investigated; valve position control for the separation valve shall be installed

**Failure scenario:** Unauthorized entering of the bunker station of the receiving vessel during bunkering

**Failure ID(s):** 2.8-1

**Rating:** 5 / 3 / 1 (Severity / Frequency / Detectability)

**Category:** High severity (No 6 of 6 high severity scenarios)

**Description:**

Especially in case of passenger vessels to be bunkered insufficient security against an unauthorized entering of the bunker station of the receiving vessel could lead to unsafe situations for passengers, crew and the system.

During the HAZID it was recommended to develop detailed procedures to avoid unauthorized access of the bunker station.

**Existing safeguards:**

- Bunker procedures now: main deck cannot be entered during bunkering

**Recommended actions:**

- Procedures and measures to avoid people accessing the main deck during LNG bunkering must be developed

## 7.2 Failure scenarios with high frequencies

During the HAZID workshop five failure scenarios with a high frequency were identified. In the following those failure scenarios ranked with severity 2 and frequency 4 are discussed (cp. Figure 1). The failure scenario ranked with severity 4 and frequency 5 is related to the high severity scenarios discussed in chapter 7.1

**Failure scenario:** Small leakages out of the fixed filling line within the bunker station during bunkering

**Failure ID(s):** 1.1.1.1-2 / 2.1.1.1.-2

**Rating:** 2 / 4 / 2 (Severity / Frequency / Detectability)

**Category:** High frequency (No 1 and 2 of 4 high frequency scenarios)

### Description:

A detection of small leakages of LNG into the bunker station by the gas detection system and the foreseen temperature sensor is not insured. Small leakages of LNG into the drip tray will be evaporized immediately without interaction with the temperature sensor within the drip tray. Small amounts of NG will be diluted with air and makes detection by the gas detection system unlikely. The main way to detect small leakages during bunkering is a visual detection by the watchman at the bunker station.

To ensure the tightness of the bunker system a gas tightness test and related procedures were recommended during the HAZID.

### Existing safeguards:

- Watchman
- Drip tray with temperature sensor
- Natural ventilation / Forced ventilation (bunker station bunker barge / receiving vessel)

### Recommended actions:

- Gas tightness test (pressurised) before starting bunkering procedure to be developed
- Gas freeing (purging) procedures to be developed (before bunkering) - both can be done in one operation
- Bunker stop procedures and criteria (in which case bunkering to be stopped?) to be defined

**Failure scenario:** Communication problems between the receiving vessel and the bunker barge during bunkering

**Failure ID(s):** 1.1.1.5-2

**Rating:** 2 / 4 / 1 (Severity / Frequency / Detectability)

**Category:** High frequency (No 3 of 4 high frequency scenarios)

**Description:**

In case of communication problems during the bunker process the bunker crew is not informed properly about the status in the tank. Instead of stopping the bunkering process initiated by the crew the bunker process will be stopped automatically by the overfilling protection of the LNG tank.

For this scenario no further recommendation were identified as the failure will be detected by a sensor and the systems will be automatically controlled in a safe position.

**Existing safeguards:**

- Overfilling protection of LNG tanks

**Recommended actions:**

-

**Failure scenario:** Black-Out during bunkering

**Failure ID(s):** 1.7-1

**Rating:** 2 / 4 / 1 (Severity / Frequency / Detectability)

**Category:** High frequency (No 4 of 4 high frequency sceanrios)

**Description:**

In case of a black out during bunkering all safety valves go to a safe position. The emergency power system is design to start emergency power generation within 10 seconds.

For the black out scenario during bunkering no further actions were identified as the system will be automatically controlled in a safe state and the failure will be always detected.

**Existing safeguards:**

- Emergency power supply
- Safety valves (at least master gas valve, tank valve, block and bleed valve in the GVU) are designed fail-safe-close

**Recommended actions:**

-

### 7.3 Selected failure scenarios of the ALARP region

For failure scenarios located in the "As Low As Reasonable Practical" (ALARP) region (yellow marked within the criticality matrix in Figure 1) it has to be demonstrated, that all reasonable practical measures to reduce the risks are taken, especially for those, which are adjacent to the high risk (red) area of the criticality matrix. As the scenarios with high severity and frequency already are discussed in the previous chapters the five scenarios ranked with severity 3 and frequency 3 are discussed in the following.

<b>Failure scenario:</b>	<b>Damage of LNG transfer hose during bunkering</b>	
<b>Failure ID(s):</b>	1.1.1.2-3	
<b>Rating:</b>	3 / 3 / 2	(Severity / Frequency / Detectability)
<b>Category:</b>	ALARP	(No 1 of 5 selected ALARP scenarios)

**Description:**

Due to regular testing of the LNG transfer hose a rupture of the hose due to material failures is not expected. A leakage will be visual detected by icing of the hose.

Additionally to the regular testing of the hose the development of procedures for pressure and tightness testing before bunkering were recommended during the HAZID.

**Existing safeguards:**

- Hoses tested and certified according to IGC Code and type approved

**Recommended actions:**

- Procedures of pressure and tightness testing before bunkering to be developed

**Failure scenario:** Loss of ESD connection between both vessels during bunkering

**Failure ID(s):** 1.1.1.5-1

**Rating:** 3 / 3 / 1 (Severity / Frequency / Detectability)

**Category:** ALARP (No 2 of 5 selected ALARP scenarios)

**Description:**

In case of loss of the ESD connection due to mechanical damages an automatic shut down signal will be generated. All automatic shut off valves of the gas system will be closed and the supply pump on the bunker barge will be stopped.

No further actions were identified for this scenario due to the fact the loss of ESD connection will automatically lead to an ESD on the receiving vessel and the bunker barge and the failure always will be detected.

**Existing safeguards:**

- Automatic "shut down" signal
- ESD procedure

**Recommended actions:**

-

**Failure scenario:** Failure of electrical hardware for bunkering process controlling

**Failure ID(s):** 1.6-1

**Rating:** 3 / 3 / 1 (Severity / Frequency / Detectability)

**Category:** ALARP (No 3 of 5 selected ALARP scenarios)

**Description:**

In case of the loss of the automatic control system a loss of the compressed air system e.g. used for the control of pneumatic controlled valves is possible. All safety related valves will be closed automatically.

No additional safety measures were identified due to the fact that the system will be controlled in a safe state and the failure will be always detected.

**Existing safeguards:**

Safety related valves (at least master gas valve, tank valve, block and bleed valve in the GVU) will be closed

**Recommended actions:**

-



**Failure scenario:** Rupture of fixed filling line within the bunker station of the receiving vessel during bunkering

**Failure ID(s):** 2.1.1.1-1

**Rating:** 3 / 3 / 1 (Severity / Frequency / Detectability)

**Category:** ALARP (No 4 of 5 selected ALARP scenarios)

**Description:**

In case of a large leak or spill of LNG into the bunker station, LNG will drop down into the drip tray within the bunker station. The adjacent ship structure will be protected by the closed bunker station which is isolated and designed with cold resistant material (floor and wall). Additionally the ship structure will be protected by a water curtain during bunkering (depending on each vessel). The LNG spill out of the filling line will be limited by an Emergency Shut Down which will be initiated automatically after detection of the pressure drop by the present pressure indicator in the filling line. The temperature sensor of the drip tray will give an alarm. The LNG will evaporate in the drip tray. No ignition of ignitable gas clouds are expected within the bunker station due to the use of ex-proofed equipment installed within the bunker station. NG will be detected by the gas detection system within the bunker station and give an alarm. The NG will be ventilated out of the bunker station by forced ventilation to a safe location outside the vessel. Considering possible reaction and closing times the size of a possible gas cloud was estimated to 630 m<sup>3</sup> (worst case). Injuries of members of the bunker crew were excluded because watch keeping of the bunkering process will take place from a safe location outside of the closed bunker station.

During the HAZID no additional safeguards were identified. It is recommend to be aware of possible further safeguards required within the upcoming bunkering guidelines from ISO TC 67 WG 10

**Existing safeguards:**

- Pressure switch
- Automatic shut off valve
- Gas detection
- Drip tray with temperature sensor
- Floor and wall of the bunker station isolated and plated with cold resistant material
- Ex-proofed components
- 800 mm protecting distance from outer shell
- Closed bunker station with forced ventilation
- Water curtain or suitable measures according to IGF code

- Short piping to avoid peak pressure

**Recommended actions:**

- Case-sensitive investigation necessary in order to predict safety measures with respect to the LNG bunkering guideline under development by the ISO

**Failure scenario:** Unintended disconnection of hose coupling system at bunker station of the receiving vessel

**Failure ID(s):** 2.1.1.3-1

**Rating:** 3 / 3 / 3 (Severity / Frequency / Detectability)

**Category:** ALARP (No 5 of 5 selected ALARP scenarios)

**Description:**

In case of an unintended disconnection of the Emergency Release Coupling (ERC) of the bunker hose on the receiving vessel during bunkering a small amount of LNG will be released into the bunker station of the receiving vessel (estimated to less than 1 liter). The bunker hose will not drop into the water because it is secured by a cable. The bunker station is protected against cryogenic effects due to its design (See failure-ID 2.1.1.1-1 above).

During the HAZID a further investigation of a possible signal for the disconnection of the ERC was recommended. For the time being a disconnection can only be detected visually.

**Existing safeguards:**

- Forced ventilation of bunker station on receiving vessel
- Automatic shut off valves
- Drip tray

**Recommended actions:**

- Detection of release signal of ERC shall be investigated
- A check procedure of the ERC on possible mechanical damages (e.g. visual inspection after each separation) should be developed

## ***8 Recommendations***

The following recommended actions are resulting from the HAZID for the most severe failure scenarios. Further recommended actions to be performed are enlisted in Appendix 4.2 of this report:

- The possible max. amount for a unintended release of gas out of the vent mast during bunkering should be calculated for the further investigation of this scenario (Action-ID No. 6);
- For further release scenarios are to be investigated (Action-ID No. 20):
  - o Rupture of vapour hose
  - o Rupture of liquid hose
  - o Release out of vent mast of the bunker barge (see above)
  - o Gas vented out of closed bunker station on the receiving vessel
- For the identification of a safe bunker location traffic analysis should be considered (Action-ID No. 12);
- Design check: The separation of relief valves and purging valves from the tank in for maintenance and repair and a valve position control for the separation valve should be investigated (Action-ID No. 15);
- A QC-DC coupling should be installed downstream of the ERC of the bunker hose to be able to close the bunker hose end (Action-ID No. 18);
- Bunker procedure: The disconnection procedure of the hose should be described including disconnection process, lifting of hose, purging etc. (Action-ID No. 19);
- Procedures are to be developed to avoid unauthorized access to the main deck during bunkering (Action-ID No. 21).

Taking all the recommended actions into account a safe STS bunkering of LNG is possible.

A further investigation of the final design by e.g. Failure Mode and Effects Analysis (FMEA) is recommended and might be mandatory by upcoming standards.

## ***9 References***

- /1/ Maritime Safety Committee of the IMO: Resolution MSC.285(86); Interim Guidelines on Safety for Natural Gas-Fuelled Engine Installations in Ships;
- /2/ Det Norske Veritas (DNV): Rules for Classification of Ships / High Speed, Light Craft and Naval Surface Craft; Part 6, Chapter 13; Newbuildings; Special Equipment and Systems – Additional Class; Gas Fuelled Ship Installations; January 2012
- /3/ Germanischer Lloyd (GL): Rules for Classification and Construction; VI Additional Rules and Guidelines; 3 Machinery Installations; 1 Guidelines for the Use of Gas as Fuel for Ships; Edition 2010;
- /4/ Technical Committee 57 of the IEC: International Standard IEC 60812; Analysis techniques for system reliability – Procedure for failure mode and effects analysis; second edition 2006.

### ***10 Risk Assessment Team Members***

The following persons participated during the safety analysis on the 7<sup>th</sup> and 8<sup>th</sup> of May 2013 at the premises of the Meyer Werft in Papenburg, Germany:

**Table 1 – Participants**

Company	Name	Role	2013-05-07	2013-05-08
DNV	Hans Jørgen Johnsrud	Risk Engineer LNG Systems and Components	Y	Y
DNV	Henrik Eikeland	Risk Engineer LNG Systems and Components	Y	Y
FutureShip	Lars Langfeldt	Risk Engineer LNG Systems and Components	Y	Y
GL	Henning Pewe	Class Observer Lead Gas Technologies	Y	Y
GL	Pavel Golyshev	Development Engineer Risk-based Approaches	Y	Y
Linde	Dr. Thomas Tork	Gas Supplier	Y	Y
Meyer Werft	Gerhard Untiedt	Ship Design	Y	Y
Meyer Werft	Johannes Beuse	Ship Design	Y	Y

Y: attending the secession

- : NOT attending the secession

## ***Appendix 1 – Possible Risks due to the use of LNG as Fuel***

### ***A1.1 Possible additional risks to diesel fuel***

Liquefied Natural Gas (LNG) is Natural Gas (NG) that has been refrigerated into cryogenic liquid to reduce its volume for ease of storage or transport. NG is present in liquid form at atmospheric pressure by a temperature of -162 °C (111 K). If released to the atmosphere LNG can lead to embrittlement of (steel) structures due to its cryogenic behaviour. The ambient heat will lead to evaporation from LNG to NG and mixing with air. In that case ignitable gas mixtures might be created which could effect in fire in case of sources of ignition are present. If released to water LNG leads to Boiling Liquid Expanding Vapour Explosions (BLEVE) which could lead to further structural damages or injuries. The following additional hazards result from the properties of LNG, when used as a fuel:

- Cryogenic temperatures;
- Dispersion characteristic;
- Flammability characteristic;

These hazards might effect as followed on crews, the integrity of the ship and the environment

- Embrittlement / cracking of steel structures;
- Freeze burns in case of contact with skin or breathing;
- Impact on the environment if released to the atmosphere (Methane);
- Asphyxiation in enclosed spaces due to the absence of oxygen;
- Damage of systems and structures due to fire and explosion;
- Burnings due to fire or explosion;
- Injuries due to flying parts in case of explosion.

### *A1.2 Functional safety requirements*

To ensure a safe operation of gas-fuelled ships the current rule framework provides the following functional safety requirements (e.g. /1/):

- Secondary barrier principle: The release of LNG or NG should be prevented by means of e.g. the use of double walled piping or drip trays;
- Unintended accumulation of explosive, flammable or toxic gas concentration shall be prevented by means of gas detection and ventilation systems;
- Piping and instrumentation shall be designed for cryogenic use and equipped with pressure relieve devices where necessary;

Areas where explosive gas atmospheres may occur shall be classified and equipped with suitable electrical installations.

## ***Appendix 2 – Applied Risk Assessment Methodology***

### ***A2.1 Principal of the applied FMEA method***

The FMEA – Failure Mode and Effects Analysis is a systematic, semi quantitative risk analysis method for the identification of potential failures of technical systems and/or components, for the detection of failure consequences and for the classification of failures.

The overall aim of an FMEA is the detection of hidden failures and their prevention. The results of an FMEA can be used for quantitative analysis like fault tree analysis as input parameters.

The basic FMEA procedure involves the following steps:

- Define boundary conditions/assumptions for FMEA;
- Decompose system into functional blocks;
- Describe function and interfaces of each block (consider different operational modes);
- Functional narrative of component/block;
- Definition of possible failures;
- Identification of failure effects on the component and the system (local and end effect);
- Identification of failure cause;
- Criticality Analysis:
  - Consequence severity;
  - Occurrence probability of failure;
  - Probability of failure detection;
- Provide recommendations for control measures and necessary actions;



The procedure also integrates the assessment of the consequences from the identified failures. Therefore the procedure is strictly spoken a FMECA (Failure Mode Effect and Criticality Analysis).

The FMEA method is described by different technical standards. The most relevant standards are:

1. IEC Standard 60812 "Analysis Techniques for System Reliability – Procedure for Failure Mode and Effects Analysis", second edition 2006;
2. DIN 25448 "Ausfalleffektanalyse";
3. US Military Standard MIL-STD-1629A "Procedures for Performing a Failure Mode and Effect Analysis", (first description of FMEA method);
4. British Standard BS 5760;
5. MoD Defence Standard 00-41 (focus on military equipment).

The FMEA which was accomplished in this document was orientated on the IEC Standard 60812. As defined in this standard, the single failure criterion is used. This means, that while considering one failure in a component, it is assumed that all other components work properly. Generally hidden failures are not considered. Hidden failures which may be caused by non-identifiable malfunctions of a component are kept in consideration as far as possible. The used definitions are shown in Table 2.

**Table 2 – FMEA definitions**

Term	Definition
Item	Delimited part of the investigated system.
Failure	Definition of the deviations of the component behaviour from its normality, including the description of the nature of the deviation.
Causes	Definition of the triggering cause of the failure. For this the single failure presumption is used. However hidden failures are considered if they are not detectable and therefore can occur together with a single failure at any time.
Effect	Definition of the consequence of a failure on the component, the system and the function of the system.
Control	Definition of the detection options for a failure.
Action	Descriptions of the essential measures for the prevention of a failure, including changes of the component and the system.
Occurrence	Qualitative assessment of the occurrence, severity and detection probability. The assessment carried out under the rating scales showed in Appendix A2.2.
Severity	
Detection	
Comment	Annotation to proposed changes of the system, to operation and to boundary conditions.

In Appendix A2.2 the scales of the rating for occurrence, severity and detection are displayed.

For this investigation a Functional FMEA was carried out. This is an approach where sub-assemblies are treated as “black boxes” providing required functions in the system. In this approach the analyst considers the effect of loss of inputs and internal failures of each “black box” on the required function of the system.

The assessment of occurrence, severity and detection was carried out, first investigation the system as designed and in a second revised step taking the given recommendations under consideration.

## A2.2 Risk rating criteria

For the failure scenarios ranking of severity, occurrence and detection were done. Five categories have been defined for occurrences, for severity and for detection. The used definitions are given in the following:

### Severity Rating Scale

#	Description	Criteria 1
1	no effect	the failure does not affect normal operation of the system
2	minor effect	no breakdown and disturbed operation of the system with the possibility of further operation
3	moderate effect	damage and/or breakdown of the system, repair required, no damage of other system components
4	major effect	injured people and/or major damage/loss of the system/other systems
5	hazardous effect	fatalities and/or loss of the system as well as damage/loss of other systems

### Occurrence Rating Scale

#	Description	Criteria
1	at no time	not possible: if a disturbance can not occur because of physical reasons
2	very rare	technical excluded: if a disturbance can only occur as with appearance of a minimum of two failures. (characteristic experience: once in 100 years of operation)
3	Rare	not probable: under the assumption that the disturbance will not occur in the lifetime of the component. (characteristic experience: once in 10 to 100 years of operation)
4	Sometimes	low probability: under the assumption that the disturbance will occur during the lifetime of the component. (characteristic experience: once in 1 to 10 years of operation)
5	Frequently	probable: under the assumption that the disturbance will occur once or several times during one year of operation. (characteristic experience: more than once in 1 year of operation)

### Detection Rating Scale

#	Description	Criteria 1
1	Ever	the disturbance will cause an alert or will initiate a shut off
2	Often	the disturbance is detectable according to deviation of process parameter (e.g. increase of temperature)
3	Unlikely	the disturbance is detectable in principle. but currently there is no possibility to detect the disturbance (e.g. corresponding sensor not present)
4	very unlikely	it is possible to detect the disturbance physically. but it will not be assumed that the disturbance will be detected (e.g. accumulation of gas)
5	Never	physically not possible to detect the disturbance

### A2.3 Evaluation Criteria

Fundamental for the assessment of the different failure modes in the FMEA are the expected consequences as well as the probability of their occurrence.

For the assessment of the FMEA results a ranking of the detected failures is determined. For this several different evaluating procedures are available. Here, the assessment by means of a criticality matrix, as mentioned in the IEC 60812 is used. An example of a criticality matrix is shown in Figure 2. In this matrix the detected failures are shown in dependency to the severity and the probability of occurrence. In the matrix acceptable and unacceptable regions can be defined. It should be noted that there is no universal definition of criticality. The criticality needs to be defined by the analyst. The definitions differ widely between different branches.

		Probability of Occurrence				
		1	2	3	4	5
Severity	1	Low Risk				
	2				Failure mode 2	
	3					
	4		Failure mode 1			
	5					High Risk

Figure 2 – Criticality matrix

In Figure 2 it is implied that the severity increases with the ascending order of numbers, where number 5 has the highest severity (fatalities and/or loss of system/other systems). It is also implied that likelihood of occurrence, on the Y-axis is also represented in ascending order. As an example two failure cases are shown in Figure 2 with their specific matching of severity and occurrence (Failure mode 1 and 2) to illustrate the use of the matrix.

The high risk region (red) is the intolerable region. Failures in this region cannot be justified on any reasons. Failures in the “As Low As Reasonable Practical” (ALARP) region (yellow) the risk is only tolerable if risk reduction measures are impractical or if the costs are grossly disproportionate to the benefits gained. It has to be demonstrated, that all reasonable practical measures have been taken. Failures in the low risk area (green) have a negligible risk. It is no need for detailed work to demonstrate ALARP.

## ***Appendix 3 – System Description of the STS bunkering systems***

### ***A3.1 System design***

The system description is included in the "BUNGAS Bunkering Connection" description; Date 2013-03 from the Meyer Werft and the "BUNGAS LNG-Barge P&ID Description"; Date 2013-05 from the Meyer Werft all attached to this report.

### ***A3.2 Definition of sub systems and HAZID structure***

The LNG bunker system was decomposed in the following sub systems for both vessels in the same way to deal as structure for the risk assessment:

1. Bunker operation
  - 1.1. Bunkering interface
  - 1.2. Unintended release of gas
  - 1.3. Emergency release system activated
  - 1.4. Lack of training
  - 1.5. Unclear responsibility
  - 1.6. Regulation gap
  - 1.7. Crew member falling over board
2. Mooring
3. External influences
4. Pressure release during loading and unloading
5. Maintenance and repair
6. Failure of electrical hardware for bunkering process controlling
7. Black out
8. Unauthorized access to restricted areas

### *A3.3 Operational modes*

In general for a safety analysis different operation conditions should be examined, to identify possible system weaknesses. For this analysis the bunkering process was focused on. During the HAZID of the draft design start-up and shut-down procedure have not been addressed into detail. Some aspects for Maintenance & Repair have been considered. A detailed analysis of further operational modes should be done during a FMEA of the final design.

Therefore the following operational condition has been considered during the HAZID:

1. Bunkering operation

## *Appendix 4 – Documentation of HAZID results*

### *A4.1 HAZID result tables*

**Hazard Identification (HAZID)**  
**BUNGAS - LNG STS Bunkering System**  
**- Bunker Barge -**



Item No.	Item Function	Failure/ Scenario	Effect	Severity	Failure ID	Cause	Frequency	Existing safeguards	Det	Recommended Actions
1.	<b>Bunker barge</b>									
1.1	<b>Bunker Operation</b>									
1.1.1	<b>Bunkering Interface</b>									
1.1.1.1	<b>Filling Line (fixed piping)</b>									
	LNG transport from bunker barge to receiving vessel	Rupture of filling line (impact damage)	Large leak or spill of LNG into the bunker station, LNG drops down into the drip tray; no ignition of evaporating NG expected due to exproved equipment installed within the bunker station; spill will be limited by ESD automatically executed after detection of pressure drop by pressure indicator, gas detection and alarm; temperature alarm initiated by temperature sensor within drip tray; natural ventilation of the bunker station due to open station concept; pressure sensor will react and activate ESD; ship structure will be protected by water curtain; 630 m3 gas cloud possible (worst case); no person of the bunker barge directly involved, watchkeeping only from safe location	3	1.1.1.1-1	Rupture of the pipe; mechanical damage (collision); no further mechanical damages expected due to closed bunker station	2	Pressure switch Automatic Shut off valve Gas detection Drip tray with temperature sensor Exproved components 800 mm protecting distance from outer shell Shielding of bunker station (protection against mech damages) Water curtain Short piping -> no peak pressure	1	Case-sensitive investigation necessary in order to predict safety measure with respect to the LNG bunkering guideline under development by the ISO
		Small leakage of filling line (fixed)	Small leak or spill of LNG into the bunker station, small liquid drops will drop down into the drip tray; evaporating gas will be natural ventilated; no ignition expected due to exproved equipment installed within the bunker station; small leakage will be detected by the watchman (icing of valve); detecting of small LNG leakages by temperature sensor within drip tray not guaranteed; stop of bunker procedure by watchman possible	2	1.1.1.1-2	Leaking flanges, damaged sealing	4	Watchman is the main way to detect small leakages (openings with size of door for easily detection) and to stop the bunker procedure Drip tray with temperature sensor Natural ventilation	2	(1) gas tightness test (pressurised) before starting bunkering procedure to be developed; (2) gas freeing (purging) procedures to be developed (before bunkering) - both can be done in one operation (3) Bunkerstop procedures and criteria (in which case bunkering to be stopped?) to be defined



**Hazard Identification (HAZID)**  
**BUNGAS - LNG STS Bunkering System**  
**- Bunker Barge -**



Item No.	Item Function	Failure/ Scenario	Effect	Severity	Failure ID	Cause	Frequency	Existing safeguards	Det	Recommended Actions
<b>1.1.1.2 Filling Line (flexible single walled hose)</b>										
	LNG transport from bunker barge to receiving vessel	Rupture of filling line (impact damage)	External forces acting on the hose leading to an activation of the ERC, hose will be disconnected from the receiving vessel, both ends of ERC will be closed immediately, automatic shut down valve will be closed by ESD, spill cannot be excluded (small spill) due to surface impact damage of the hose	3	1.1.1.2-1	Mechanical damage due to falling objects	2	Pressure switch Automatic Shut off valve In addition, see existing code (other measures for hose): similar to cargo hoses in gas carriers Emergency Release Coupling (ERC) No allowance for cargo operation in the bunker area	1	Comment: Falling objects only expected in case of cargo vessels to be bunkered
			See above, spill can be excluded (no direct acting forces)	2	1.1.1.2-2	Excessive forces, stresses due to mooring failure	3	See above	1	Mooring procedures must be developed and described including quick disconnection procedures (in case of fire on board)
			No rupture expected due to regular testing procedures, only small leakages (leak before rupture), leakage will be detected due to icing of the hose, Droplets of LNG dropping into the water	3	1.1.1.2-3	Material failure due to production failures and testing lack	3	Hoses tested and certified according to IGC code and type approved	2	Procedures for Pressure and tightness testing before bunkering to be developed
<b>1.1.1.3 Bunker Connection - Couplings - see Receiving vessel item 2.1.1.3</b>										
<b>1.1.1.4 Vapour Return Line</b>										
	NG transport from receiving vessel back to bunker barge	Rupture of Vapour Return Line (rupture of hose)	Same as rupture of filling line, due to "Only" gas release (no LNG) no cryogenic effects; consequences will be smaller than by LNG leakages;							
<b>1.1.1.5 Communication Interface</b>										
	Interlinked ESD system (including ESD, pump signal)	Loss of ESD connection	Signal will be automatically switched to "shut down", closing of automatic shut off valves, LNG supply pump on bunker barge will be stopped	3	1.1.1.5-1	Mechanical damage, high stresses, material failure	3	Automatic "shut down" signal ESD procedure	1	

**Hazard Identification (HAZID)**  
**BUNGAS - LNG STS Bunkering System**  
**- Bunker Barge -**



Item No.	Item Function	Failure/ Scenario	Effect	Severity	Failure ID	Cause	Frequency	Existing safeguards	Det	Recommended Actions
	Crew communication	Communication problems between vessels	Bunker crew is not informed properly about status in tank, overfilling protection will close valves automatically	2	1.1.1.5-2	Loss of radio communication	4	Overfilling protection of LNG tanks	1	
	Equipotential bonding	Loss of equipotential bonding	Not critical for bunkering process		1.1.1.5-3					State-of-the-art of equipotential bonding concepts to be checked (from last time no any message from manufacturer)
<b>1.1.2</b>	<b>Unintended release of gas</b>									
	scenarios for unintended release of gas during bunkering	Internal leakage of releave valves within the liquid transfer line	Relief valves are connected to the gase phase of the tank; no effect: LNG will be bypassed back to the tank without disturbance of the bunkering operation; no pressure drop, damage of valves will be detected visually due to icing of bypass line; no release to the atmosphere (no environmental impact)	2	1.1.2-1	Broken spring	2	Regular inspection of safety valves due to IGC code requirements	2	
		Release of NG out of ventilation mast during bunkering	Gas cloud may be moved (e.g. by wind) to receiving vessel (e.g. passenger vessel - consider high board height); the worst case - bunker barge is empty -> high pressure -> big gas cloud	5	1.1.2-2	Overpressure during bunkering, no vapour return possible	2		1	Maximum possible amount for a unintended release of gas out of the vent mast to be calculated (nearly empty tank by 4.5 bar pressure); which amount can be released until operational pressure will be reduced to 4.2 bar: released volume by pressure difference of 0.3 bar
<b>1.1.3</b>	<b>Emergency Release System activated - see 1.1.1.2 (already discussed)</b>									
		Emergency Release System activated see item 1.1.1.2								
<b>1.1.4</b>	<b>Lack of Training</b>									
	Initial and regulary training items for LNG bunker crews	Several: Failures during bunkering due to untrained crews	several		1.1.4-1					Requirements from the IGC/ IGF code to be followed. Requirements for inland vessels are still under development

**Hazard Identification (HAZID)**  
**BUNGAS - LNG STS Bunkering System**  
**- Bunker Barge -**



Item No.	Item Function	Failure/ Scenario	Effect	Severity	Failure ID	Cause	Frequency	Existing safeguards	Det	Recommended Actions
<b>1.1.5 Unclear Responsibilities</b>										
	Responsibilities of crew members during Ship to Ship transfer of LNG as fuel	Several: Failures during bunkering due to unclear responsibilities of crew members	several		1.1.5-1					Communication equipment to be checked before (should be part of the bunker check list). Functional requirements from IGF code and ISO guideline to be followed
<b>1.1.6 Regulation Gaps</b>										
	Missing procedures, wrong design standards etc.	Several	several		1.1.6-1					To be cleared during discussion; ISO guideline still under development; regulation gaps are listed in the gap matrix of the EMSA study
<b>1.1.7 Crew member falling over board</b>										
	Crew member falling over board during crew transfer during / before bunkering	Crew member falling over board - similar to bunkering of liquid fuel, no additional risk								
<b>1.2 Mooring - see 1.1.1.2, already discussed</b>										
		Rupture or Loss of one mooring line								
<b>1.3 External Influences</b>										
	Fire	Fire on board of the bunker barge (e.g. fire in engine room, bunker station or elsewhere)	Fire fighting equipment installed regarding IGC code (or by SOLAS) or similar for inland vessels; fire alarm will lead to ESD and stop the bunkering procedure	3	1.3-1	Fire caused by fuel leakages/ sources of ignition	2	Stop process and separate vessels Powder extinguishing system on bunker station Type C-tank designed for fire load Tank safety valves All liquid lines provided with relieve valves to avoid overpressure due to evaporation	1	Ship Leaving procedures in case of fire onboard of the other vessel to be developed (as part of emergency response plan)
		Fire on board of the receiving vessel	Fire alarm on the receiving vessel will also lead to an automatic ESD on bunker barge, separation of vessels (loosing of mooring lines, leaving of bunker barge)	3	1.3-2	Fire caused by fuel leakages/ sources of ignition	2	ESD signal from receiving vessel via interlinked ESD Powder extinguishing system on bunker station Bunker barge leaves receiving vessel	1	Ship Leaving procedures in case of fire onboard of the other vessel to be developed (as part of emergency response plan)

**Hazard Identification (HAZID)**  
**BUNGAS - LNG STS Bunkering System**  
**- Bunker Barge -**



Item No.	Item Function	Failure/ Scenario	Effect	Severity	Failure ID	Cause	Frequency	Existing safeguards	Det	Recommended Actions
	Bad weather conditions	Relative Movements between the vessels/ high relative movements between vessels	Effects already discussed above		1.3-3	Waves, storm, fog		Bunkering mostly in port and terminal areas Rules for allowance of bunker operation		Appropriate weather conditions for bunkering to be defined
	Collision	Collision of bunker barge from third vessel or receiving vessel	Collision with bunker barge, damage of ship structure and storage tanks, activation of ERC, fire possible	5	1.3-4		2	Safety area for bunkering planned; traffic control to minimize risk Rules for allowance of bunker operation in particular areas to avoid collision	1	To identify a safe bunker location Traffic analysis (e.g. port authority) should be carried out
	(Lightning)	Electrical shock	Failure of control system, damage of automation equipment	3	1.3-5		2	The same preventions as on "normal" vessels; safety related valves (at least master gas valve, tank valve, block and bleed valve in the GVU) will be closed	1	Bunkering procedure: bunkering shall be interrupted by upcoming thunder storm
<b>1.4</b>	<b>Pressure release during loading and unloading - see 1.1.2, already discussed</b>									
		Unintended pressure release								
<b>1.5</b>	<b>Maintenance and Repair</b>									
		Unintended release out of vapour return line	Release of NG during maintenance and repair only possible due to human error (no purging before maintenance), purging of vapour line to the boiler, safe maintenance for all installed components within the vapour line possible	1	1.5-1	human error: no purging before bunkering		Purged with NG Portable gas measure equipment		Maintenance-purging procedures to be described (for specific maintenance works: maintenance on only gas-free vessel, e.g. hot work is not allowed or with a lot of safety measures); separation valves for components regularly checked and/ or maintained; add a change-over valve: for tank or vent mast
		Unintended release out of liquid line	Release of NG during maintenance and repair of all components of the liquid transfer line directly linked to the stripping and loading-unloading line, ignition possible due to sparks created by tools, fire, several fatalities possible	5	1.5-2	No separation of the components for maintenance purposes possible	3		1	Design check: separation of relief valves and purging valves to be investigated; valve position control for the separation valve shall be installed

**Hazard Identification (HAZID)**  
**BUNGAS - LNG STS Bunkering System**  
**- Bunker Barge -**



Item No.	Item Function	Failure/ Scenario	Effect	Severity	Failure ID	Cause	Frequency	Existing safeguards	Det	Recommended Actions
		Intended external release	During purging no NG will be released to the atmosphere, no environmental impact	1	1.5-3	Purging before maintenance	1	Due to the current rule frame work (IGF code, ISO guideline) no release of NG to the atmosphere during normal operation allowed	1	
<b>1.6</b>	<b>Failure of electrical hardware for bunkering process controlling</b>									
		Failure in control hardware	Failure of control system, damage of automation equipment; loss of compressed air system possible, automatically closing of safety related valves (fail safe close)	3	1.6-1	Software, Overvoltage, Undervoltage etc.	3	Safety related valves (at least master gas valve, tank valve, block and bleed valve in the GVU) will be closed	1	
<b>1.7</b>	<b>Black-Out</b>									
		Failure of energy supply	Loss of propulsion, no power, auxilliary engine stops, everything stops, valves are closed, all safety related valves go to safe position, if energy supply again available bunkering system will be restarted (emergency power restart in 10 seconds)	2	1.7-1	Various reasons	4	Emergency power supply	1	
<b>1.8</b>	<b>Unauthorised access to restricted areas</b>									
		sabotage; injury of untrained people	Somebody entering bunker station; in general more focus on this topic for the receiving vessel							

**Hazard Identification (HAZID)**  
**BUNGAS - LNG STS Bunkering System**  
**- Receiving vessel -**



Item No.	Item Function	Failure/ Scenario	Effect	Severity	Failure ID	Cause	Frequency	Existing safeguards	Det	Recommended Actions
2.	<b>Receiving Vessel</b>									
2.1	<b>Bunker Operation</b>									
2.1.1	<b>Bunkering Interface</b>									
2.1.1.1	<b>Filling Line (fixed piping)</b>									
	LNG transport from bunker barge to receiving vessel	Rupture of filling line (impact damage)	Large leak or spill of LNG into the bunker station, LNG will drop down into the drip tray; no ignition of evaporating NG expected due to exproved equipment installed within the bunker station; spill will be limited by ESD automatically executed after detection of pressure drop by pressure indicator, gas detection and alarm; temperature alarm initiated by temperature sensor within drip tray; forced ventilation out of the bunker station; pressure sensor will react and activate ESD; ship structure will be protected by water curtain (it depends on each vessel); 630 m3 gas cloud possible (worst case); no person directly involved (closed bunker station), watchkeeping only from safe location; floor and wall isolated and plated with cold resistant material	3	2.1.1.1-1	Rupture of the pipe; mechanical damage (collision); no further mechanical damages expected due to closed bunker station	3	Pressure switch Automatic Shut off valve Gas detection Drip tray with temperature Floor and wall isolated and plated with cold resistant material Exproved components 800 mm protecting distance from outer shell Closed bunker station with forced ventilation Water curtain or suitable measures according to IGF code Short piping -> no peak pressure	1	Case-sensitive investigation necessary in order to predict safety measure with respect to the LNG bunkering guideline under development by the ISO
		Small leakage of filling line (fixed)	Small leak or spill of LNG into the bunker station, small liquid drops will drop down into the drip tray; evaporating gas will be natural ventilated; no ignition expected due to exproved equipment installed within the bunker station; small leakage will be detected by the watchman (icing of valve); detecting of small LNG leakages by temperature sensor within drip tray not guaranteed; detection of small amount of NG by gas dection system unlikely due to forced ventilation; stop of bunker procedure by watchman possible	2	2.1.1.1-2	Leaking flanges, damaged sealing	4	Watchman is the main way to detect small leakages (openings with size of door for easily detection) and to stop the bunker procedure Drip tray with temperature switch Forced ventilation	2	(1) gas tightness test (pressurised) before starting bunkering procedure to be developed; (2) gas freeing (purging) procedures to be developed (before bunkering) - both can be done in one operation (3) Bunkerstop procedures and criteria (in which case bunkering to be stopped?) to be defined

**Hazard Identification (HAZID)  
BUNGAS - LNG STS Bunkering System  
- Receiving vessel -**



Item No.	Item Function	Failure/ Scenario	Effect	Severity	Failure ID	Cause	Frequency	Existing safeguards	Det	Recommended Actions
2.1.1.2	Filling Line (flexible single walled hose) - same as bunker barge item 1.1.1.2									
2.1.1.3	Bunker Connection - Couplings									
	Connection of transfer chain	Loss of connection: unintended disconnection only at bunker station possible	Spill of very small amount (dry break coupling, less than 1 litre) of LNG inside of bunker station of the receiving vessel, automatically activation of ESD due to pressure drop, activation of automatic shut off valves, spill will be collected by drip tray, gas clouds will be ventilated by forced ventilation in buker station in receiving vessel; ERC will not drop into the water due to securing cabel	3	2.1.1.3-1	Unintended release in ERC; human error;	3	Forced ventilation of bunker station on receiving vessel	3	Detection of release signal of ERC shall be investigated
								Automatic shut off valves	A Check procedures of the ERC on possible mechanical damages (e.g. visual inspection after each separation) should be developed	
								Drip tray		
			see above	1	2.1.1.3-2	Disconnection caused by securing cable of ERC: not expected ERC cable will lead first to safe disconnection	2		1	
		Small leakage of connection	The same as "small leakage in fixed piping system"			Damaged sealing				
		Release of LNG and NG during disconnection after bunkering	Release of LNG and NG during disconnection after bunkering from the hose end positioned on the receiving vessel side; small damages of ship structure during lifting up the hose by the hose crane possible (embrittlement)	4	2.1.1.3-3	Rests of LNG and NG in the hose (open end of ERC coupling)	5	No any	2	Additional QC-DC coupling downstream of the ERC of the bunker hose necessary
										Bunkering disconnection procedures to be described: it is intended to close the open hose end with QC-DC coupling, the hose will be lifted with the hose crane to push LNG rests out of the hose into the tank off the bunker barge; afterwards the hose will be purged

**Hazard Identification (HAZID)**  
**BUNGAS - LNG STS Bunkering System**  
**- Receiving vessel -**



Item No.	Item Function	Failure/ Scenario	Effect	Severity	Failure ID	Cause	Frequency	Existing safeguards	Det	Recommended Actions
<b>2.1.1.4 Vapour Return Line</b>										
	NG transport from receiving vessel back to bunker barge	Rupture of Vapour Return Line (rupture of hose)	Same as rupture of filling line, due to "Only" gas release (no LNG) no kryogenic effects; consequences will be smaller than by LNG leakages;							
<b>2.1.1.5 Communication Interface - same as Bunker barge item 1.1.1.5</b>										
<b>2.1.2 Unintended release of gas</b>										
	scenarios for unintended release of gas during bunkering	Internal leakage of relief valves within the liquid transfer line	Relief valves are connected to the gas phase of the tank; no effect: LNG will be bypassed back to the tank without disturbance of the bunkering operation; no pressure drop, damage of valves will be detected visually due to icing of bypass line; no release to the atmosphere (no environmental impact)	2	2.1.2-1	Broken spring	2	Regular inspection of safety valves due to IGC code requirements	2	
		Release of NG out of ventilation mast during bunkering	Gas cloud may be moved (e.g. by wind) to receiving vessel (e.g. passenger vessel - consider high board height); the worst case - bunker barge is empty -> high pressure -> big gas cloud	5	2.1.2-2	Overpressure during bunkering, no vapour return possible	2		1	<p>Maximum possible amount for a unintended release of gas out of the vent mast to be calculated (nearly empty tank by 4.5 bar pressure); which amount can be released until operational pressure will be reduced to 4.2 bar: released volume by pressure difference of 0.3 bar</p> <p>Calculate gas released amount for 4 scenarios:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) rupture of vapour hose</li> <li>2) rupture of liquid hose</li> <li>3) release out of vent mast on the bunker barge</li> <li>4) gas vented out of closed bunker station on the receiving vessel</li> </ol> <p>and investigate further need for restricted areas onboard of the receiving vessel</p>



**Hazard Identification (HAZID)**  
**BUNGAS - LNG STS Bunkering System**  
**- Receiving vessel -**



Item No.	Item Function	Failure/ Scenario	Effect	Severity	Failure ID	Cause	Frequency	Existing safeguards	Det	Recommended Actions
2.1.3	Emergency Release System activated - same as bunker barge item 1.1.3									
2.1.4	Lack of Training - same as bunker barge item 1.1.4									
2.1.5	Unclear Responsibilities - same as bunker barge itme 1.1.5									
2.1.6	Regulation Gaps - same as bunker barge item 1.1.6									
2.1.7	Crew member falling over board - same as bunker barge item 1.1.7									
2.2	Mooring - same as bunker barge item 1.2									
2.3	External influences - same as bunker barge item 1.3									
2.4	Pressure release during loading and unloading - same as bunker barge item 1.4									
2.5	Maintenance and Repair - same as bunker barge item 1.5									
2.6	Failure of electrical hardware for bunkering process conrolling - same as bunker barge item 1.6									
2.7	Black-Out - same as bunker barge item 1.7									
2.8	Unauthorised access to restricted areas									
		sabotage; injury of untrained people	Somebody entering unauthorized the bunker station	5	2.8-1	Various reasons, e.g. balconies or passengers	3	Bunker procedures now: main deck cannot be entered during bunkering	1	Procedures and measures to avoid people accessing the main deck during LNG bunkering must be developed

#### *A4.2 List of actions (recommended safeguards)*

**Hazard Identification (HAZID)**  
**BUNGAS - LNG STS Bunkering System**  
**- Action List -**



Action ID	Recommended Action	Item	Function	Failure /Scenario	Failure ID	Cause
1	Case-sensitive investigation necessary in order to predict safety measure with respect to the LNG bunkering guideline under development by the ISO	1.1.1.1 Filling Line (fixed piping)	LNG transport from bunker barge to receiving vessel	Rupture of filling line (impact damage)	1.1.1.1-1	Rupture of the pipe; mechanical damage (collision); no further mechanical damages expected due to closed bunker station
		2.1.1.1 Filling Line (fixed piping)	LNG transport from bunker barge to receiving vessel	Rupture of filling line (impact damage)	2.1.1.1-1	Rupture of the pipe; mechanical damage (collision); no further mechanical damages expected due to closed bunker station
2	(1) gas tightness test (pressurised) before starting bunkering procedure to be developed; (2) gas freeing (purging) procedures to be developed (before bunkering) - both can be done in one operation (3) Bunkerstop procedures and criteria (in which case bunkering to be stopped?) to be defined	1.1.1.1 Filling Line (fixed piping)	LNG transport from bunker barge to receiving vessel	Small leakage of filling line (fixed)	1.1.1.1-2	Leaking flanges, damaged sealing
		2.1.1.1 Filling Line (fixed piping)	LNG transport from bunker barge to receiving vessel	Small leakage of filling line (fixed)	2.1.1.1-2	Leaking flanges, damaged sealing
3	Mooring procedures must be developed and described including quick disconnection procedures (in case of fire on board)	1.1.1.2 Filling Line (flexible single walled hose)	LNG transport from bunker barge to receiving vessel	Rupture of filling line (impact damage)	1.1.1.2-2	Excessive forces, stresses due to mooring failure
4	Procedures for pressure and tightness testing before bunkering to be developed	1.1.1.2 Filling Line (flexible single walled hose)	LNG transport from bunker barge to receiving vessel	Rupture of filling line (impact damage)	1.1.1.2-3	Material failure due to production failures and testing lack
5	State-of-the-art of equipotential bonding concepts to be checked (from last time no any message from manufacturer)	1.1.1.5 Communication Interface	Equipotential bonding	Loss of equipotential bonding	1.1.1.5-3	
6	Maximum possible amount for a unintended release of gas out of the vent mast to be calculated (nearly empty tank by 4.5 bar pressure): which amount can be released until operational pressure will be reduced to 4.2 bar: released volume by pressure difference of 0.3 bar	1.1.2 Unintended release of gas	scenarios for unintended release of gas during bunkering	Release of NG out of ventilation mast during bunkering	1.1.2-2	Overpressure during bunkering, no vapour return possible

**Hazard Identification (HAZID)**  
**BUNGAS - LNG STS Bunkering System**  
**- Action List -**



Action ID	Recommended Action	Item	Function	Failure /Scenario	Failure ID	Cause	
		2.1.2	Unintended release of gas	Scenarios for unintended release of gas during bunkering	Release of NG out of ventilation mast during bunkering	2.1.2-2	Overpressure during bunkering, no vapour return possible
7	Requirements from the IGC/ IGF code to be followed. Requirements for inland vessels are still under development	1.1.4	Lack of Training	Initial and regular training items for LNG bunker crews	Several: Failures during bunkering due to untrained crews	1.1.4-1	
8	Communication equipment to be checked before (should be part of the bunker check list). Functional requirements from IGF code and ISO guideline to be followed	1.1.5	Unclear Responsibilities	Responsibilities of crew members during Ship to Ship transfer of LNG as fuel	Several: Failures during bunkering due to unclear responsibilities of crew members	1.1.5-1	
9	To be cleared during discussion; ISO guideline still under development; regulation gaps are listed in the gap matrix of the EMSA study	1.1.6	Regulation Gaps	Missing procedures, wrong design standards etc.	Several	1.1.6-1	
10	Ship leaving procedures in case of fire onboard of the other vessel to be developed (as part of emergency response plan)	1.3	External Influences	Fire	Fire on board of the bunker barge (e.g. fire in engine room, bunker station or elsewhere)	1.3-1	Fire caused by fuel leakages/ sources of ignition
					Fire on board of the receiving vessel	1.3-2	Fire caused by fuel leakages/ sources of ignition
11	Appropriate weather conditions for bunkering to be defined	1.3	External Influences	Bad weather conditions	Relative Movements between the vessels / high relative movements between vessels	1.3-3	Waves, storm, fog
12	To identify a safe bunker location Traffic analysis (e.g. port authority) should be carried out	1.3	External Influences	Collision	Collision of bunker barge from third vessel or receiving vessel	1.3-4	
13	Bunkering procedure: bunkering shall be interrupted by upcoming thunder storm	1.3	External Influences	(Lightning)	Electrical shock	1.3-5	
14	Maintenance-purging procedures to be described (for specific maintenance works: maintenance on only gas-free vessel, e.g. hot work is not allowed or with a lot of safety measures); separation valves for components regularly checked and / or maintained; add a change-over valve: for tank or vent mast	1.5	Maintenance and Repair		Unintended release out of vapour return line	1.5-1	human error: no purging before bunkering

**Hazard Identification (HAZID)**  
**BUNGAS - LNG STS Bunkering System**  
**- Action List -**



Action ID	Recommended Action	Item	Function	Failure /Scenario	Failure ID	Cause	
15	Design check: separation of relief valves and purging valves to be investigated; valve position control for the separation valve shall be installed	1.5 Maintenance and Repair			Unintended release out of liquid line	1.5-2	No separation of the components for maintenance purposes possible
16	Detection of release signal of ERC shall be investigated	2.1.1.3 Bunker Connection - Couplings	Connection of transfer chain	Loss of connection: unintended disconnection only at bunker station possible	2.1.1.3-1	Unintended release in ERC; human error;	
17	A Check procedures of the ERC on possible mechanical damages (e.g. visual inspection after each separation) should be developed	2.1.1.3 Bunker Connection - Couplings	Connection of transfer chain	Loss of connection: unintended disconnection only at bunker station possible	2.1.1.3-1	Unintended release in ERC; human error;	
18	Additional QC-DC coupling downstream of the ERC of the bunker hose necessary	2.1.1.3 Bunker Connection - Couplings	Connection of transfer chain	Release of LNG and NG during disconnection after bunkering	2.1.1.3-3	Rests of LNG and NG in the hose (open end of ERC coupling)	
19	Bunkering disconnection procedures to be described: it is intended to close the open hose end with QC-DC coupling, the hose will be lifted with the hose crane to push LNG rests out of the hose into the tank off the bunker barge; afterwards the hose will be purged	2.1.1.3 Bunker Connection - Couplings	Connection of transfer chain	Release of LNG and NG during disconnection after bunkering	2.1.1.3-3	Rests of LNG and NG in the hose (open end of ERC coupling)	
20	Calculate gas released amount for 4 scenarios: 1) rupture of vapour hose 2) rupture of liquid hose 3) release out of vent mast on the bunker barge 4) gas vented out of closed bunker station on the receiving vessel  and investigate further need for restricted areas onboard of the receiving vessel	2.1.2 Unintended release of gas	scenarios for unintended release of gas during bunkering	Release of NG out of ventilation mast during bunkering	2.1.2-2	Overpressure during bunkering, no vapour return possible	
21	Procedures and measures to avoid people accessing the main deck during LNG bunkering must be developed	2.8 Unauthorised access to restricted areas		sabotage; injury of untrained people	2.8-1	Various reasons, e.g. balconies or passengers	

### ***Appendix 5 – Used Documentation***

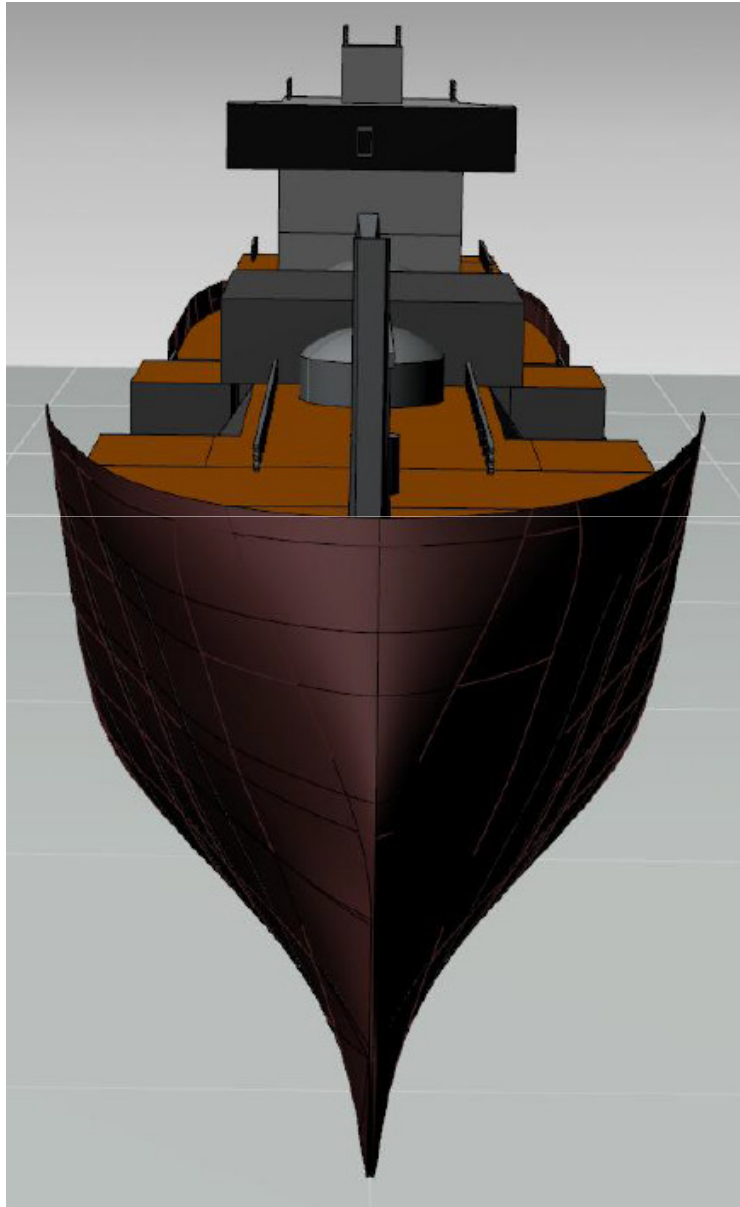
1. Germanischer Lloyd: Hazard Identification Study (HAZID) – Basic Risks during Ship to Ship transfer of LNG as fuel for ships; Report No. CL-T-SM 2012.001; Version 1.0/2012-04-12; (not attached to this report);
2. Meyer Werft: P&ID overall system LNG Barge with LNG transfer and receiving vessels bunkering station; 2013-05;
3. Meyer Werft: BUNGAS LNG-Barge; P&ID Description; 2013-05;
4. Meyer Werft: BUNGAS; Bunkering Connection; 2013-03;
5. Meyer Werft: BUNGAS; Bunker-Barge and closed Bunker-Station; 2013-05-07.



# BUNGAS

**Bunker-Barge and closed Bunker-Station  
Stand 07.05.2013**

## Barge Data

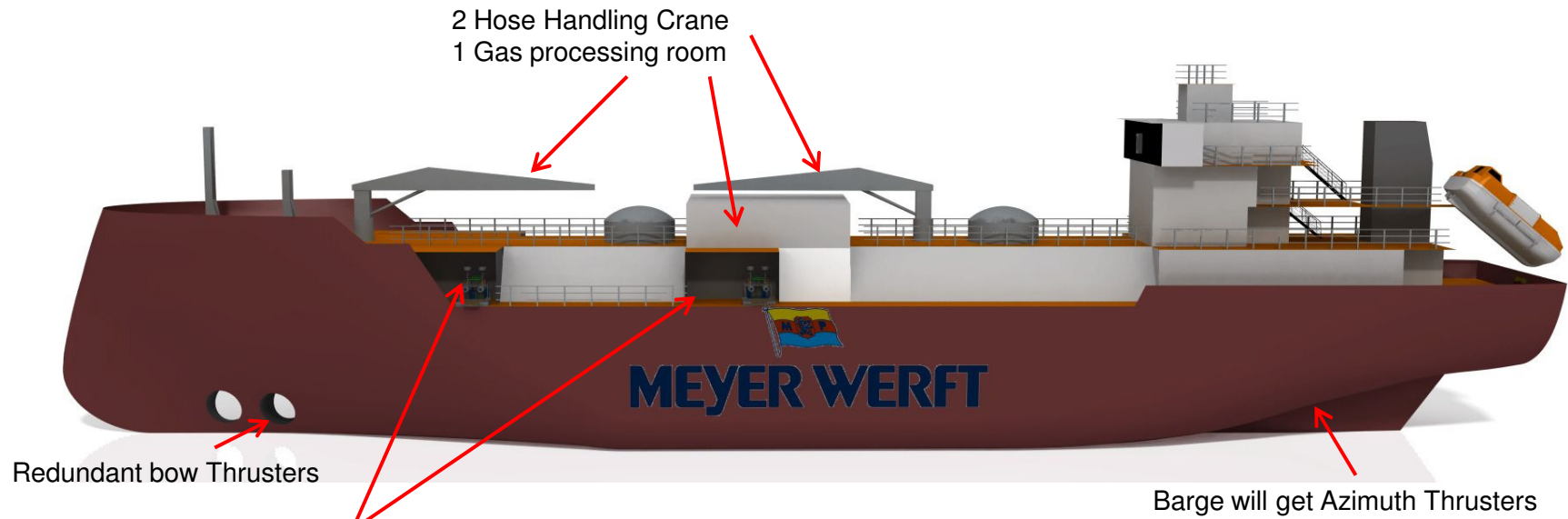


### 5000 m<sup>3</sup> LNG Bunker Barge

Length overall approx	103 m
Length between Perp.	100 m
Breadth Moulded	18,4 m
Main Deck	10,2 m
Design Draft	5,0 m
Gross Tonnage	5600 GT
Option	MDO Tanks



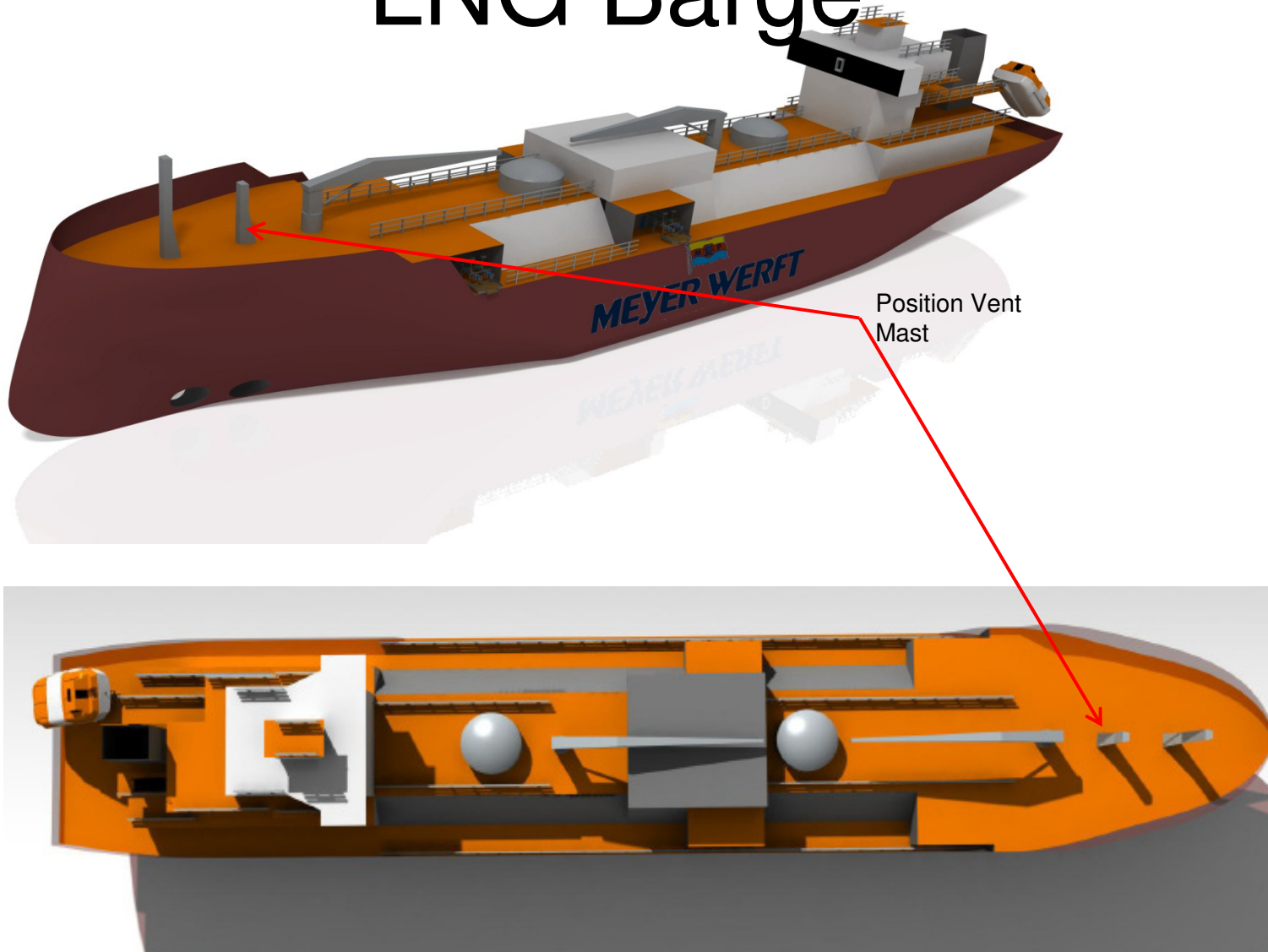
# LNG Barge



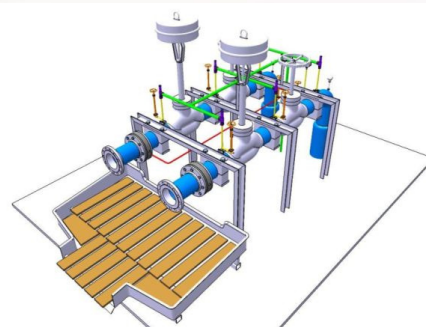
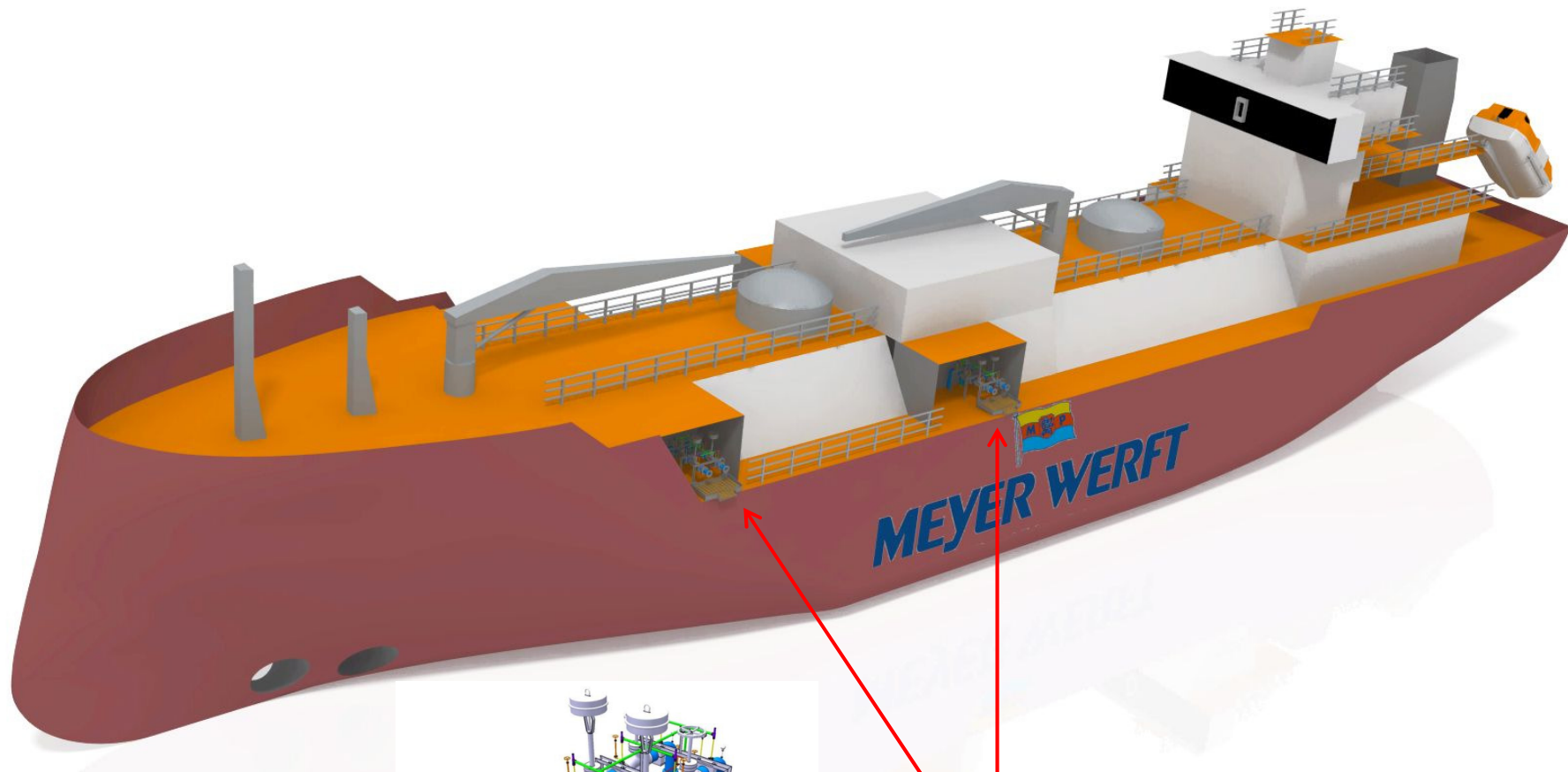
2 Bunkering station



# LNG Barge

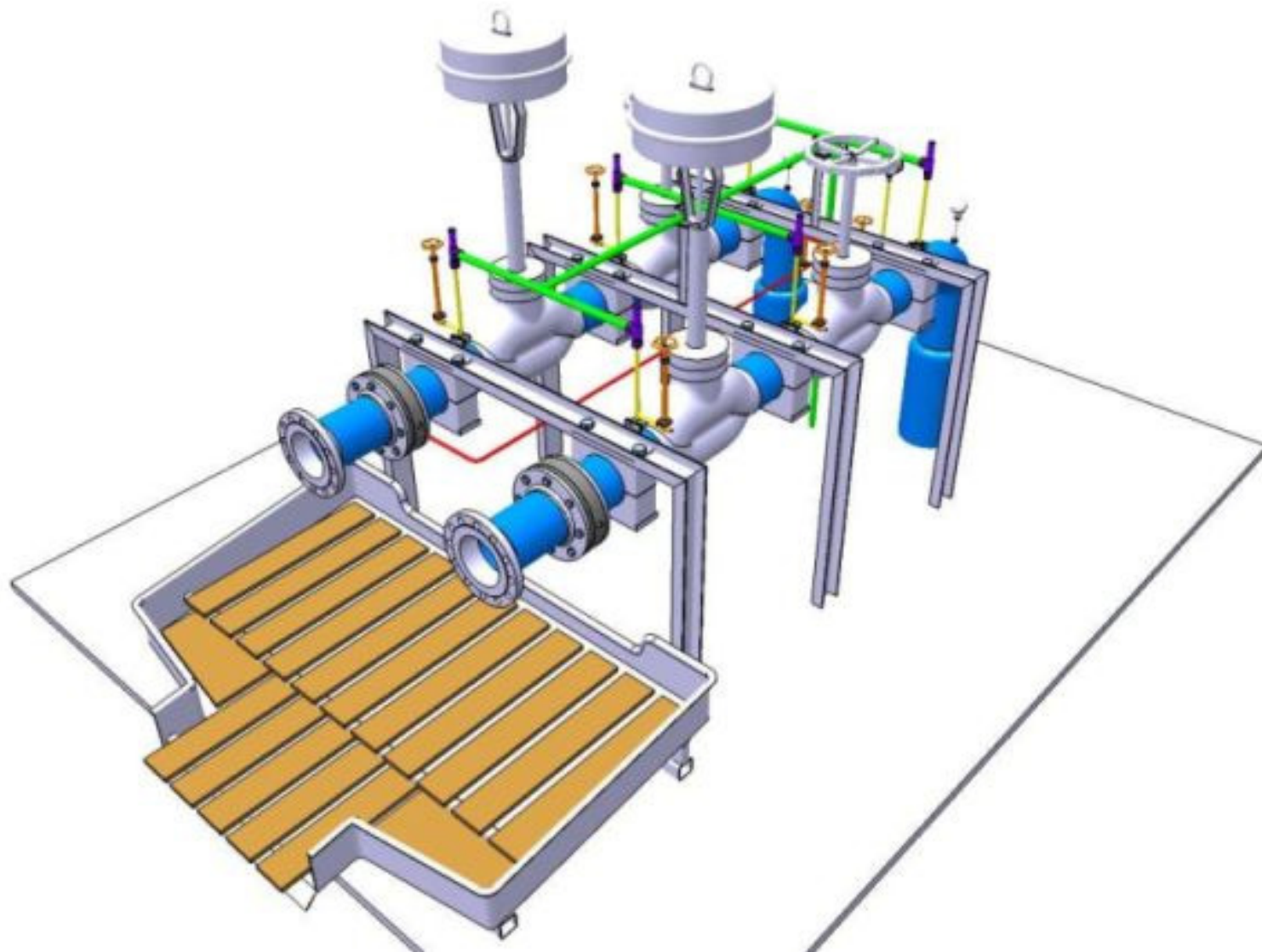


# Bunker interface



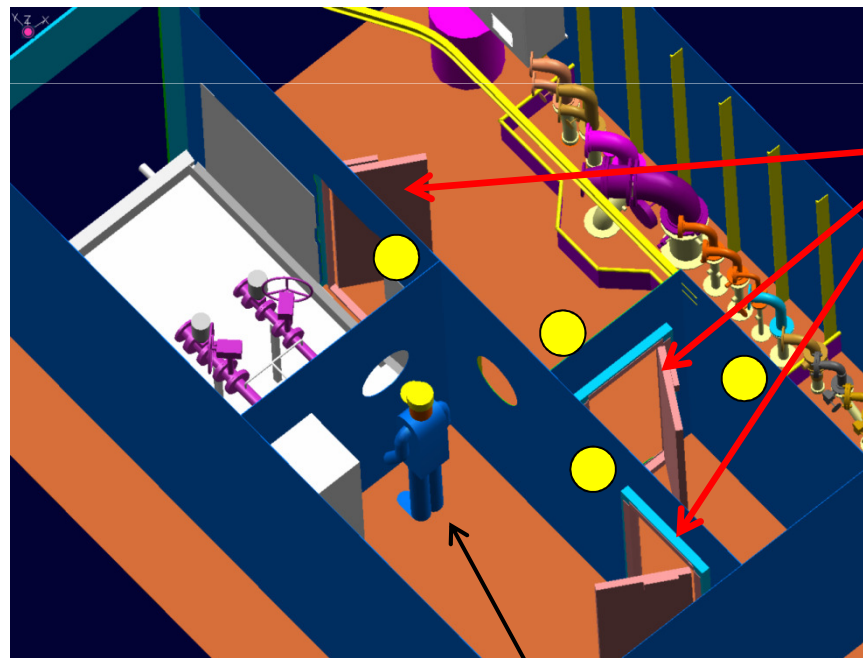
Bunkering of LNG with Vapour  
return  
and optional MDO

# Bunkering Valves Barge



## Closed bunkering Station

- Floor and wall need a protection due to the low temperature of LNG  $-161^{\circ}\text{C}$ .
- Under all screwed and flanged connection we need a drip tray. The spilled LNG need to be guided over board
- The operator need to observe the equipment from a gas save place
- The "Air Lock" is mandatory to separate the gas area from the ship



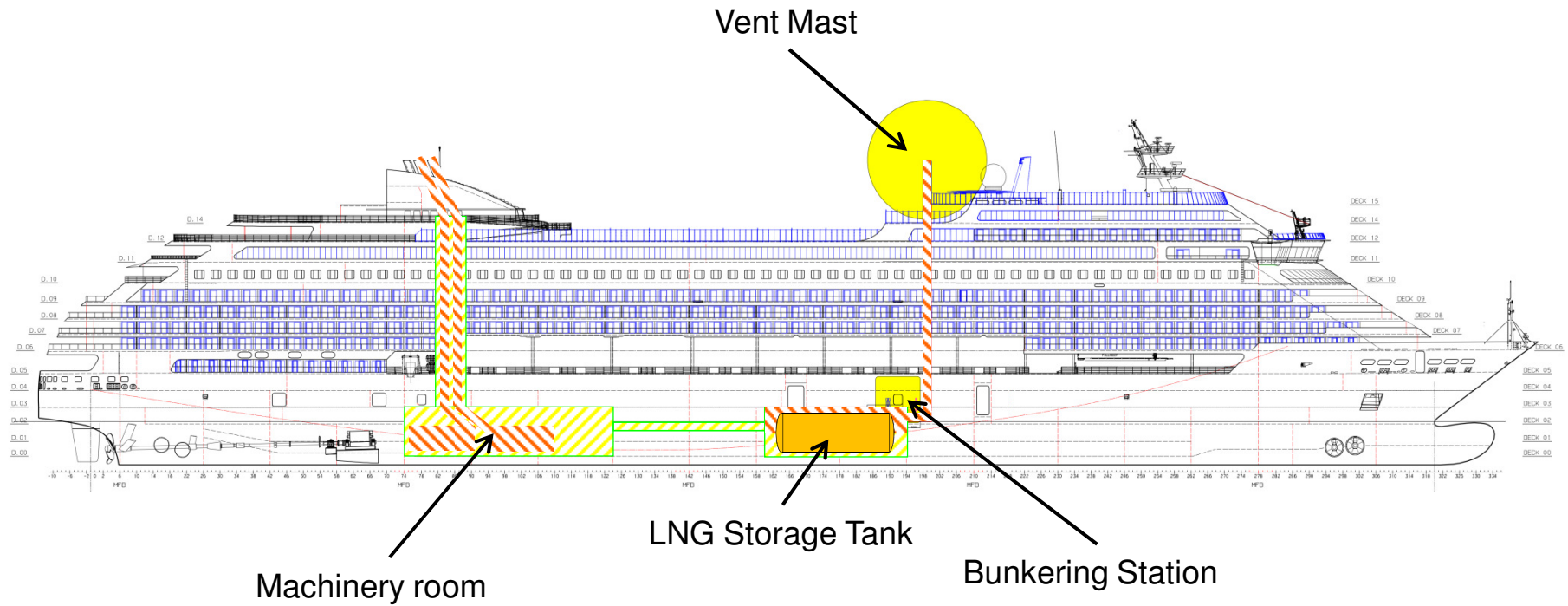
**Gastight Door**

 Gas-Sensor in each room

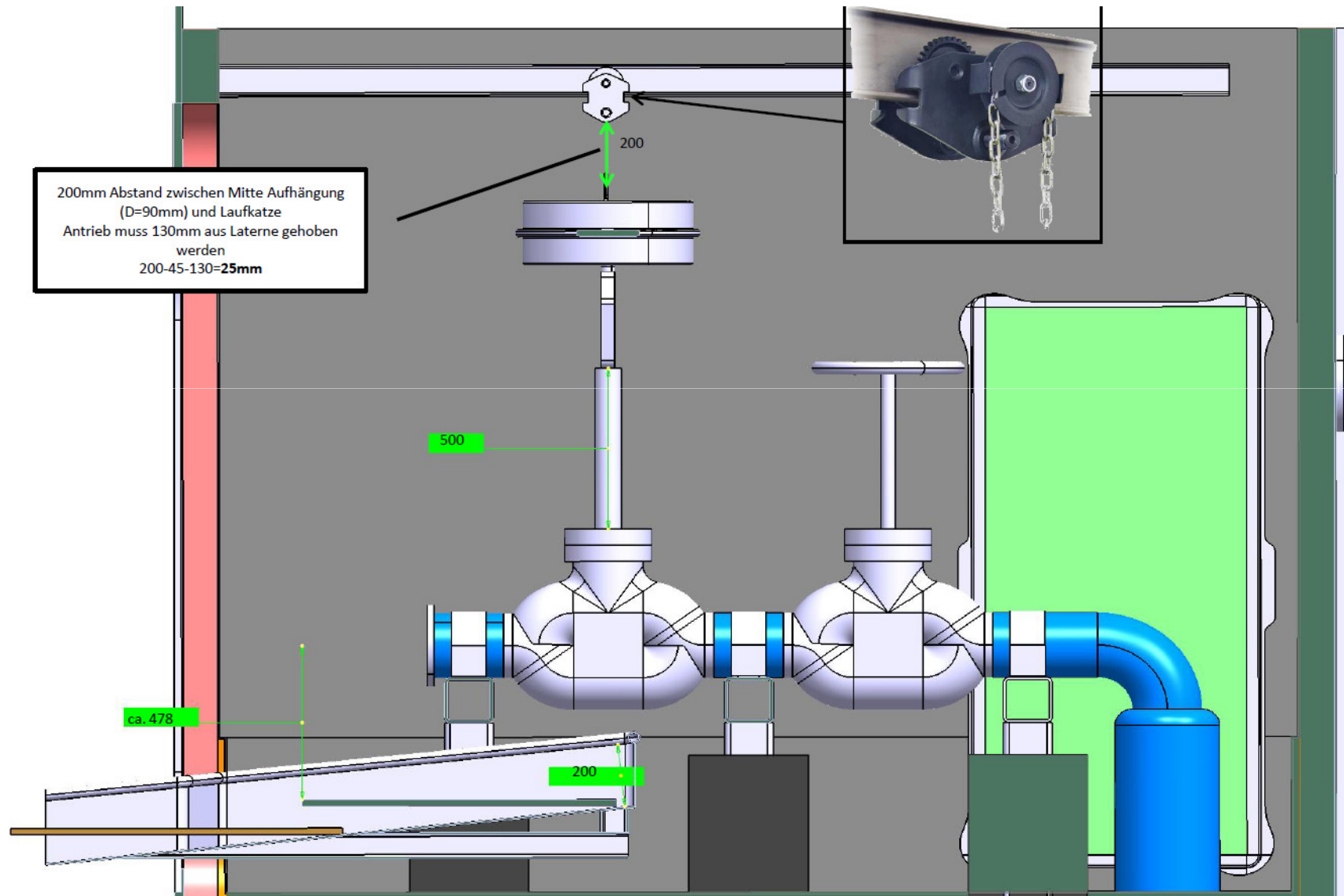
Problem is the visual contact to the watchman on the barge. (CCTV? – Guideline development by GL/DNV)

Observe from gas save area

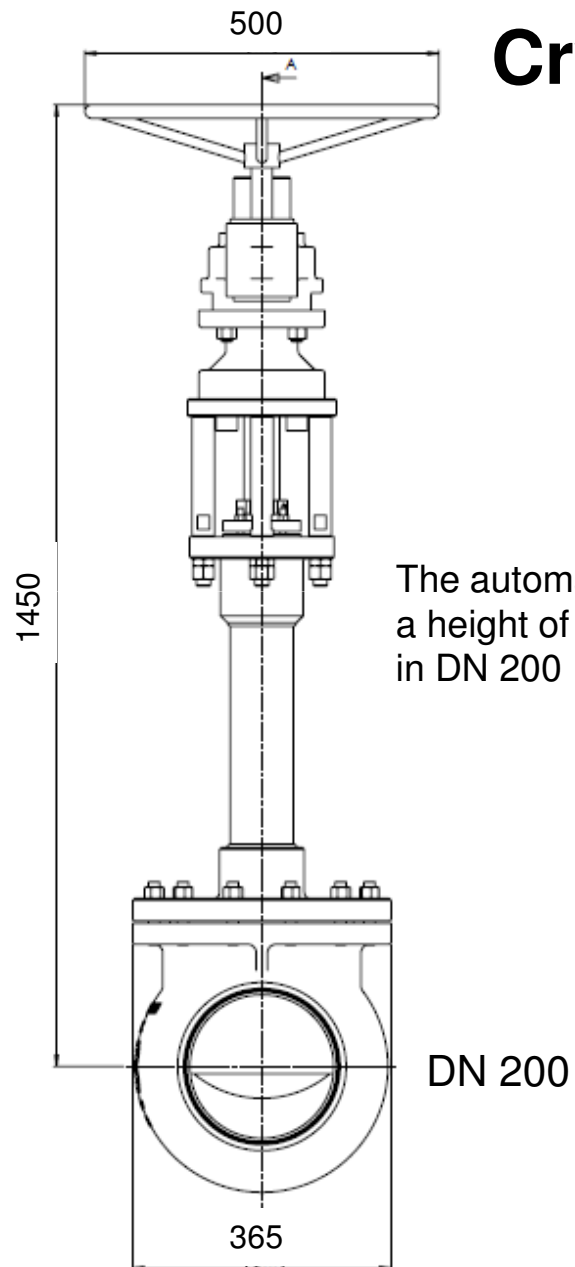
# Bunkering on a Cruise vessel



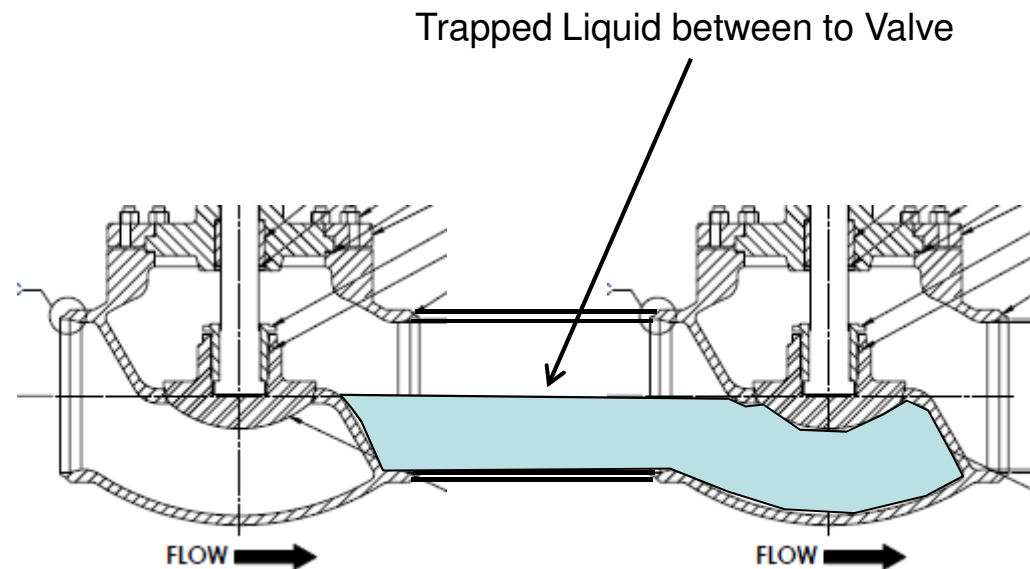
# Closed Bunkering Station receiving vessel



# Cryo Valve space requirement

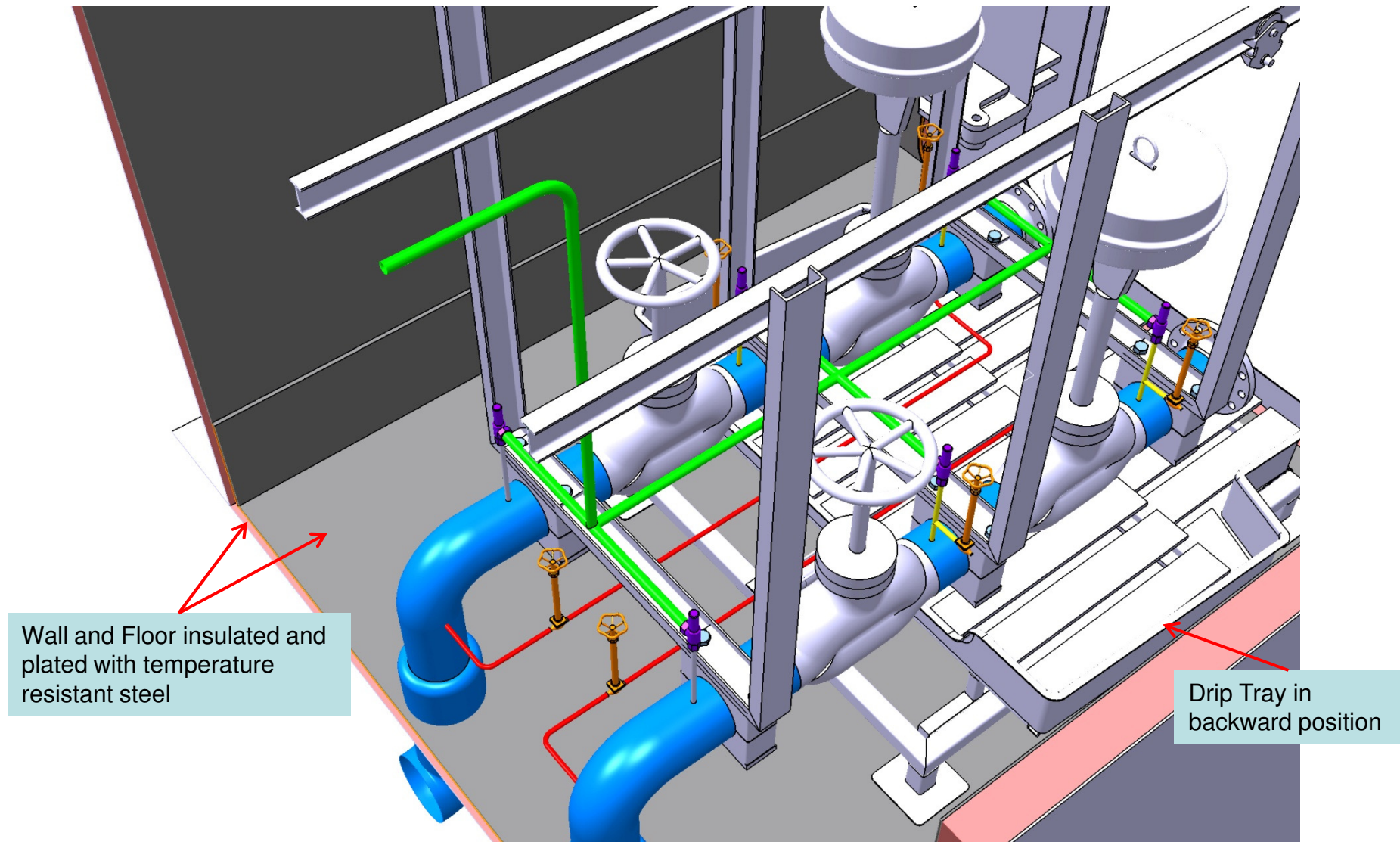


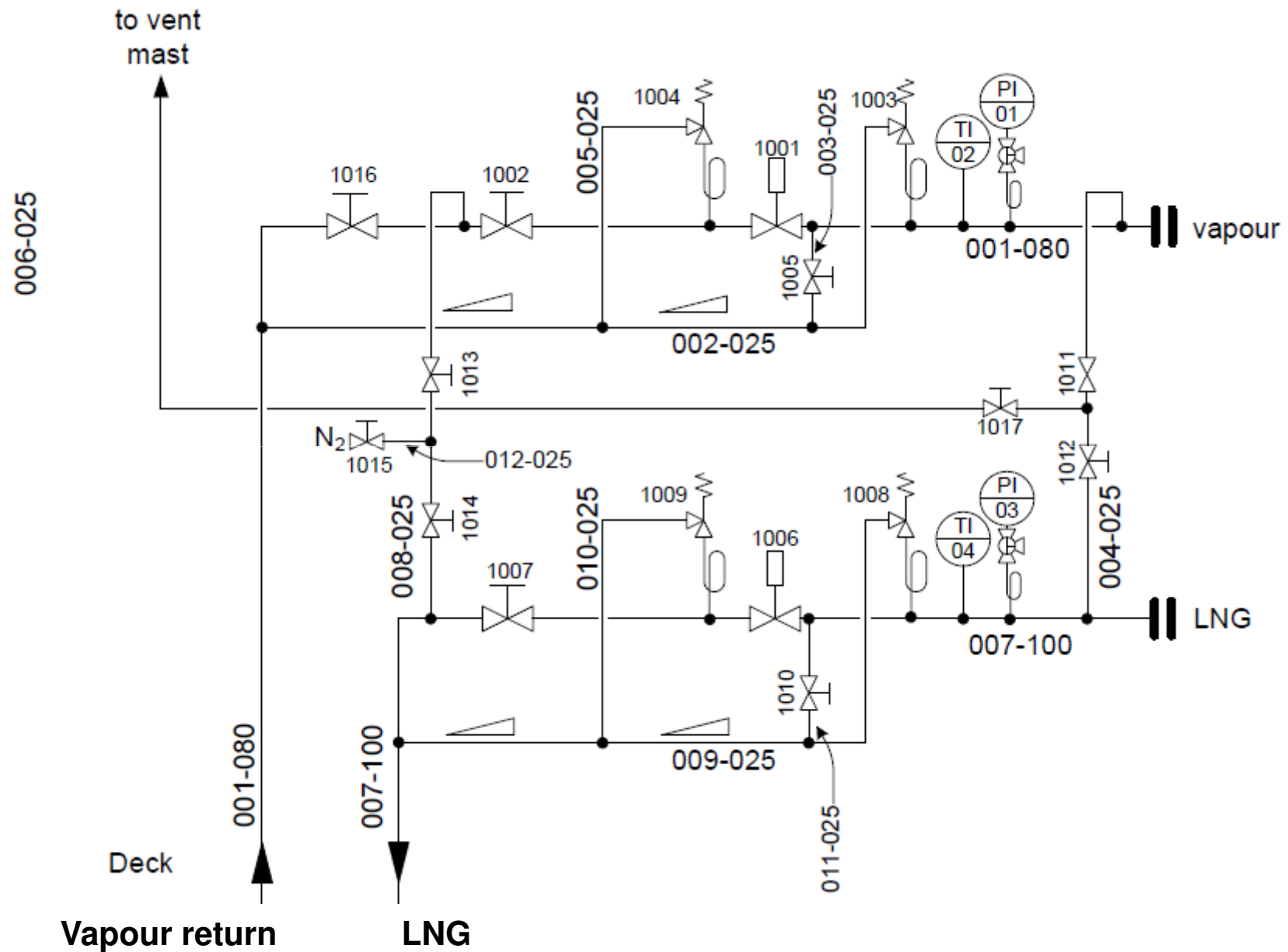
The automated Valve has a height of about 1530 mm in DN 200





# Closed Bunkering Station receiving vessel





# P&ID Listing

## LNG branch:

Presentation flange=	Connection interface to bunker barge 6"
PI 03 =	Inlet pressure indication and transmitter
TI 04 =	Inlet Temperature indication and transmitter
1008=	Section Relief Valve (trapped liquid)
1006=	Automated Shut-Off Valve
1009=	Section Relief Valve (trapped liquid)
1007=	Manual Shut-Off Valve
1010=	Liquid drain Valve (to tank)

## Vapour branch:

Presentation flange=	Connection interface to bunker barge
PI 01 =	Inlet pressure
TI 02 =	Inlet Temperature
1003=	Section Relief Valve
1001=	Shut-Off Valve
1004=	Section Relief Valve
1002=	Manual Shut-Off Valve
1016=	Manual Shut-Off Valve

## Nitrogen piping:

1011=	N2 purge to vent mast
1012=	N2 purge to vent mast
1013=	N2 purge to Vapour line
1014=	N2 purge to LNG line
1017=	blocking valve vent mast

Bunker Flow rate is estimated with 500 m<sup>3</sup>/h at Max. flow rate.

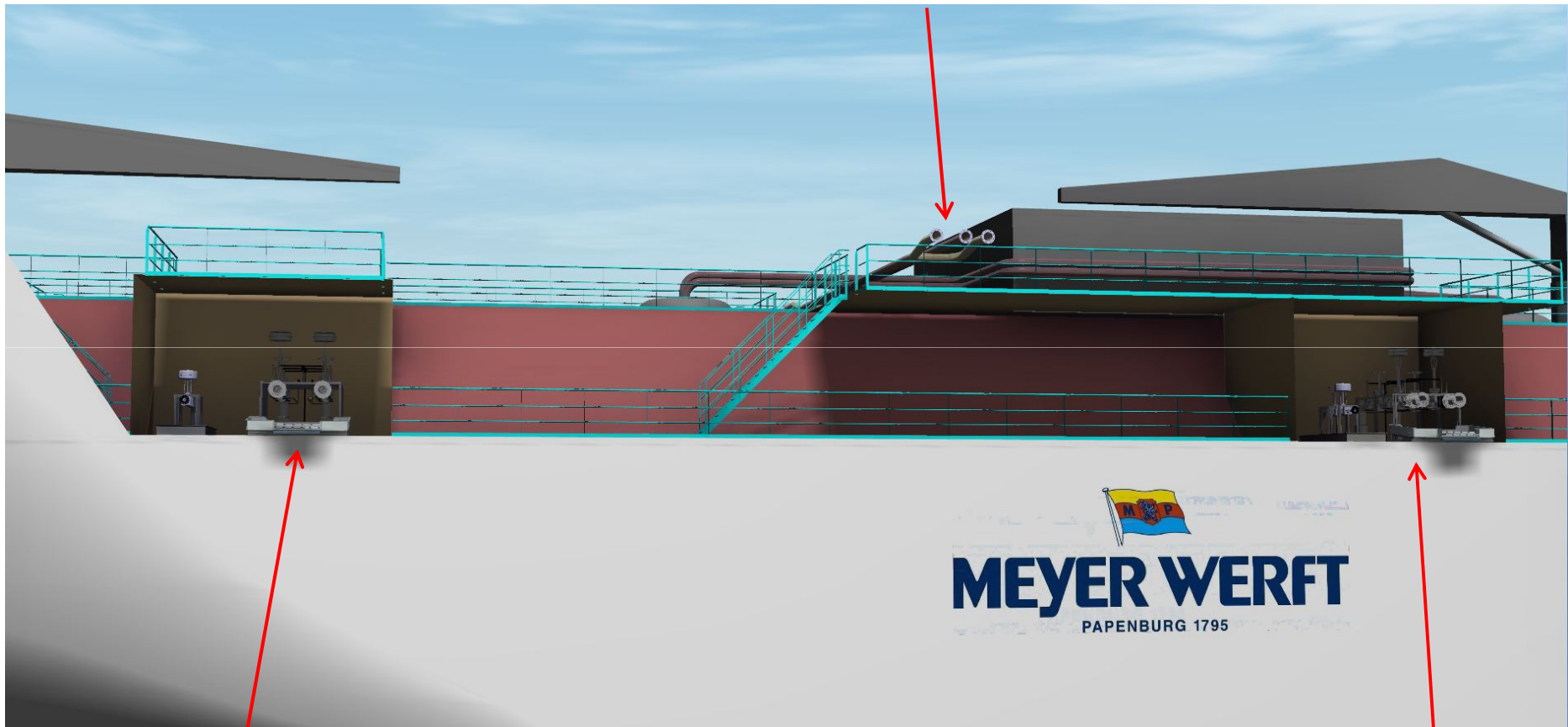
Pipe is therefore calculated with 8" (DN 200) corresponding to a flow speed of Max. 4,1 m/s  
Approx. Pressure drop on a 60 m long bunkering pipe about 0,6 bar.

## Table 1: Summary of the properties of LNG Property Value

Density 450 kg/m<sup>3</sup>  
Dynamic viscosity 1.4 x 10<sup>-4</sup> Pa sec  
Kinematic viscosity 3.11x 10<sup>-7</sup> kg/ m\*s

# Position Bunkering stations

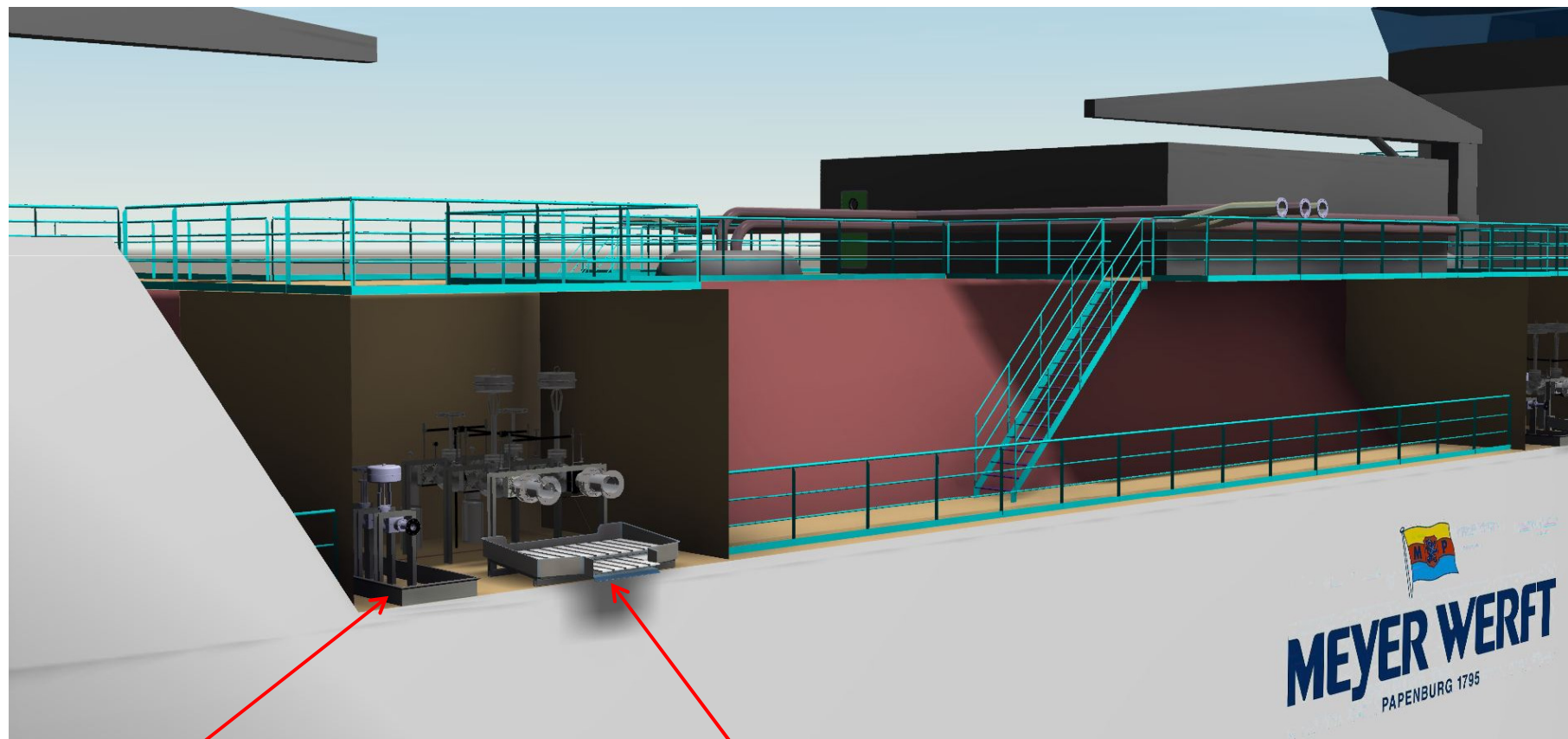
Terminal Station



Bow Station

Mid ship Station

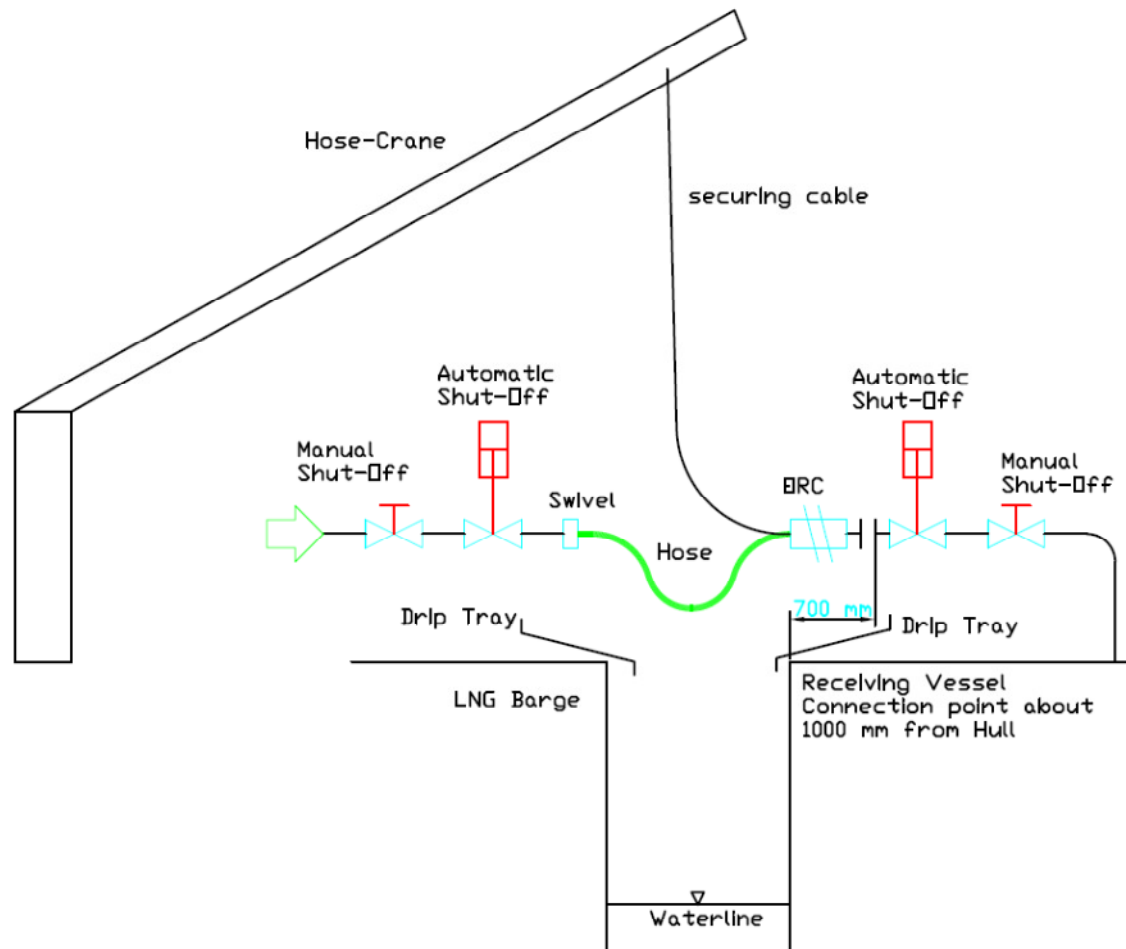
# Bow station



Option MDO

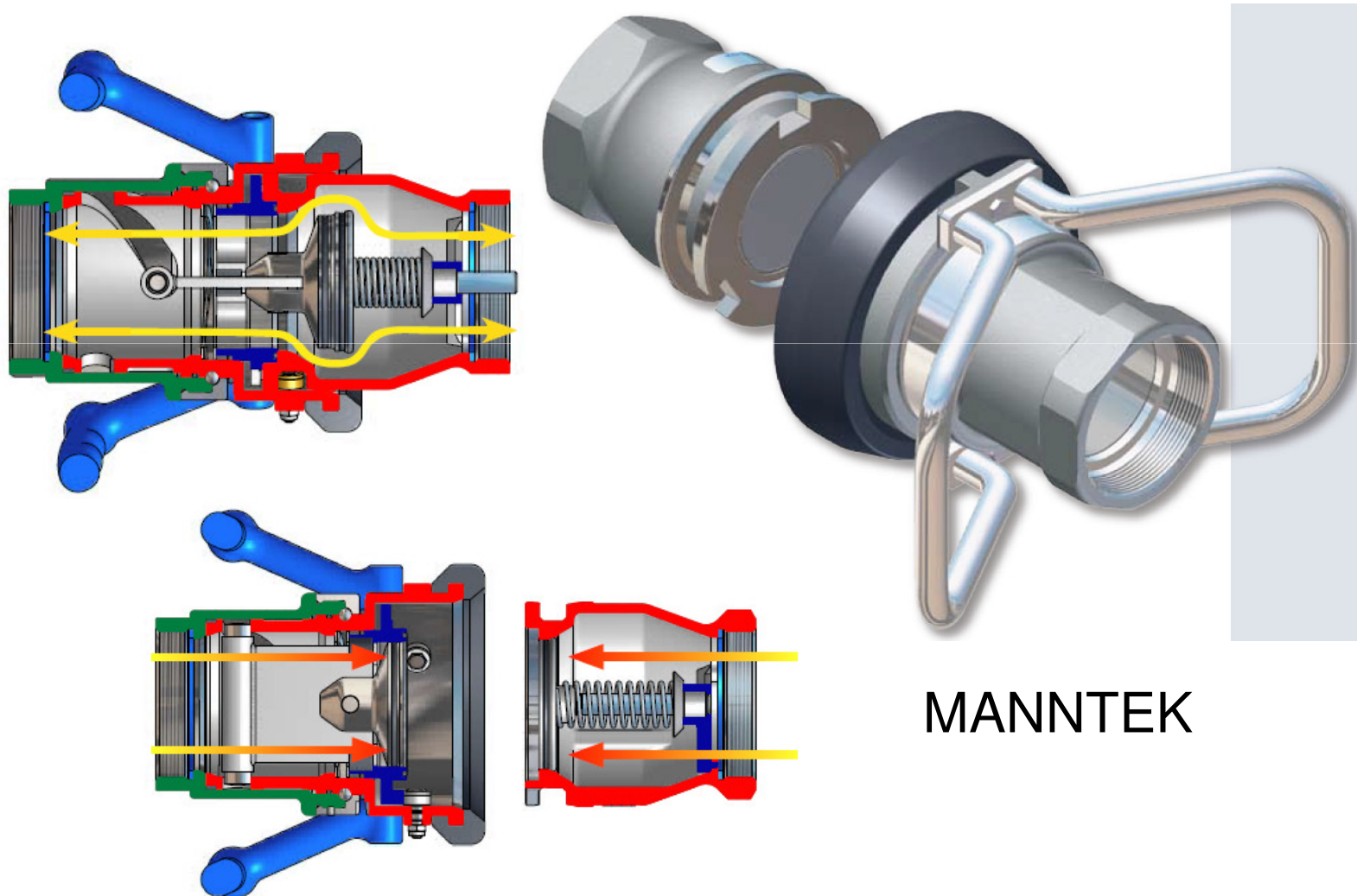
LNG & Vapour return

# Hose connection



Swivel is may be not necessary

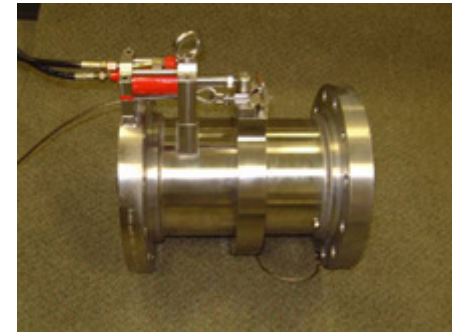
# QCDC Coupling



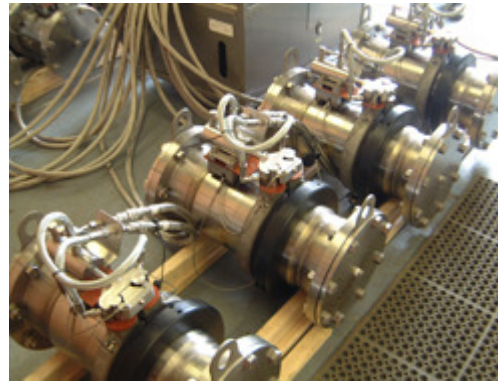
MANNTEK

# ERC Coupling

HPF, Inc.  
13540 Indian Creek  
Cleveland, Ohio  
44130  
[www.hpflap.com](http://www.hpflap.com)

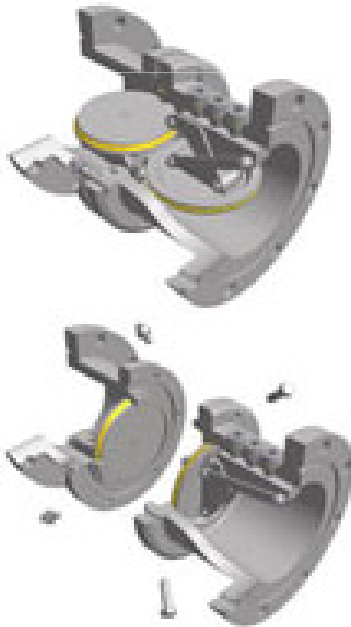


Mechanical release



Hydraulic release

Range  
1" up to 24"

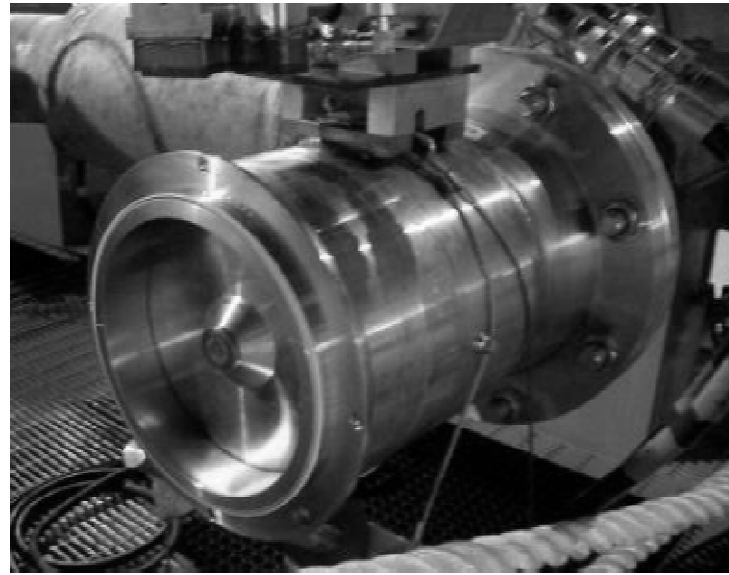


Flaps close immediately upon separation of coupling halves



# ERC Coupling

After separation



# Transfer Schlauch



Composite Material  
Source TNO

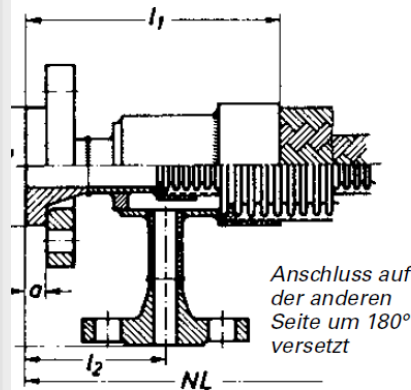


Metal Hose

# Stainless Steel LNG Flexible



Example: Double wall hose

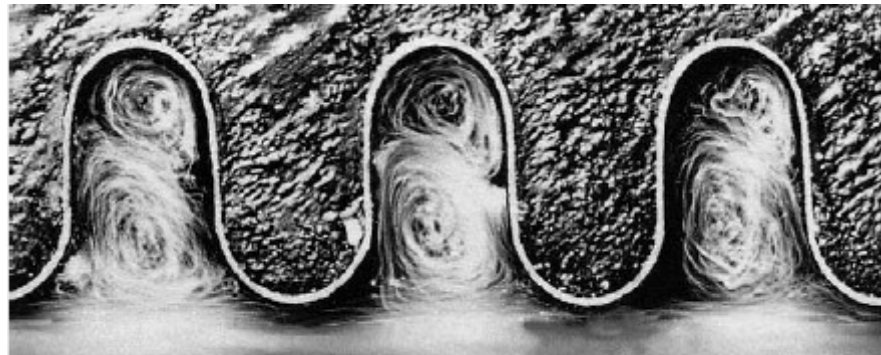


Double wall hose  
 Different options to monitor the hose

- Vacuum
- Purge with CH4 sensor
- N2 pressurized 3 bar g

The purge option is not able to monitor the second barrier; icing will be a problem as well.

Inherent design drawback is the strong pressure drop caused by the turbulence. Purging will need more time as well.



Primär- und Sekundärwirbel bei turbulenter Strömung in einem HYDRA-Ringwellschlauch (Werkbild).

# Composite LNG Hose

ContiTech AG for maritime applications  
DUNLOP Marine UK  
[www.dunlop-oil-marine.co.uk](http://www.dunlop-oil-marine.co.uk)



High flexibility  
Light weight



Multi layer hose **Extra secondary barrier necessary ?**

Gutteling B.V.  
Pelsertstraat 9  
3044 CH Rotterdam - The Netherlands  
[www.gutteling.nl](http://www.gutteling.nl)

# Hose Rupture

Bunker Flow Rate 500 m<sup>3</sup>/h

Hose inner diameter 205 mm

Hose length 15 m

Flow Speed = 4,2 m/s

Closing time Shut-Off Valve = 4 Sec

Max flow during closing time = 0,555 m<sup>3</sup> LNG (Area\*Speed\*Time)

[reduced flow during closing not respected]

Hose Volume = 0,495 m<sup>3</sup>

Total LNG Volume = 1,05 m<sup>3</sup> LNG → 630 m<sup>3</sup> Gas-Cloud (absolute worst case)

Time of evaporation ?

- Optimize length of flexible
- Frequently testing of Material
- Optimize shut-down time to lowest possible sequence
- Leak detection by sensor (possible?)



# MEYER WERFT

PAPENBURG 1795

**BUNGAS**

**Bunkering Connection**

MEYER WERFT

JSBE

03/2013

Inhalt

Introduction..... 3

Process Requirements..... 3

Barge Safety Requirements..... 3

Basic equipment arrangement..... 4

Hose handling Crane ..... 5

MEYER WERFT

## Introduction

This document describes the main function and arrangement of Valve and instrumentation on the bunkering equipment on parties, “LNG Bunker Barge” and “Receiving Vessel”

## Process Requirements

The handling of the LNG Equipment should be safe at any time of the operation. Basic design is derived from SIGTTO and OCIMF design rules which are mandatory for the design of LNG carrier. These are in first line the Distance between Flange, ship hull and distance of the presentation connection of different medium. (Vapour ,LNG, other medium)

SIGTTO serves also the recommendation to handle forces caused by the terminal loading arms which is respected in the design of the terminal interface on the Barge.

The barge is designed with one terminal connection. It could be necessary to install a second level of terminal connections, depending on the LNG terminals in the operating area. The height of the receiving flange over waterline is specific to the terminal design.

- Pre cooling of piping on the barge
- Enable Vapour return operation (depending on tank type and operating profile)
- Shut-Off according to ISO standard TC 67
- Automated handling of Hose connection after ERC activation
  - o Avoid overpressure in the hose
  - o Drain of remaining liquid towards the barge tank
  - o Securing the flexible and the ERC equipment against dropping into water (cable connection)
- Purging of Flexible and piping
- Avoid torsion of Hose
- **Dry** Nitrogen supply for purge and swivel joints (Humidity can effect safety equipment)
- Crane to handle of Hose and Fender
- Optional bunkering of MDO
- Bunkering station to meet port requirements regarding ship to ship position
- Save venting (Vent mast position)
- Access to low and high bunkering station in a range from 3 m up to 12 m over waterline
- ...

## Barge Safety Requirements

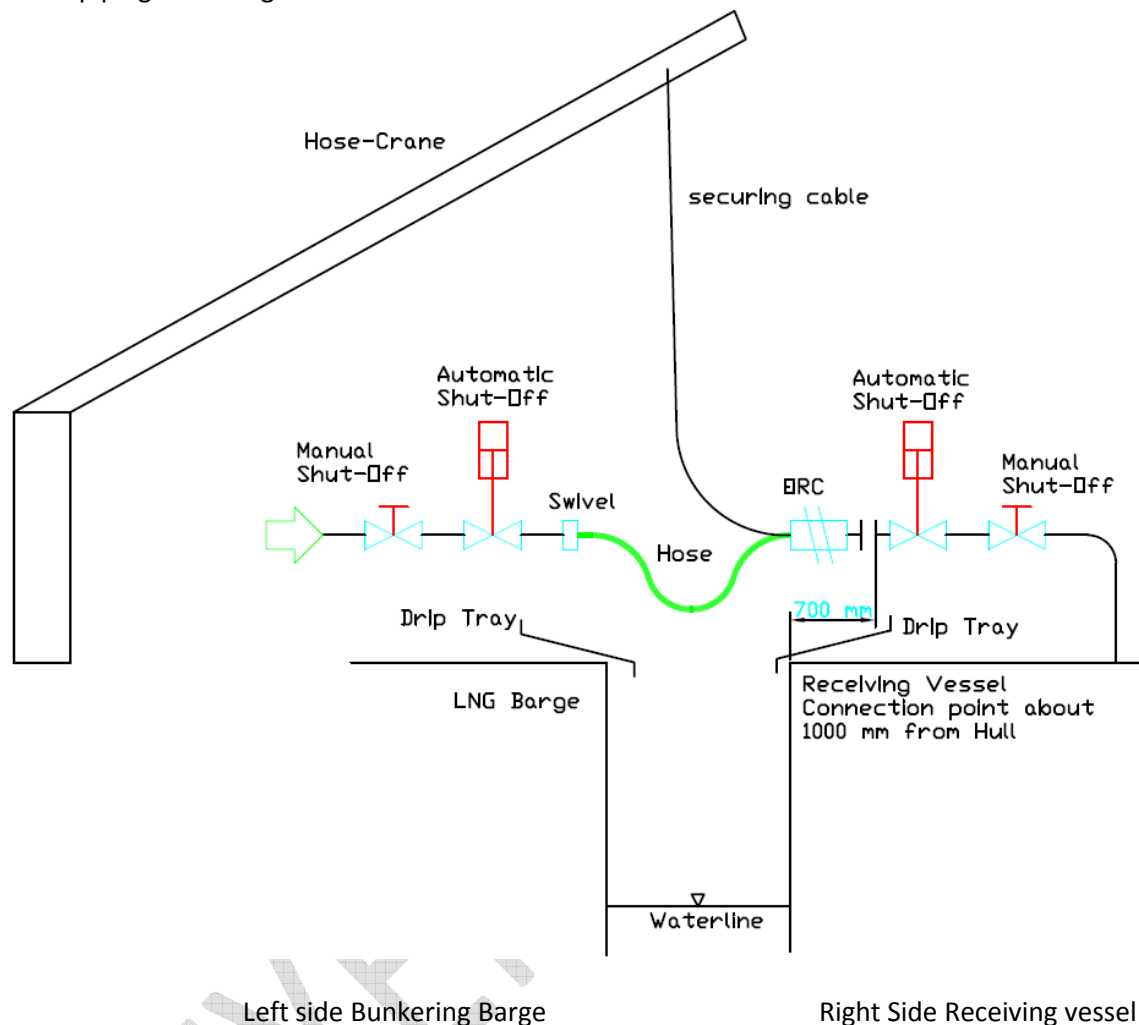
From the discussion in BUNGAS the Barge will get two bow thrusters (redundancy) and Azimuth thrusters to achieve the maneuverability to operate safely in port.

According to tanker rules it could be necessary to install a thermal treatment of excess gas. This could be a requirement to get the allowance for terminal acceptance.



## Basic equipment arrangement

Valve and piping according to the ISO TC 67 standard.



The Barge is able to supply up to  $1000 \text{ m}^3/\text{h}$  at a pressure of 6 bar g.

In case that a higher pressure is necessary, a booster pump downstream of the deep-well pump can increase pressure up to 10 bar. Thus the LNG system with working pressure of about 8 bar on the receiver can be supplied as well.

### Piping:

#### On the barge

- A manual shut-off valve
- A automatic shut-off valve (ESD)
- A swivel to avoid contortion of the hose
- The bunkering hose
- A ERC (emergency release coupling)

#### On the receiver

- A shut-off valve (ESD)
- A manual shut-off valve

On both ship each pipe section which could trap Liquid LNG will get a safety valve.

On the barge a safety valve is installed in a way that the LNG from the hose can be drained towards the tank. A pressure peak if ESD is activated will be limited by this valve as well.

## Hose handling Crane

The hose handling crane is designed with an outreach of 17 meters.

With respect to the receiver-ship dimension this crane is able to serve with bunker stations from 2 m up to 12 m over waterline, by a distance of about 2 m between the barge and the receiver. (due to the use of Yokohama Fender)

Also the Fenders can be handled by this Crane arrangement.

The Yokohama Fenders are required to achieve:

- A protection of the LNG hose
- A cap between the barge and receiver in case of a spill on the drip tray, LNG is lead into water.
- Improve natural ventilation



## Material proposal

### Cryogenic Valves:

SAMSON  
KSB  
Bestobell  
Flowserve

### ERC:

TODO  
EMCO WHEATON  
...

### LNG Hose:

Gutteling NL (New Composite Material)  
Witzenmann (Metallic Flexible)  
Berghöfer  
Hansaflex  
...  
Nexans (Not flexibl)

MEYER WERFT



# MEYER WERFT

PAPENBURG 1795

**BUNGAS LNG-Barge**

**P&ID Description**



JSBE

05/2013

**Table of contend**

Introduction..... 3

Barge Data ..... 3

P&ID Description ..... 4

    1 Receiving vessel..... 5

2 Handing over ..... 6

    3 LNG Barge bunker station ..... 8

## Introduction

Meyer Werft made a design of a bunker barge based on the draft of an LNG costal feeder. The available data from the first concept were limited to the PFD of the LNG-Terminal connection.

Main data of the barge are not modified compared to the TGE draft. Only modification is the transfer system which is now realised by hose connection to the receiver.

## Barge Data



Length overall approx	103 m
Length between Perp.	100 m
Breadth Moulded	18,4 m
Main Deck	10,2 m
Design Draft	5,0 m
Gross Tonnage	5600 GT

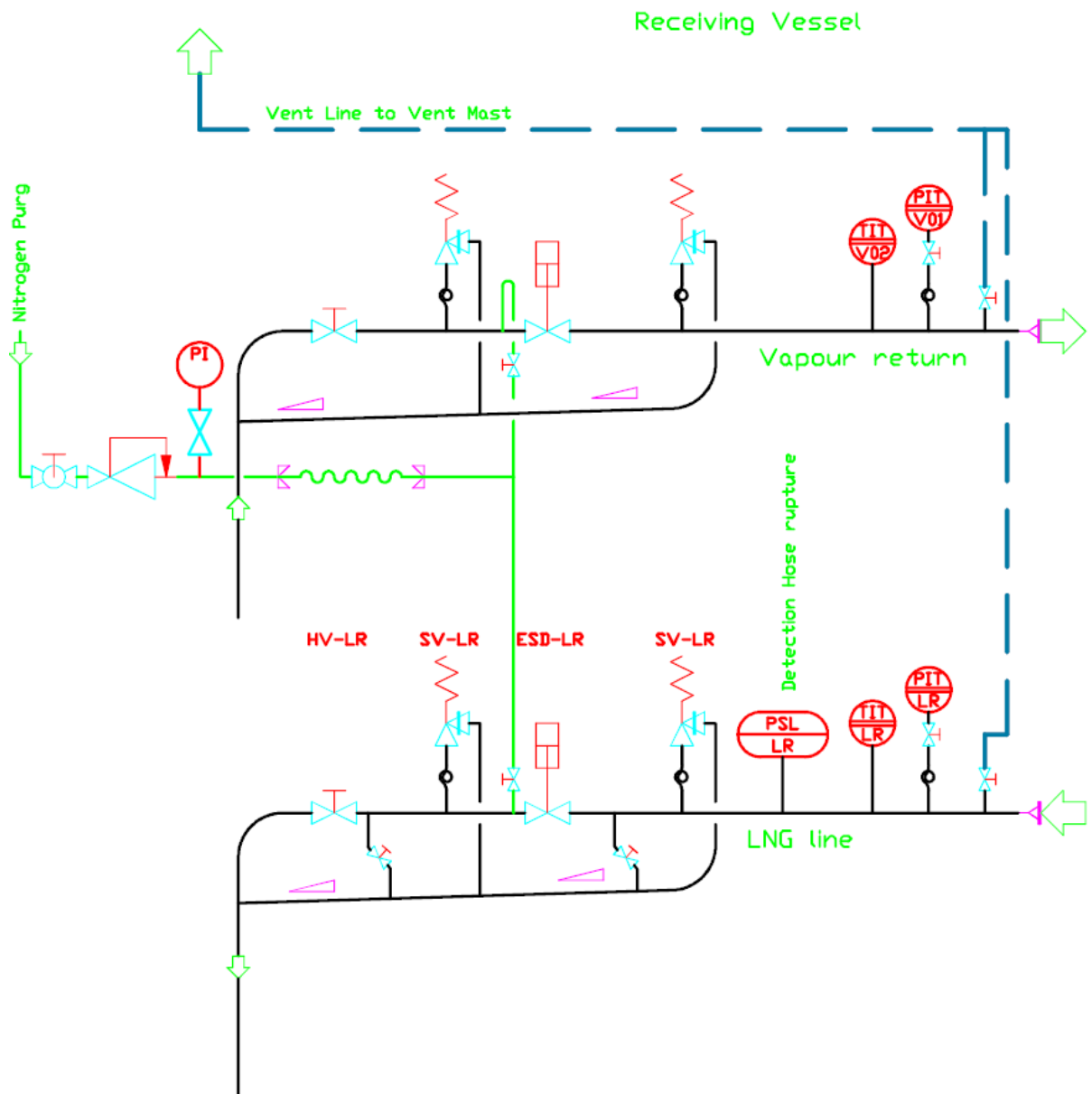
## **P&ID Description**

Meyer Werft has made a P&ID of the overall system LNG Barge with LNG transfer and receiving vessels bunkering station.

Today we have named six sections of the P&ID:

1. Receiving Vessel
2. Handing over
3. LNG bunker barge station
4. LNG barge bunker pipe work
5. Terminal connection
6. LNG Barge LNG Storage Tank

## 1 Receiving vessel



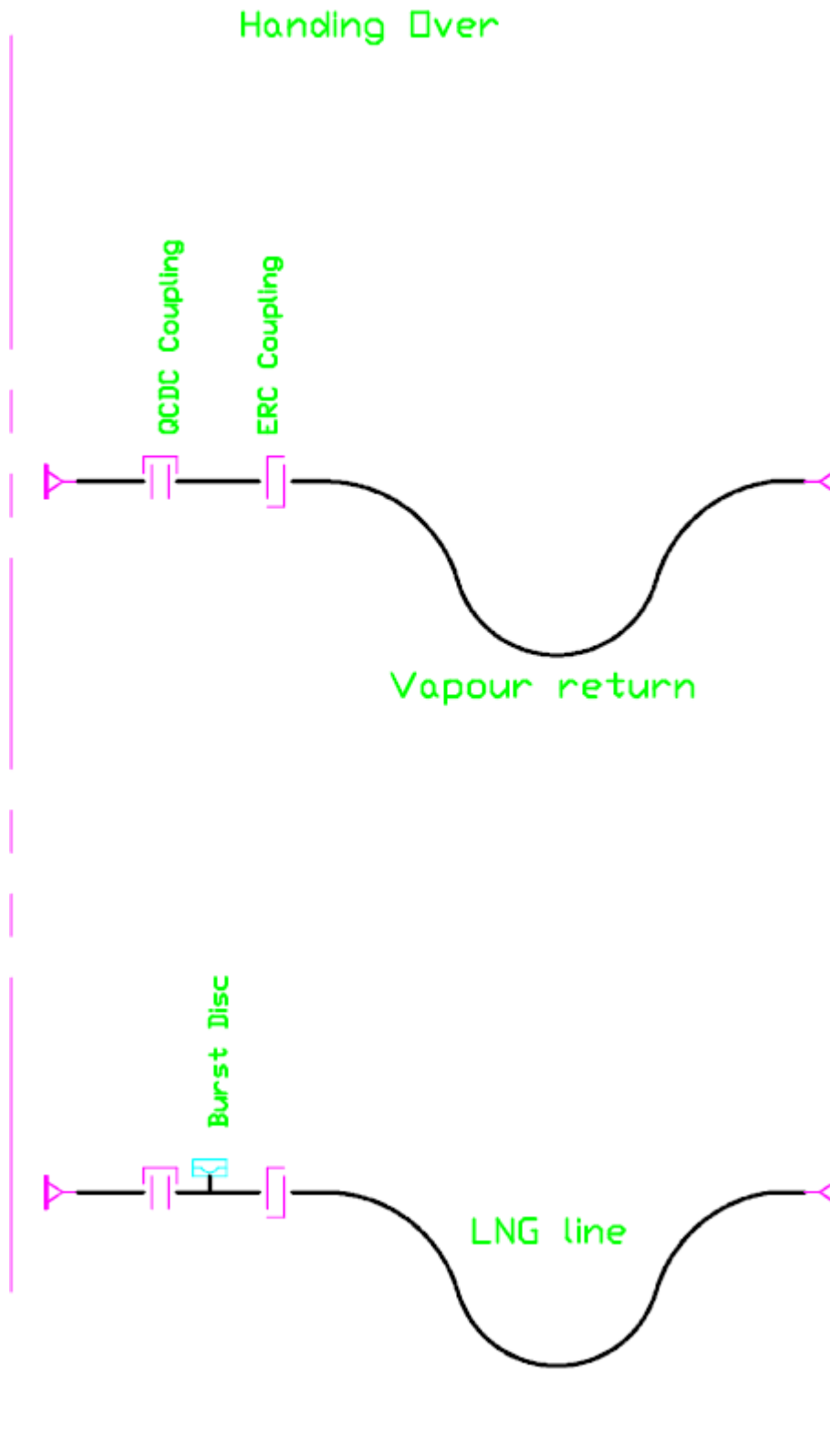
On the P&ID of the bunkering barge we have added the PSL on the LNG pipe to detect a possible hose rupture.

On the Nitrogen purge we have now a flexible which can be disconnected after purging. Thus we avoid that too much N<sub>2</sub>-Gas is purged into the LNG tank in case of a leakage on the purge equipment.

At the same time a disconnection of the flexible avoid that gas could enter the N<sub>2</sub> Purge line and from there to other place in the ship. This is the main reason why in other shore based applications a flexible which has to be removed after purging is used.



## 2 Handing over

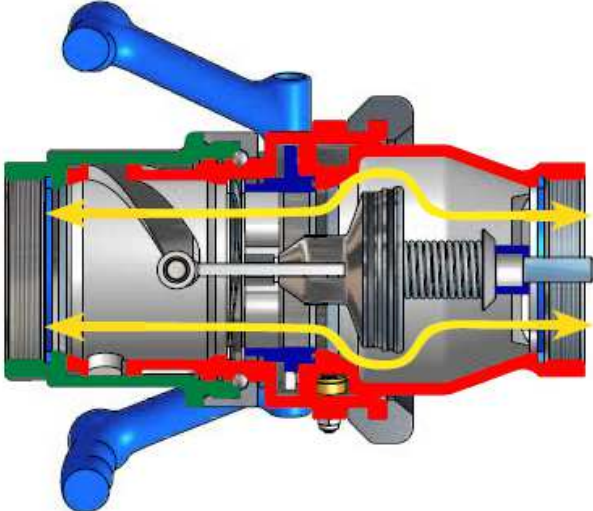


The Quick-Connect Dis-Connect has been added. The QCDC need internal Valve to close the hose when disconnecting from the receiving bunker station.

The barge need to provide the spool piece with QCDC coupler. The spool piece is connected to the presentation flange of the receiving ship

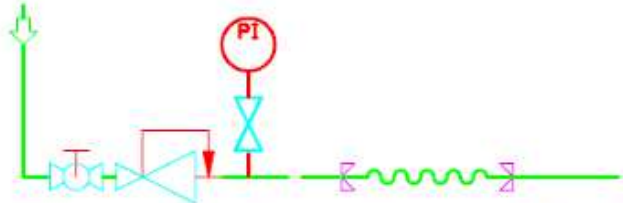
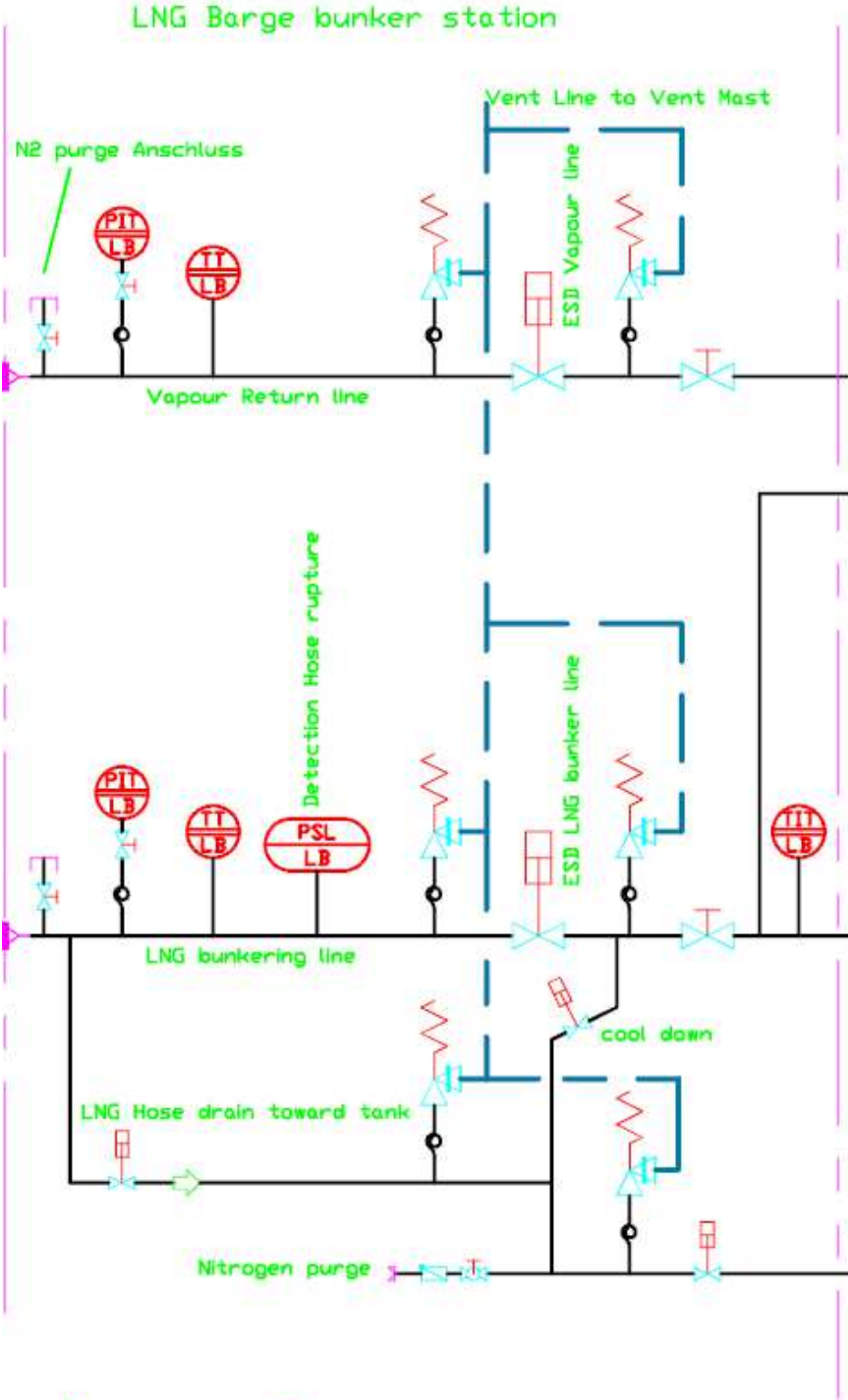
The swivel on the barge is removed as it seems not to be necessary.

QCDC with internal valve



MannTek

3 LNG Barge bunker station

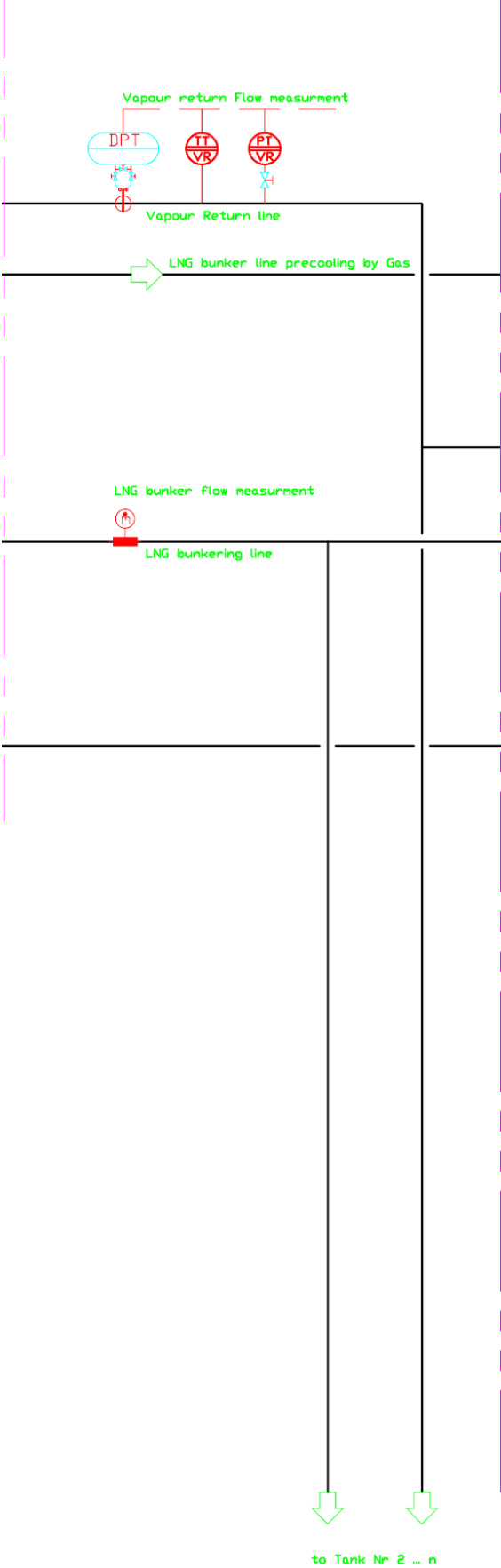


Nitrogen supply purging on each bunker station

The hose drain to remove LNG from the flexible is added.

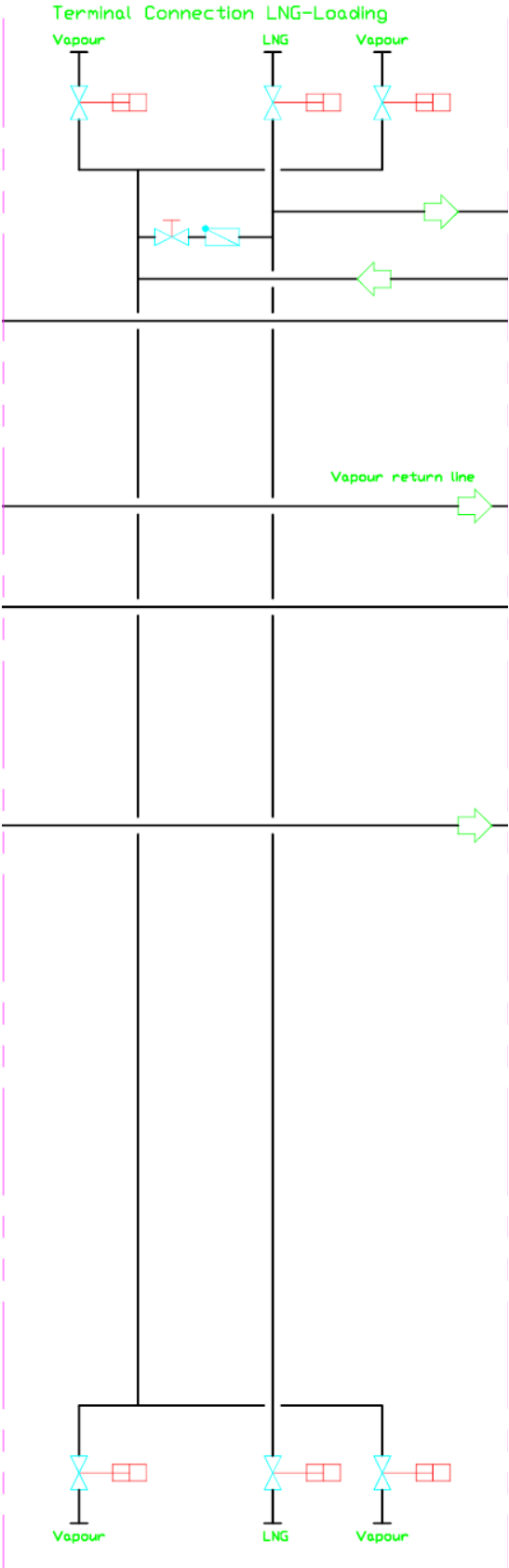
# LNG Barge bunker pipe work

LNG Barge bunker pipework and flow measurement

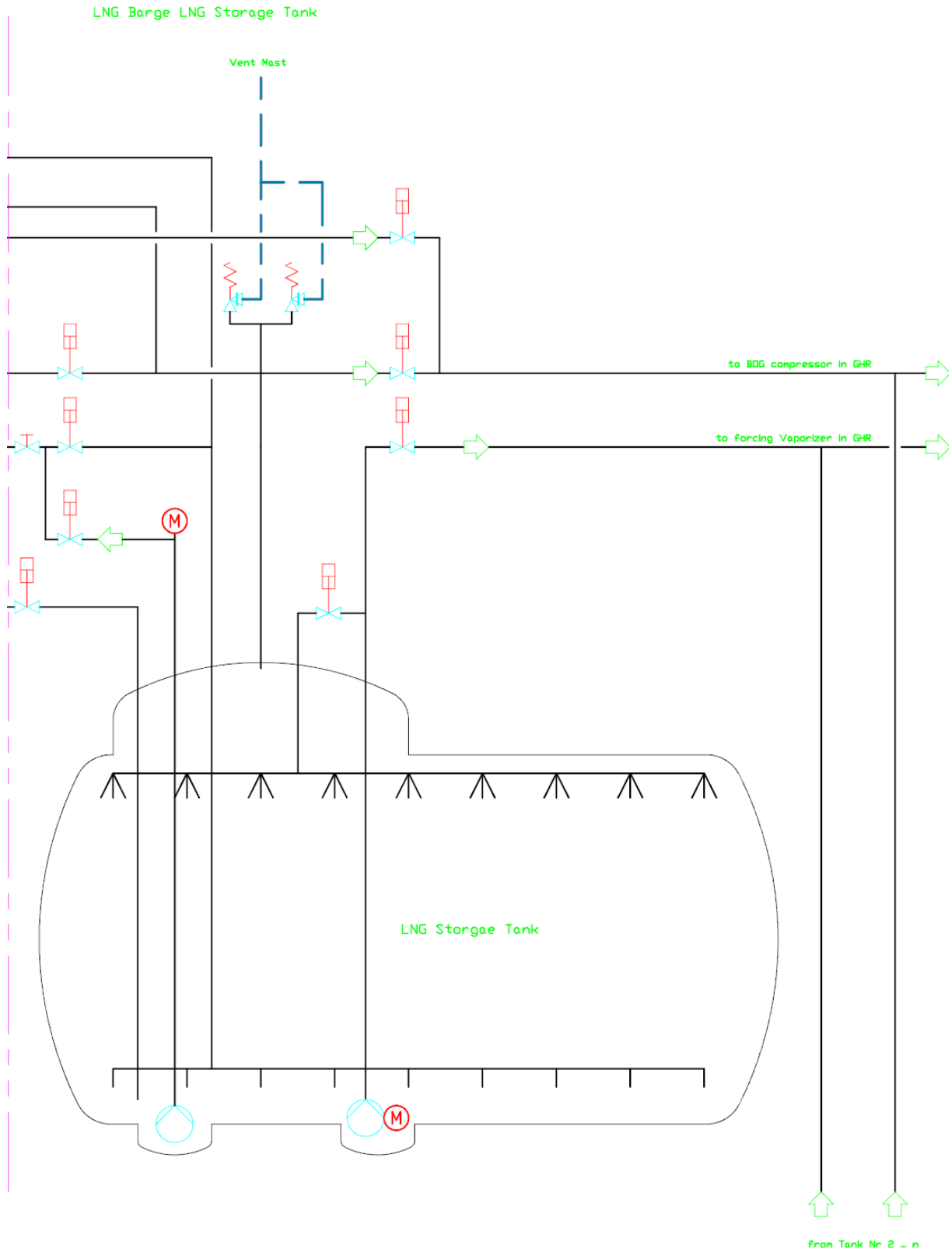


On the vapour return we add the flow metering for returning gas.  
The LNG is measured by Coriolis mass-flow meter.

Terminal connection principle



## LNG Barge LNG Storage Tank



Fuel pump is of submerged type to supply the DF Engine. Each tank will get one pump (at least) this is a remark for redundancy discussion. Is that necessary on a DF system?

Offloading to the receiver is done by a deep well pump. This has reason for maintenance but in first line to limit the heat energy transferred to the LNG. On a submerged Pump, the motor is cooled by the LNG. That will cause higher vapour pressure on the receiving vessel.

