

Kunde: GERMAN LNG TERMINAL GmbH

Projekt: GERMAN LNG-TERMINAL

Grundlagen der Prozessauslegung

Dokument Nr: GG-OC01-100-PCS-BAS-00002_09

Datum	Status	Erstellt	Geprüft	Genehmigt	Validiert
25.11.2021	09	Duquesne	Christiaens	Fernandez	Layton

INHALTSVERZEICHNIS

1. EINFÜHRUNG	5
2. GLOSSAR DER BEGRIFFE UND ABKÜRZUNGEN.....	5
3. ANWENDBARES REGELWERK UND NORMEN	6
4. REFERENZPROJEKTUNTERLAGEN.....	7
5. GRUNDLEGENDE INFORMATIONEN ZUR PROZESSAUSLEGUNG	7
5.1. Erdgas-Ausspeisung ohne Schiffsbe(-ent)ladung.....	8
5.2. Erdgas-Ausspeisung mit Schiffsentladung.....	8
5.3. Erdgas-Ausspeisung mit Schiffsbeladung.....	8
5.4. Mindest-Ausspeisungsmenge	8
5.5. Null-Ausspeisung	9
5.6. TKW/EKW-Beladung	9
6. ALLGEMEINE AUSLEGUNGSDATEN DES LNG-TERMINALS	9
6.1. Terminal-Kapazität	9
6.2. LNG-Zusammensetzung	10
6.3. Export/Ausspeisung von Erdgas.....	11
6.3.1. Erdgas-Ausspeisungsdruck u. -temperatur	11
6.3.2. Gasqualität.....	12
6.4. Verfügbarkeit des LNG-Terminals	13
6.5. Betriebs- und Reserveanlagen.....	13
6.6. Dimensionierung der Rohrleitungen	14

7.	BESONDERE KRITERIEN FÜR DIE AUSLEGUNG DES LNG-TERMINALS	15
7.1.	LNG-Tankerdaten	15
7.2.	Be- und Entladeeinrichtungen	16
7.3.	LNG-Lagertanks	17
7.4.	BOG (Boil-Off-Gas) – Anlagen und Prozessführung	18
7.4.1.	Betriebsart Schiffsentladung	18
7.4.2.	Betriebsart Schiffsbeladung	18
7.4.3.	Normalbetrieb	19
7.4.4.	Null- Ausspeisung	19
7.4.5.	TKW/EKW-Beladung	19
7.4.6.	Auslegung der BOG-Anlagen/Einrichtungen	19
7.4.7.	BOG-Sammelleitung	20
7.4.8.	BOG-Verdichter	20
7.4.9.	Gasrückführungsleitung (Schiff)	21
7.4.10.	Rückkondensationsanlage	22
7.4.11.	MSO Verdichter	22
7.5.	Niederdruck (ND) - Ausspeisepumpen	23
7.6.	Schiffsverladepumpen	24
7.7.	Hochdruck(HD)-Ausspeisepumpen	25
7.8.	Hochdruck (HD) Mischpumpe	26
7.9.	LNG-Verdampfer	26
7.9.1.	Indirekte Verdampfer (IFV)	26
7.9.2.	Tauchflammenverdampfer (SCV)	27
7.10.	Messstationen	28
7.11.	LNG-TKW/EKW Beladestationen	28
7.12.	LNG-Entleerungssystem	29
7.13.	Fackel-System	29
7.14.	Nebenanlagen / Hilfs- und Versorgungssysteme	29
	ANHANG 1 - LNG-EIGENSCHAFTEN	31

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 6-1: wichtigsten Auslegung-Parameter	11
Tabelle 6-2: LNG-Zusammensetzung	12
Tabelle 6-3: Erdgas-Ausspeisungsdruck u. -temperatur an der Anlagengrenze	13
Tabelle 6-4: DVGW G 260 (A) Gruppe H (Technische Regel Gasbeschaffenheit) vom März 2013 entsprechen.....	13

1. EINFÜHRUNG

Dieses Dokument beschreibt die wesentlichen funktionalen Prozessanforderungen und Eingangsdaten für die Prozessgestaltung des German LNG-Terminal in Brunsbüttel.

2. GLOSSAR DER BEGRIFFE UND ABKÜRZUNGEN

Die folgende Liste beinhaltet Begriffe, Abkürzungen und Akronyme, die in diesem Dokument verwendet werden.

Abkürzung	Definition	Abkürzung	Definition
API	American Petroleum Institute, der größte Interessenverband der Öl- und Gasindustrie in den USA	GUD	Gasunie Deutschland
BCMA	Milliarden Normkubikmeter pro Jahr	HD	Hochdruck
BOG	Abdampfverluste	HFC	Difluormethan
CO	Kohlenmonoxid	Hs	Höherer Heizwert
DN	Durchmesser (Nennwert)	HSE	Gesundheit, Sicherheit & Umwelt
DP	Auslegungsdruck	IFV	Indirekter Verdampfer
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.	ISO	Internationale Organisation für Normung
EN	Europäische Norm	LNG	Flüssigerdgas
ESD	Notabschaltung	LNGC	LNG Carrier, ein Tank-schiff für den Transport von Flüssigerdgas
EKW	Eisenbahn-Kesselwagen	LOA	Gesamtlänge, Baulänge
ETL	Erdgastransportleitung	MIP	Maximaler Druck im Stö-rungsfall
FS	Flüssigkeitssäule	MOP	Maximaler Betriebsdruck
FU	Frequenzumrichter	ND	Niederdruck
GC	Gaschromatograph	NG	Erdgas
GIIGNL	Groupe international des impor-tateurs de gaz naturel liquéfié	MNOL	Betriebstankniveau H
GLNG	German LNG	minNOL	Betriebstankniveau L

Abkürzung	Definition	Abkürzung	Definition
MSO	Mindestausspeisemenge	RP	Empfohlene Praxis
NOx	Stickoxide	SCV	Tauchflammenverdampfer
NPSH	NPSH-Wert	ST	Siedetemperatur
PCV	Druckregelventil	TSV	Thermisches Sicherheitsventil
PSV	Drucksicherheitsventil	TKW	Tankkraftwagen
RAM	Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Instandhaltbarkeit	WI	Wobbeindex

3. ANWENDBARES REGELWERK UND NORMEN

Die folgenden Liste der in der gesamten Dokument verwendeten Vorschriften, Richtlinien und Normen werden hier:

[1]	API RP 14E/ DIN EN ISO 13703	Erdöl- und Erdgasindustrie - Auslegung und Verlegung von Rohrleitungssystemen auf Offshore-Förderplattformen (ISO 13703:2000 + Cor. 1:2002); Deutsche und englische Fassung EN ISO 13703:2000 + AC:2002
[2]	API 520 / DIN EN ISO 4126	Sicherheitseinrichtungen gegen unzulässigen Überdruck - Teil 1: Sicherheitsventile (ISO 4126-1:2013 + Amd 1:2016); Deutsche Fassung EN ISO 4126-1:2013 + A1:2016
[3]	API 521/ EN ISO 23251	Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie - Druckentlastungs- und Druckausgleichssysteme (ISO 23251:2006)
[4]	API 610/ DIN EN ISO 13709	Kreiselpumpen für den Einsatz in der Erdöl-, petrochemischen und Erdgasindustrie (ISO 13709:2009)
[5]	DIN EN 1473	Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas - Auslegung von landseitigen Anlagen

4. REFERENZPROJEKTUNTERLAGEN

Dieses Dokument gilt in Verbindung mit anderen relevanten Projektdokumenten, insbesondere mit:

- Unterlage 20.3 Blockdiagramm
- Unterlage 20.4 Verfahrensfließbilder,
- Unterlage 20.5 Nebenanlagenfließbilder
- Unterlage 20.6 Rohrleitungs- und Instrumentenfließbilder

5. GRUNDLEGENDE INFORMATIONEN ZUR PROZESSAUSLEGUNG

Das GLNG-Terminal muss in den folgenden Betriebsarten betrieben werden können:

- Erdgas-Ausspeisung ohne Schiffsbe(-ent)ladung
- Erdgas-Ausspeisung mit Schiffsbe(-ent)ladung von kleinen und/oder großen Schiffen
- Keine Erdgas-Ausspeisung (Null-Ausspeisung) ohne Schiffsbe(-ent)ladung (Ausnahmefall)

In allen Betriebsarten müssen TKW/EKW-Beladungen möglich sein.

Das gleichzeitige Entladen und Beladen von Schiffen muss möglich sein; alle Schiffsbe- und -entladekombinationen müssen möglich sein (inkl. Schiffsdirektumschlag), ohne die maximale Erdgas-Ausspeisung bzw. TKW/EKW-Beladung zu beeinträchtigen; die max. kombinierte Entladerate, von 2 Anlegern gleichzeitig, darf 15000 m³/h (*) nicht überschreiten.

(*) 15000 m³/h werden für die Druckstoßanalyse der LNG-Transferleitungen zugrunde gelegt; 14000 m³/h werden für die Auslegung der LNG-Transferleitungen und des Abdampfgas-Systems (BOG-Handling) zugrunde gelegt.

Direkte kommerzielle Schiffsbetankung ist NICHT Teil des eigentlichen Terminal-Designs, jedoch können Bunkerschiffe/-bargen zum Beladen angenommen werden.

Es gelten die folgenden Definitionen:

- Schiffsbetankung = Bebunkern eines LNG-angetriebenen Schiffs bzw. Schiffs-kraftstofftank direkt vom Terminalanleger aus.
- Beladung von Kleinschiffen = Beladung der Lagertanks von kleinen LNG-Tankern oder LNG-Bargen direkt vom Terminalanleger (über die Schiffsverladerarme).
- Beladung von LNG-Tankern = Beladung eines konventionellen LNG-Schiffes, direkt vom Terminalanleger aus (über die Schiffsverladerarme).

5.1. Erdgas-Ausspeisung ohne Schiffsbe(-ent)ladung

Je nach Ausspeisungsmenge sind eine oder mehrere ND(Niederdruck)-Pumpen in Betrieb. Ein Teil des Gesamtstroms wird zu den Be- und Entladungsleitungen für die kontinuierliche Kühlung geleitet. Die vom Schiffsanleger zirkulierte LNG-Menge wird mit der in den Rückkondensator eingespeisten LNG-Menge vermischt.

Vom Rückkondensator wird LNG mit den Hochdruckpumpen zu den LNG-Verdampfern gepumpt.

5.2. Erdgas-Ausspeisung mit Schiffsentladung

Im Ausspeisemodus mit einem zu entladenen LNG-Tanker wird das Terminal auf die gleiche Weise betrieben wie im Betriebsmodus ohne Schiffsbe(-ent)ladung, aber die Be- und Entladungsleitungen sind nicht Teil der ND-Ausspeisung, sondern vollständig dem Entladevorgang zugeordnet.

5.3. Erdgas-Ausspeisung mit Schiffsbeladung

Im Ausspeisemodus mit einem zu beladenen LNG-Tanker (unter Verwendung spezieller Schiffsverladepumpen) wird das Terminal auf die gleiche Weise betrieben wie im Betriebsmodus ohne Schiffsbe(-ent)ladung, aber die Be- und Entladungsleitungen sind nicht Teil der ND-Ausspeisung, sondern vollständig dem Beladevorgang zugeordnet.

5.4. Mindest-Ausspeisungsmenge

Diese Betriebsart ist vergleichbar mit den zuvor beschriebenen Betriebsarten. Das Terminal muss so ausgelegt sein, dass eine minimale Erdgas-Ausspeisung möglich ist, die wie folgt definiert ist:

- Der Rückkondensator arbeitet bei maximalem Druck.
- Ein Schiff kann mit der Auslegungsentladerate entladen werden, oder ein Schiff kann mit der Auslegungsbeladerate beladen werden, oder zwei Schiffe können gleichzeitig entladen und/oder beladen werden.
- Bei den Mindest-Ausspeisungsszenarien wird kein Gas abgeblasen bzw. abgefackelt.

Die Mindest-Ausspeisungsmenge eines LNG-Terminals wird normalerweise durch das thermodynamische Minimum bestimmt, um das erzeugte BOG vollständig wieder zu kondensieren oder den Mindestmengendurchfluss einer Hochdruckpumpe, je nachdem, welcher Wert am höchsten ist.

Die Mindest-Ausspeisemenge im LNG-Terminal kann weiter verringert werden durch den Einsatz eines MSO-Verdichters, der das erzeugte BOG auf den erforderlichen Ausspeisedruck verdichtet und in die Exportgasleitung fördert.

Der MSO-Verdichter kann mit oder ohne Rückkondensator, HD-Pumpen und Verdampfern betrieben werden. Es ist aber auch möglich, dass zum Zweck der Erreichung der erforderlichen Gaszusammensetzung (hoher N₂ Anteil im BOG) eine HD-Mischpumpe eine Mindestmenge LNG durch einen Verdampfer sendet. Das entstandene Erdgas wird danach mit dem Gas vom MSO Verdichter gemischt und in die Exportgasleitung gefördert.

5.5. Null-Ausspeisung

Im Null-Ausspeisungsmodus (Ausnahmefall) erfolgt keine LNG-Ausspeisung vom Terminal und die LNG-Hauptleitungen werden durch mehrere Kältezirkulationsströme kalt gehalten, die von einer ND-Ausspeisepumpe kommen und zu den Lagertanks zurückgeführt werden.

Im Null-Ausspeisungsmodus können keine Schiffsbe(-ent)ladungen durchgeführt werden (Ausnahme ist die erste LNG Lieferung bei der Inbetriebnahme des Terminals)..

Längere Zeiten mit Null-Ausspeisung erfordern im Ausnahmefall das durch Wärmeeinfall in den LNG-Lagertank und Rohrleitungssystem entstehende Erdgas über das Fackelsystem kontrolliert abzuführen.

5.6. TKW/EKW-Beladung

LNG-TKW und/oder EKW können jederzeit zusätzlich zu einer der zuvor beschriebenen Betriebsarten beladen werden mit Ausnahme der Null-Ausspeisung; das LNG für die TKW/EKW-Beladung wird aus dem ND-Ausspeisungssystem (gespeist von den ND-Pumpen) entnommen. Wenn keine TKW- oder EKW-Beladung stattfindet, wird die LNG-TKW/EKW-Beladungsleitung durch einen Kältezirkulationsstrom, der zu den Lagertanks zurückgeführt wird, kalt gehalten.

6. ALLGEMEINE AUSLEGUNGSDATEN DES LNG-TERMINALS

6.1. Terminal-Kapazität

Bei der Auslegung des GLNG-Terminals sind die wichtigsten Parameter der folgenden Tabelle zu entnehmen:

Parameter	Einheit	Wert
Anzahl der LNG-Lagertanks	-	2
Arbeitsvolumen eines LNG-Lagertanks	m ³	165 000
Anzahl der TKW/EKW-Beladestationen	-	2/2

Parameter	Einheit	Wert
Beladerate einer TKW/EKW-Beladestation	m ³ /h	100
Erdgas-Ausspeisungsmenge (1)	Nm ³ /h	920 000
	BCMA	8
Maximaler Erdgas-Ausspeisungsdruck (2)	Barg	84
Minimale Erdgas-Ausspeisungstemperatur (2)	°C	5
Minimale Erdgas-Ausspeisungsmenge ohne Schiffsbe(-ent)ladung	Nm ³ /h	75 000 (3)

Tabelle 6-1: wichtigsten Auslegung-Parameter

- (1) Gesamtmenge an GUD und Lieferung an Dritte; siehe Kapitel 6.3.1.
(2) An der Terminal-Anlagengrenze.
(3) Wert basiert auf einer angenommenen thermodynamischen Mindestmenge, um das gesamte BOG im Rückkondensator wieder zu kondensieren; ohne Schiffsbe(-ent)ladung .

Anmerkung 1: Die Erdgas-Ausspeisungsmengen werden in Normkubikmeter pro Stunde (Nm³/h) bei 0°C und 101 325 Pa angegeben.

Bei der Planung soll auch die mögliche Erweiterung des Terminals berücksichtigt werden und freiräume für zusätzliche Anlagenkomponenten geschaffen werden.

Die Dimensionierung des Rohrleitungssystems soll alle oben genannten zukünftigen potenziellen Erweiterungsszenarien berücksichtigen. Dazu gehören ebenfalls zukünftige Einbindungspunkte und entsprechende Platzreserven auf den Rohrtrassen, mit dem Hintergrund den Terminalbetrieb bei Realisierung der Erweiterung(en) möglichst wenig zu beeinträchtigen.

Die Planung soll eine sichere Abtrennung in diesen Systemen berücksichtigen, um eine spätere Erweiterung ohne Betriebsunterbrechung des Terminals zu ermöglichen.

6.2. LNG-Zusammensetzung

Das GLNG-Terminal wird für die gesamte Bandbreite der verfügbaren LNG-Zusammensetzungen ausgelegt, die im neuesten jährlichen GIIGNL-Bericht 2018 (siehe Anhang 1) aufgeführt sind. Für Auslegungszwecke sind die extremen Mager- und Fett-LNG-Zusammensetzungen zu verwenden.

Parameter	Einheit	Lean/Mager	Rich/Fett
Stickstoff (N2)	mol%	0,17	0,59
Methan (C1)	mol%	99,71	82,57
Ethan (C2)	mol%	0,09	12,62
Propan (C3)	mol%	0,03	3,56
i-Butan (i-C4)	mol%	0,01	0,33

Parameter	Einheit	Lean/Mager	Rich/Fett
n-Butan (n-C4)	mol%	0,01	0,33
i-Pentan (i-C5)	mol%	0,00	0,00
n-Pentan (n-C5)	mol%	0,00	0,00
Gesamt	mol%	100,02	100,00
Molekulargewicht	g/mol	16,09	19,16
Siedetemperatur (ST) @ 1 atm	°C	-162,1	-162,1
Flüssigkeitsdichte @ 1 atm & ST	kg/m ³	425,4	483,2
Gasdichte bei 1 atm & 0°C	kg/Nm ³	0,7180	0,8548
Höherer Heizwert (*)	MJ/Nm ³	39,93	46,25
Wobbe-Index (*)	MJ/Nm ³	53,52	56,78
Relative Dichte (*)	-	0,5555	0,6615

Tabelle 6-2: LNG-Zusammensetzung

(*) Werte berechnet nach ISO 6976 (1995), mit Bedingungen 0/0°C (Verbrennungsprodukt wird auf die Temperatur 0°C zurückgeführt und die vereinbarten Messbedingungen für das Gasvolumen betragen 0°C und 101 325 Pa).

Anmerkung 1: LNG/NG-Eigenschaften berechnet mit Aspen HYSYS mit thermodynamischem Modell = Peng-Robinson + Lee-Kesler für Enthalpie.

Anmerkung 2: Die Rich-LNG-Zusammensetzung dient nur zu Auslegungszwecken von Anlagen/Ausrüstungen. Die LNG-Anlieferung und die Erdgas-Ausspeisung entsprechen den GUD-Spezifikationen, siehe Kapitel 6.3.2.

Für alle Maschinen wird die erforderliche Differenzhöhe durch die niedrigste Dichte bestimmt, aber der Motor muss für die höchste Dichte ausgelegt sein.

6.3. Export/Ausspeisung von Erdgas

Das GLNG-Terminal wird über eine Hochdruckerdgastransportleitung an das GUD-Erdgasleitungssystem und über eine zweite Erdgastransportleitung zur benachbarten Industrie angeschlossen.

6.3.1. Erdgas-Ausspeisungsdruck u. -temperatur

Erdgas-Ausspeisungsdruck/-temperatur an der Anlagengrenze (= Einspeisebedingungen in die Erdgastransportleitung) sind wie folgt definiert:

Parameter	Einheit	GUD	Dritte
Auslegungsdurchfluss	Nm³/h	920 000	115 000
Minimaler Betriebsdruck	Barg	40 / 60 (1)	40 / 60 (2)
Normaler Betriebsdruck	Barg	60-82	75
Maximaler Betriebsdruck (MOP)	Barg	75 bis 84	75 bis 84
Auslegungsdruck (DP)	Barg	84	84
Grenzdruck im Störfall (MIP)	Barg	92,4	92,4
Minimale Betriebstemperatur	°C	5	5
Maximale Betriebstemperatur (3)	°C	37	37
Auslegungstemperatur	°C	-20 / +80	-20 / +80

Tabelle 6-3: Erdgas-Ausspeisungsdruck u. -temperatur an der Anlagengrenze

- (1) 60 barg im Auslegungsdurchfluss und bis zu 40 barg im reduzierten Durchfluss bei Druckbeaufschlagung der Rohrleitung(en).
- (2) Ein minimaler Ausspeisedruck von 70 bar wird während der Ausführungsplanung überprüft und berücksichtigt.
- (3) Bei den Auslegungs-ausspeiseraten, für die Dimensionierung der Hochdruckerdgasleitungen.

Hinweis: MOP (max. zulässiger Betriebsdruck / Maximum Operating Pressure) = DP (Auslegungsdruck/Design Pressure) und MIP (Grenzdruck im Störfall / Maximum Incidental Pressure) = 1,10 * DP; Definitionen nach EN-1594 (2013).

Der Druck nach den LNG-Verdampfern schwankt entsprechend dem vorherrschenden GUD-Leitungsdruck und/oder dem Leitungsdruck Dritter.

6.3.2. Gasqualität

Das aus dem Terminal exportierte/ingespeiste Erdgas muss der DVGW G 260 (A) Gruppe H (Technische Regel Gasbeschaffenheit) vom März 2013 entsprechen; insbesondere sind die folgenden Werte zu beachten:

Parameter/Kennwert	Limit	Wert	Einheit
Wobbe-Index (WI)	Minimum	49	MJ/Nm³
	Maximum	56,5	
Höherer Heizwert (Hs)	Minimum	30,2	MJ/Nm³
	Maximum	47,2	
Relative Dichte	Minimum	0,55	-
	Maximum	0,75	

Tabelle 6-4: DVGW G 260 (A) Gruppe H (Technische Regel Gasbeschaffenheit) vom März 2013 entsprechen

Hinweis: WI und Hs sind unter den Normbedingungen (entsprechend 101325 Pa und 0°C) und der Verbrennung bei 25°C definiert.

6.3.2.1. GAS ODORIERUNG

Eine Gasodorierung ist für das Ausspeisungsgas und das im Terminal verwendete Brenngas nicht erforderlich.

6.3.2.2. WOBBE-INDEX-ANPASSUNG

Eine Anpassung des Wobbe-Index ist für das Ausspeisungsgas und das im Terminal verwendete Brenngas nicht erforderlich.

6.4. Verfügbarkeit des LNG-Terminals

Das GLNG-Terminal ist für den 24-Stunden-Betrieb an 365 Tagen im Jahr ausgelegt:

- Die 12-monatige garantierte Verfügbarkeit des Terminals (ohne Berücksichtigung von Stillstandszeiten für Wartungszwecke, Nichtverfügbarkeit von öffentlichem Netzstrom sowie Nichtverfügbarkeit des Hafens aufgrund anderer Schiffsbewegungen und/oder wetterbedingten Einschränkungen) muss für alle vom Terminal bereitgestellten Dienstleistungen über 99,5 % liegen.
- Das Terminal hat einen Wartungszeitraum von max. 4 Wochen im Jahr (in den Sommermonaten). Während dieses Wartungszeitraums muss die Anlage in Betrieb bleiben, jedoch mit reduzierten Ausspeisungsmengen / Entladeraten und/oder Verfügbarkeiten, da Reserveausrüstungen und -anlagen zur Aufrechterhaltung des Betriebs verwendet werden können.

6.5. Betriebs- und Reserveanlagen

Die Philosophie der Bereitstellung von Reserveausrüstungen und -anlagen basiert auf N+1. N ist die Anzahl der installierten Betriebsanlagen oder -ausrüstungen + 1 installierte Reserveanlage für alle wichtigen Prozess- und Nebenanlagen mit beweglichen Teilen (z.B. Pumpen, Verdichter, Gebläse, aber keine statischen Tanks/Behälter), die erforderlich sind, um eine zuverlässige garantierte Ausspeisungskapazität sowie die garantierten Schiffsbeladungen und TKW/EKW-Beladungen zu gewährleisten.

Die installierte Reserveanlage/-ausrüstung ist ein echtes Reserveteil und darf, sofern nicht anders angegeben, nicht für spezifische Betriebsstörungen verwendet werden.

N+1 ist als Minimum zu verwenden, jedoch können weitere Reserveanlagen/-ausrüstungen erforderlich sein, um die oben geforderte Verfügbarkeit zu erfüllen.

Darüber hinaus sollten alle wichtigen Systeme vollständig redundant sein, um den kontinuierlichen Betrieb aufrechtzuerhalten, ohne dass Einzelausfälle zulässig sind.

Eine RAM-Studie ist im Detailplanungsstadium durchzuführen.

6.6. Dimensionierung der Rohrleitungen

Maximale Geschwindigkeiten in Prozess-/Versorgungsleitungen (niedrigere Grenzwerte können aus Gründen der Prozessauslegung zur Anwendung kommen):

- Saugleitungen von Pumpen: < 2 m/s
- Flüssigkeitsleitungen: < 5 m/s (ausgenommen Verladearme)
- Gas-/Dampfleitungen: < 20 m/s

Entlüftungs-/Fackel- und Entspannungs-Sammelleitung:

- Abblaseleitungen der Sicherheitsventile und Sammelleitungen zur Entlüftung sind mit einer maximal zulässigen Geschwindigkeit von 0,7 Mach in den Abgangsleitungen und 0,5 Mach in den Hauptsammelleitungen auszulegen.
- Die Entlüftungsleitungen sind auf die Möglichkeit von Schallschwingungen zu prüfen. Wenn davon ausgegangen wird, dass eine bestimmte Leitung einer akustischen Vibration ausgesetzt ist, ist eine Erhöhung der Wanddicke erforderlich, um ein Versagen zu vermeiden.
- Druckverluste durch die Eingangsleitung zu den Sicherheitsventilen sind auf maximal 3 % des Überdruckes gemäß den Anforderungen der API 520 zu begrenzen.
- Die Auslegung von Entlüftungssystemen muss im Allgemeinen in Übereinstimmung mit der API 520 & 521 erfolgen.

7. BESONDERE KRITERIEN FÜR DIE AUSLEGUNG DES LNG-TERMINALS

7.1. LNG-Tankerdaten

LNGC = LNG Carrier = LNG-Tanker

Das GLNG-Terminal ist unter Berücksichtigung der folgenden Daten für LNG-Tanker (LNGC) auszulegen:

- LNGC-Kapazitätsbereich (LOA/Gesamtschiffslänge und Höhe des Manifolds sind noch festzulegen)
 - Anleger 2: Binnenschiffe / Bunkerschiffe / Barge 1000 bis 20000 m³
 - Anleger 1: Seeschiffe 10000 bis 265000 m³.
- Wärmeeintritt (auf Basis von reinem Methan)
 - LNGC-Ladetanks: 0,15% vol./Tag für Schiffskapazität > 75000 m³
0,25% vol./Tag für Schiffskapazität ≤ 75000 m³
 - LNGC-Manifold: 240 kW (große Schiffe)
85 kW (kleine Schiffe oder Binnenschiffe)
 - LNG Verladearme: 80 kW pro DN500 Verladearm
50 kW pro DN250 Verladearm
 - Verladearm Gasrückführung: 36 kW pro DN500 Verladearm
22,5 kW pro DN250 Verladearm
- LNG-Sättigungsdruck:
 - Schiffsentladung: 130 mbarg (im Schiff) für Auslegung verwendet
 - Schiffsbeladung: 200 mbarg (in Tanks), für Auslegung verwendet
- Schiffs-Ladetanks Betriebsdruck:
 - Schiffsentladung: 130 mbarg (im Schiff) für Auslegung verwendet (70 mbar Differenz zwischen Tank und Schiff)
 - Schiffsverladung - große Schiffe: 130 mbarg (im Schiff) für Auslegung verwendet (70 mbar Differenz zwischen Tank und Schiff)
 - Schiffsverladung - kleine Schiffe: wie bei großen Schiffen
Mögliche Alternative: bis zu 2 barg (für Binnenschiffe/Barge)

- LNG-Druck am LNGC-Manifold:
 - Entladung von großen Schiffen: 100 m FS (bei einer LNG-Tanker Manifold-Höhe von 19,6 m über Niedrigwasserstand) sind für die hydraulische Berechnung der LNG Be- und Entladeleitungen bei maximaler Auslegungsentladerate zu berücksichtigen.
 - Entladung von kleinen Schiffen: 111 m FS (bei einer LNG-Tanker Manifold-Höhe von 5 m über Niedrigwasserstand) sind für die hydraulische Berechnung der LNG Be- und Entladeleitungen bei maximaler Auslegungsentladerate zu berücksichtigen.
 - Beladung von großen/kleinen Schiffen: 2,4 barg sind für die hydraulische Berechnung der LNG Be- und Entladeleitungen bei maximaler Auslegungsbeladerate zu berücksichtigen.

- BOG-Druck am LNGC-Verteiler:
 - Entladung von großen und kleinen Schiffen: 130 mbarg für die Auslegung verwendet
 - Beladung von großen Schiffen: zu berechnen (Verwendung des Hochleistungs-Schiffsverdichters zur Rückführung des BOG vom Schiff zum Terminal)
 - Beladung von kleinen Schiffen: wie bei großen Schiffen
Mögliche Alternative: bis zu 4 barg

Hinweis: Einige der oben genannten Werte (Wärmeeintrag, LNG-Sättigungsdampfdruck, Betriebsdruck der Ladetanks, LNG-Druck am LNGC-Verteiler/Manifold, BOG-Druck am LNGC-Verteiler/Manifold) wurden nach den Erfahrungen von Tractebel festgelegt.

7.2. Be- und Entladeeinrichtungen

Der T-Schiffsanleger/Landungssteg ist für das Be- und Entladen von LNG-Tankern an zwei Liegeplätzen ausgelegt (Anleger 2 mit kleinen Verladearmen für kleine Schiffe und Anleger 1 mit großen Verladearmen für große Schiffe) und wird wie folgt ausgestattet:

Die Be- und Entladeeinrichtungen sind unter Berücksichtigung einer Kombination der Auslegungsentladerate zu den zwei LNG-Lagertanks auszulegen, eine reduzierte Menge wird für nur einen Tank berücksichtigt oder der Auslegungsbeladerate vom am weitesten entfernten LNG-Lagertanks. Alle möglichen gleichzeitigen –Schiffsbeladungen/-entladungsszenarien müssen berücksichtigt werden.

- LNG Verladearme:
 - 3 x DN500 LNG-Verladearme mit tDN400 Nottrennventile (voller Durchgang), einer davon ist ein Hybrid-Verladearm für Flüssigkeit oder Gasrückführung.
 - 1 x DN500 Verladearm Gasrückführung mit DN400 Nottrennventile (voller Durchgang)
 - 2 x DN250 LNG-Verladearm DN250 Nottrennventile (voller Durchgang), für die kleinen Schiffe; einer davon ist ein Hybrid-Verladearm für Flüssigkeit oder Gasrückführung.

- 1 x DN250 Verladearm Gasrückführung mit DN250 Nottrennventile (voller Durchgang), für kleine Schiffe.
- LNG-Entladung:
 - Auslegungsentladerate für die großen Verladearme: 14000 m³/h über 3 Verladearme; Min 4750 m³/h über 1 Verladearm
 - Auslegungsentladerate für die kleinen Verladearme: 1500 m³/h über 1 Verladearm
 - Die LNG-Entladerate gleichzeitig in zwei LNG-Lagertanks darf 14000 m³/h nicht überschreiten.
 - Die LNG-Entladerate in einen LNG-Lagertank darf 10000 m³/h nicht überschreiten.
- LNG-Beladung:
 - Auslegungsbeladerate für die großen Verladearme: 3000 m³/h über 1 Verladearm
 - Auslegungsbeladerate für die kleinen Verladearme: 1500 m³/h über 1 Verladearm
- An den Anlegern ist ein Online-Probenahme- und Gaschromatographie-Analysesystem zu installieren (mindestens 2 Probenahmestellen + 2 Gaschromatographen sind erforderlich, je Anleger 1 Set); dieses Probeentnahmesystem wird für den eichpflichtigen Verkehr für die eichfähige Produktmessung verwendet und muss daher den Anforderungen einer steuerrechtlichen und eichrechtlichen Probenahme entsprechen. Das Probeentnahmesystem wird auch für die BOG-Analyse verwendet.
- Die eichpflichtige Produktübergabe erfolgt gemäß GIIGNL LNG Custody Transfer Handbook, 5. Ausgabe von 2017.

7.3. LNG-Lagertanks

Die Auslegung des Terminals erfolgt unter Berücksichtigung von zwei LNG-Lagertanks. Es ist jedoch möglich den Betrieb zunächst nur mit einem LNG-Lagertank aufzunehmen und zu einem späteren Zeitpunkt den zweiten Lagertank in Betrieb zu nehmen.

Die LNG-Lagertanks sind bemessen nach den Vorgaben der Unterlage 21.1 Planungsgrundlagen LNG-Tank.

7.4. BOG (Boil-Off-Gas) – Anlagen und Prozessführung

Der allgemeine Betriebsablauf sieht vor, dass ein Abnehmer für mindestens 97 % der Zeit mit ca. 75000 Nm³/h Hochdruck-Erdgas kontinuierlich aus dem Terminal versorgt wird. Die Differenz zur elektiven BOG-Menge wird in die GUD-Ausspeisung ausgeleitet. Während der Be- und Entladung von Schiffen werden die Kunden aufgefordert, falls dies erforderlich ist, ihre Nominierung/Ausspeisungsmenge zu erhöhen, damit alle zusätzlich generierten BOG-Mengen kondensiert werden können. Der MSO-Verdichter kann auch bei geringen Ausspeisungsvolumen verwendet werden, um das anfallende BOG auf den Ausspeisedruck zu verdichten. Der Null-Ausspeisungsbetrieb ist nur als Ausnahmesituation zu betrachten.

7.4.1. Betriebsart Schiffsentladung

Wenn ein LNG-Tanker in den/die LNG-Lagertank(s) entladen wird, kommen zwei Prozessführungen gleichzeitig zum Einsatz, um die beim Entladen entstehende große Gasmenge zu verarbeiten:

- Ein Teil des Gases wird zum Schiff zurückgeführt, um das entladene LNG-Volumen zu kompensieren.
- Überschüssiges Gas/BOG wird von den BOG-Verdichtern komprimiert und der Rückkondensationsanlage zugeführt, wo es im LNG-Ausspeisungsstrom wieder kondensiert wird.
- Der MSO-Verdichter kann auch bei geringen Ausspeisungsvolumen (alleine oder parallel zum Rückkondensator) verwendet werden, um das anfallende BOG auf den Ausspeisedruck zu verdichten.

7.4.2. Betriebsart Schiffsbeladung

Wenn ein LNG-Tanker aus dem/den LNG-Lagertank(s) beladen wird, kommen zwei Prozessführungen gleichzeitig zum Einsatz, um die beim Beladen entstehende große Gasmenge zu bewältigen:

- Ein Teil des Gases wird in den/die Tank(s) zurückgeführt, um das verdrängte LNG-Volumen der Ladung auszugleichen.
- Überschüssiges Gas/BOG wird von den BOG-Verdichtern komprimiert und der Rückkondensationsanlage zugeführt, wo es im LNG-Ausspeisungsstrom wieder kondensiert wird.
- Der MSO-Verdichter kann auch bei geringen Ausspeisungsvolumen (alleine oder parallel zum Rückkondensator) verwendet werden, um das anfallende BOG auf den Ausspeisedruck zu verdichten.

7.4.3. Normalbetrieb

Im Normalbetrieb, d.h. ohne Schiffsbe-/entladung, werden die Be- und Entladeleitungen durch LNG-Zirkulation kalt gehalten; dieser Kältezirkulationsstrom wird in den Hauptstrom der LNG-Ausspeisung vor der Rückkondensationsanlage beigemischt. Der/die BOG-Verdichter werden betrieben, um das durch Wärmeeintrag in das Terminal erzeugte BOG wieder in der Rückkondensationsanlage zu kondensieren. In dieser Betriebsart, insbesondere bei hohen Ausspeisungsmengen, kann es erforderlich sein, dass Gas für den Unterdruckausgleich in die BOG-Sammelleitung zugeführt wird, um den Tankdruck auf dem minimal zulässigen Wert zu halten.

Der MSO-Verdichter kann auch bei geringen Ausspeisevolumen (allein oder parallel zum Rückkondensator) verwendet werden, um das anfallende BOG auf den Ausspeisedruck zu verdichten.

7.4.4. Null- Ausspeisung

Bei Null-Ausspeisung (Ausnahmesituation) wird kein Erdgas aus dem Terminal exportiert/ausgespeist und das im Terminal erzeugte überschüssige BOG wird über die Fackel kontrolliert abgeleitet.

7.4.5. TKW/EKW-Beladung

Wenn TKW/EKW aus dem/den LNG-Lagertank(s) beladen werden, wird die Gasmenge die durch den Ladevorgang des TKW/EKW erzeugt wird von den BOG-Verdichtern komprimiert und der Rückkondensationsanlage zugeführt, wo es im LNG-Ausspeisungsstrom wieder kondensiert wird oder dem MSO-Verdichter zugeführt für Ausspeisung in die ETL.

7.4.6. Auslegung der BOG-Anlagen/Einrichtungen

Erzeugung von BOG erfolgt in jeder der Betriebsarten des LNG-Terminals, was hauptsächlich darauf zurückzuführen ist, dass das LNG unter kryogenen Bedingungen bei Umgebungsdruck und -temperatur gelagert wird. BOG wird wie folgt während der verschiedenen Betriebsarten erzeugt:

- Stetiger Wärmeeintrag in die LNG-Tanker, LNG-Lagertanks, Prozessausrüstung und LNG-Rohrleitungen.
- Mechanischer Energieeintrag durch Prozessausrüstung, z.B. (In-Tank) Niederdruck-Pumpen und Hochdruck-Ausspeisungspumpen.
- Verdrängte Gase aus dem/den LNG-Tanker(n) und den LNG-Lagertanks aufgrund von Entlade- und Ausspeisungsraten.
- Entstehung und/oder Reduzierung von BOG aufgrund von LNG/BOG-Gleichgewichtsbedingungen in den LNG-Lagertanks.
- Höhenunterschied zwischen LNG aus dem/den LNG-Tanker(n) und LNG-Lagertanks
- Luftdruckänderungen

Die Menge des erzeugten BOG ist abhängig von den absoluten Raten der oben genannten Vorgänge und ändert sich erheblich von Normalbetrieb zu den anderen Betriebsarten des LNG-Terminals.

Die BOG-Anlagen/Einrichtungen sind unter Berücksichtigung der folgenden Betriebsbedingungen auszulegen:

- Verdampfungsrate (BOR) der LNG-Lagertanks
- Auslegungsdurchflussraten der Be- und Entladung
- Ein Wärmeeintrag in die isolierten Rohrleitungen von 30 W/m² bezogen auf die Außenfläche der Isolierung.
- Kältezirkulationsstrom

7.4.7. BOG-Sammelleitung

Eine BOG-Sammelleitung (Niederdruck-Gasausgleichsleitung) verbindet den Gasraum der LNG-Lagertanks, die /Fackel, die Saugleitung der BOG-Verdichter und die Gasrückführungsleitung zu den Anlegern zum Anschluss an die LNG-Tanker.

Die BOG-Sammelleitung wird für alle Betriebsarten des LNG-Terminals und den bestimmenden größten Volumenstrom ausgelegt.

7.4.8. BOG-Verdichter

BOG-Verdichter werden verwendet, um das BOG in die Rückkondensationsanlage zu senden.

BOG-Verdichter werden unter Berücksichtigung der ungünstigsten Bedingungen (Extremfall) ausgelegt:

- Zwei (2) LNG-Lagertanks
- Alle Wärmeeinträge und der LNG-Kältezirkulationsstrom
- Vier (4) gleichzeitig stattfindende EKW-/TKW-Beladungen
- Ungünstigster Fall von Schiffsentladung oder Schiffsbeladung oder gleichzeitiger Schiffsentladung und/oder -beladung.
- Gesamtes BOG wird in die Rückkondensationsanlage geschickt, die bei 8 barg arbeitet.
- Mindest-Ausspeisungsmenge, um das gesamte BOG wieder zu kondensieren.
- Maximal 30 mol% Stickstoffgehalt

Es sind drei BOG-Verdichter vom Typ Hubkolbenverdichter zu installieren.

BOG-Verdichter Betriebs- und Reservestrategie:

- Zwei (2) in Betrieb und ein (1) Reserve für die Schiffsentladeszenarien und die kleinen Schiffsbeladeszenarien.
- Drei (3) in Betrieb ohne Reserve für die großen Schiffsbeladeszenarien.

Die Durchsatzleistung der BOG-Verdichter kann geregelt werden, um eine höchstmögliche operationelle Flexibilität aufgrund des großen abzudeckenden Bereiches der BOG-Erzeugung im LNG-Terminal zu erreichen.

Die Hubkolbenmaschinen verfügen über Zylinder, die in diskreten Schritten entladen werden können und es ermöglichen, dass jede Maschine mit 25 %, 50 %, 75 % und 100 % ihrer Kapazität läuft.

Ein einzelner Verdichter ist für die meisten Normalbetriebs-Fälle ausreichend, die anderen Verdichter werden für die Schiffsbe- und Entladevorgänge zugeschaltet; der Reserve-Verdichter könnte für vorübergehende/kurzfristige Bedingungen (z.B. bei Beginn der Schiffsentladung) oder bei hoher Schiffsbeladungsrate zum Einsatz kommen.

Die Motoren der BOG-Verdichter müssen für das BOG mit der höchsten Dichte ausgelegt werden.

Der gemeinsame Flüssigkeitsabscheider, auf der Saugseite der BOG-Verdichter, muss für den BOG-Auslegungsdurchfluss dimensioniert sein, d.h. dass sich alle BOG-Verdichter in Betrieb befinden.

In der Hauptsaugleitung ist ein Enthitzer vorgesehen, um die Eintrittstemperatur des BOG in die Verdichter unter minus 80 °C zu halten; er ist für alle in Betrieb befindlichen Verdichter ausgelegt.

7.4.9. Gasrückführungsleitung (Schiff)

Die Gasrückführungsleitung ist nach den folgenden Gesichtspunkten auszulegen:

- Auslegungs-Entladerate von LNG-Tankern, Betriebsdruck in den LNG-Lagertanks bei 200 mbarg und in den Schiffstanks bei 130 mbarg.
- Auslegungs-Beladerate der LNG-Tanker, Betriebsdruck in den LNG-Lagertanks bei 200 mbarg und in den Schiffstanks bei 130 mbarg; für kleine Schiffe kann alternativ ein Schiffsdruck von bis zu 2 barg berücksichtigt werden.
- Ein Enthitzer ist auf jeder Anlegestelle (Anleger 1 und 2) in die Gasrückführungsleitung zum Schiff eingebaut und ausgelegt unter Berücksichtigung einer maximalen Temperatur von minus 130°C für das an das Schiff zurückgeführte Gas (beim Entladen des Schiffes).
- Die Flüssigkeitsabscheider auf den Anleger-Plattformen 1 und 2 sind unter folgenden Gesichtspunkten auszulegen:
 - Im Notfall kann ein LNG-Verladearm in den Flüssigkeitsabscheider entleert werden.
 - Wenn ein LNG-Tanker entladen wird, wird das zum Tanker zurückgeführte BOG anfänglich gekühlt, indem LNG in die Gasrückführungsleitung gesprüht wird; ein Teil des nicht verdampften eingesprühten LNG wird im Flüssigkeitsabscheider des jeweiligen Anlegers abgeschieden und gesammelt.

Während der Schiffsentladung wird das Gas im freien Fluss aus dem/den Tank(s) zum/zu den Schiff(en) zurückgeführt.

Während der Schiffsbeladung werden die Schiffsgebläse verwendet, um das überschüssige BOG über die Gasrückführungsleitung zum Terminal zu befördern, mit Ausnahme von kleinen Schiffen (oder Barge), bei denen das Gas im freien Fluss zum Terminal zurückgeführt werden kann.

7.4.10. Rückkondensationsanlage

Überschüssiges Gas, das bei Schiffsbe(-ent)ladung, LNG-TKW/EKW-Beladung entsteht und BOG aus dem Normalbetrieb, wird von den BOG-Verdichtern komprimiert und in unterkühltem LNG kondensiert. Dies geschieht in einer Kolonne, dem sogenannten Rückkondensator, wo das von den Niederdruck-Pumpen eingespeiste LNG im Gleichstrom mit dem BOG in Kontakt gebracht wird.

Der Rückkondensator besteht aus zwei Bereichen:

- Der obere Bereich besteht aus einer Füllkörperpackung zum Mischen von Gas und LNG, wodurch das Gas kondensiert.
- Der untere Bereich dient als Vorlagebehälter (Puffervolumen) für die Zufuhr von LNG zu den Hochdruck-LNG-Pumpen, mit einem NPSH-Wert über dem vom Hersteller der Hochdruckpumpen geforderten Mindestwert.

Nur das für die Rückkondensation des Gases erforderliche LNG wird in den oberen Bereich des Rückkondensators geleitet, während die überschüssige LNG-Menge direkt in den unteren Bereich des Rückkondensators strömt; das aus dem Rückkondensator austretende LNG ist somit unterkühlt und stellt ein Medium dar, das von den HD-Pumpen oder der HD-Mischpumpe gepumpt werden kann (als Sicherheitsmarge müssen mindestens 10% des gesamten LNG-Durchflusses über den unteren Bereich der Kolonne gefahren werden).

Der Rückkondensator ist wie folgt auszulegen:

- Rückkondensation des gesamten BOG bei gleichzeitigem Betrieb von allen BOG-Verdichtern.
- Variabler Druck von 4 bis 8 barg in Abhängigkeit von den BOG/LNG-Durchflussraten und dem Ausspeisungsdruck.
- Verweilzeit im unteren Bereich für 1 Minute (zwischen Niedrig-Füllstandsalarm und Niedrigfüllstandsabschaltung) basierend auf der Auslegungsausspeisungsmenge.
- Der Rückkondensator wird durch zwei Überdruckdrucksicherheitsventile (2 x 100%) abgesichert. Dies ermöglicht eine Wartung im laufenden Betrieb.
- Der Rückkondensator wird mit einem Bypass zu Wartungszwecken ausgestattet.
- Der Rückkondensator und seine Bypass sind unter Berücksichtigung der in Kapitel 6.1 angegebenen Auslegungsausspeisungsmenge ohne zusätzliche Sicherheitsreserven auszulegen.
- Rückkondensation bei gleichzeitigem Betrieb des MSO-Verdichters.

7.4.11. MSO Verdichter

Der MSO-Verdichters verdichtet das erzeugte BOG bei Mindest-Ausspeisung auf den erforderlichen Ausspeisedruck und fördert es in die Exportgasleitung.

Der MSO-Verdichter ist wie folgt auszulegen:

- Zwei (2) LNG-Lagertanks
- Alle Wärmeeinträge und der LNG-Kältezirkulationsstrom
- Schiffsentladung von großem Schiff
- Normaler Lieferdruck der BOG-Verdichter von 8 barg
- Höchste Liefertemperatur der BOG-Verdichter von 37°C
- Maximal Druck in der ETL
- Es wird kein BOG zum Rückkondensator geleitet.
- Maximal 30 Mol% Stickstoff im BOG (Nur für die Auslegung des Verdichters)
- Höchste Drucktemperatur des MSO-Verdichters (nach dem Nachkühler) zur ETL: 37°C

Es ist ein (1) MSO-Verdichter vom Typ Hubkolbenverdichter zu installieren.

Die Durchsatzleistung der BOG-Verdichter kann geregelt werden, um eine höchstmögliche operationelle Flexibilität aufgrund des großen abzudeckenden Bereiches der BOG-Erzeugung im LNG-Terminal zu erreichen. Die Hubkolbenmaschine verfügt über Zylinder, die in diskreten Schritten entladen werden können und es ermöglichen, dass die Maschine mit 50 %, 75 % und 100 % ihrer Kapazität läuft.

Der Motor des Verdichters müssen für das BOG mit der höchsten Dichte ausgelegt werden.

Der MSO-Verdichter wird in Serie mit den BOG-Verdichtern geschaltet

Der MSO-Verdichter soll auch gleichzeitig mit dem Rückkondensators betrieben werden können.

7.5. Niederdruck (ND) - Ausspeisepumpen

Die ND-Pumpen werden für die Ausspeisung, für die TKW/EKW-Beladung und für die Kältezirkulation eingesetzt; die ND-Pumpen werden nicht für die Schiffsbeladung eingesetzt.

Anzahl der ND-Pumpen: drei (2+1) in T-211 + zwei (2) in T-221 mit der Möglichkeit eine 3 Pumpe im Reservepumpenstandrohr zu installieren.

ND-Pumpen Förderleistung:

Die ND-Pumpen sind unter Berücksichtigung der Auslegungsausspeisemenge (zuzüglich des Brenngasbedarfs) + 400 m³/h für die TKW/EKW-Beladung, aber auch der Mindest-Ausspeisungsmenge und der LNG-Kältezirkulationsströme auszulegen.

Rezirkulationsströme (*):

- 5 m³/h pro laufender ND-Pumpe und Schiffsverladepumpe
- 10 m³/h pro Stand-by-ND-Pumpe und Schiffsverladepumpe
- 15 m³/h pro Steigleitung am Tank (Be- und Entladung)

(*) Werte zur vorläufigen Pumpen-Auslegung.

Kältezirkulationsströme sind im Detail-Engineering zu bestätigen; das wichtigste Auslegungskriterium ist, dass ein Entspannungsverdampfen verhindert wird; für die Vorplanung wird nach Erfahrungen von Tractebel ein konservativer Ansatz mit Begrenzung des Temperaturanstiegs auf maximal 5 °C verwendet.

Es werden vier (4) ND-Pumpen in Betrieb sein zur Gewährleistung der Auslegungsausspeisungsmenge (=Erdgasausspeisungsmenge nach Kapitel 6.1 + Brenngas + TKW/EKW-Beladung + Kältezirkulation).

Die Förderhöhe der ND-Pumpen ist auf der folgenden Grundlage zu definieren:

Die gesamte Differenzdruckhöhe der ND-Pumpen ist unter folgenden Gesichtspunkten auszulegen:

- LNG mit der niedrigsten Dichte
- Niedriger Füllstand in den LNG-Lagertanks
- Niedriger Betriebsdruck in den LNG-Lagertanks
- Maximaler Betriebsdruck im Rückkondensator
- Höhenunterschied zwischen dem Boden der LNG-Tanks und dem Rückkondensator
- Reibungsverluste/Druckverluste durch die Rohrleitung und Regelventile

Weitere ND-Pumpen Auslegungskriterien:

- Jede ND-Pumpe ist in der Lage, LNG zurück zu den LNG-Tanks zu zirkulieren (Mindestmengen-Leitung).
- Die ND-Pumpenmotoren sind ausgelegt für LNG mit der höchsten Dichte.
- Der Auslegungsdruck des Niederdruck-Ausspeisungssystems des Terminals berücksichtigt den kumulierten Gesamtdruck aus: Auslegungsdruck der LNG-Tanks (Ansprechdruck der Sicherheitsventile), maximalem Füllstand der LNG-Tanks und max. Pumpendruck bei Nullförderhöhe mit LNG der höchsten Dichte (Anforderungen der API 610 sind zu berücksichtigen).
- Die Druckleitung der ND-Pumpen jedes Tanks ist für den Fall auszulegen, dass alle Pumpen mit dem Nennförderstrom betrieben werden.
- Die Niederdruck-Ausspeisungssammelleitung zum Rückkondensator ist für den gesamten erforderlichen Auslegungsdurchfluss auszulegen.
- Es kommen keine Frequenzumrichter (FU) zum Einsatz.

Folgende mögliche Erweiterungen sind zu berücksichtigen:

- Drei (3) weitere ND Pumpen (mit gleicher Kapazität) im dritten Tank.

7.6. Schiffsverladepumpen

Anzahl der Pumpen: Eine (1) in T-211 + eine (1) in T-221 mit der Möglichkeit eine 2 Pumpe im Reservepumpenstandrohr zu installieren.

Förderleistung der Pumpen: 1500 m³/h pro Pumpe (entspricht der N+1 Betriebs- und Reservestrategie für die Beladung kleiner LNG-Tanker)

Die Förderhöhe der Pumpen ist auf folgender Grundlage zu definieren:

- LNG mit der niedrigsten Dichte
- Niedriger Füllstand in den LNG-Lagertanks
- Niedriger Betriebsdruck in den LNG-Lagertanks
- Ein Mindestdruck von 2,4 barg am Schiffsverteiler/-manifold.
- Höhenunterschied zwischen dem Boden der LNG-Tanks und dem Schiffsverteiler/-manifold
- Druckverlust über die Verladearme
- Reibungsverluste/Druckverluste durch die Rohrleitung und Regelventile

Weitere Auslegungskriterien:

- Jede Ladepumpe ist in der Lage, LNG zurück zu den LNG-Tanks zu zirkulieren (Mindestmengen-Leitung).
- Die Pumpenmotoren sind ausgelegt für LNG mit der höchsten Dichte.
- Die Druckleitung der Pumpen jedes Tanks ist für den Fall auszulegen, dass alle Pumpen mit dem Nennförderstrom betrieben werden.
- Es kommen keine Frequenzumrichter (FU) zum Einsatz.

Folgende mögliche Erweiterungen sind zu berücksichtigen:

- Eine zusätzliche Schiffsverladepumpe (mit gleicher Kapazität) im dritten Tank.

7.7. Hochdruck(HD)-Ausspeisepumpen

HD-Pumpen Förderleistung:

Die HD-Pumpen sind unter Berücksichtigung der Auslegungs-Ausspeisemengen (einschließlich des Brenngasbedarfs), aber auch der Mindest-Ausspeisungsmenge und der Kältezirkulation durch die Sammelleitung der HD-Pumpen, auszulegen (10 m³/h nach Tractebel-Erfahrung, zu bestätigen im Detail-Engineering). Der gesamte Ausspeisemengenbereich muss abgedeckt werden können.

Anzahl der HD-Pumpen: vier (4) in Betrieb + zwei (2) installierte Reservepumpe

Es müssen vier (4) Hochdruckpumpen mit Nennförderstrom betrieben werden (=Erdgas-Ausspeisungsmenge nach Kapitel 6.1 + Brenngas + Kältezirkulationsströme).

Auslegungskriterien für HD-Pumpen:

- Die Gesamtdifferenzhöhe der HD-Pumpe ist so auszulegen, dass der maximale Betriebsdruck (MOP – Maximum Operating Pressure) an der Terminal-Anlagengrenze erreicht wird und das mit einem LNG niedriger Dichte.
- Die HD-Pumpen sind unter Berücksichtigung eines variablen Saugdrucks im Rückkondensator auszulegen; Mindestdruck am Rückkondensator = 4 barg bei niedrigem Füllstand und Siedebedingungen.
- Die HD-Pumpenmotoren sind ausgelegt für LNG mit der höchsten Dichte.

- Der Auslegungsdruck des Hochdruck-Ausspeisungssystems des Terminals berücksichtigt den kumulierten maximalen Betriebsdruck am Saugstutzen der HD-Pumpen (mit oder ohne Rückkondensator in Betrieb) und den max. Pumpendruck bei Nullförderhöhe mit LNG der höchsten Dichte (Anforderungen der API 610 sind zu berücksichtigen).
- Es kommen keine Frequenzumrichter (FU) zum Einsatz.
- Die Hochdruckpumpen müssen auch im Ausnahmefall betrieben werden können, wenn der Rückkondensator nicht in Betrieb ist. Dann sind sie direkt in Serie mit den ND-Pumpen geschaltet. In diesem Fall wird die HD-Pumpen Saugbehälter-Entlüftung und der Mindestmengenstrom nicht zum Rückkondensator geführt, sondern in die LNG-Lagertanks.
- Im Falle eines sehr geringen Ausspeisebedarfs muss eine HD-Pumpe in der Lage sein, kontinuierlich mit ihrer Minstdurchflussmenge in Betrieb zu sein, mit teilweiser Rückführung zum Rückkondensator (oder zu den LNG-Tanks, wenn der Rückkondensator im Ausnahmefall nicht verfügbar ist).

7.8. Hochdruck (HD) Mischpumpe

Die Hochdruck Mischpumpe ist eine HD-Pumpe für kleine Mengen und soll Parallel zu den HD-Pumpen installiert werden

Die HD-Mischpumpe wird in der Regel zusammen mit dem MSO-Verdichter verwendet um die erforderliche Gasqualität des BOG bei der Auspeisung ins Gasnetz oder zu Dritten zu erreichen. Es ist jedoch auch möglich die HD-Mischpumpe ohne MSO-Verdichter zu betreiben.

Anzahl der HD-Mischpumpen: Eine (1) in Betrieb, keine Reservepumpe

Förderleistung der HD-Mischpumpen: In Abhängigkeit der MSO-Verdichterauslegungsfördermenge + Anforderungen an die Anpassungen der Erdgasqualität (siehe auch Kapitel 6.3.2) + HD-Pumpen Sammelleitung Kältezirkulationsstrom (siehe auch Kapitel 7.7)

Auslegungskriterien für HD-Mischpumpen: Ähnlich wie HD-Pumpenauslegungskriterien (siehe auch Kapitel 7.7)

7.9. LNG-Verdampfer

LNG wird hauptsächlich in Indirekten Verdampfern (IFV – Intermediate Fluid Vaporizer) mit Heizwasser von Dritten verdampft. Sollte kein Heizwasser zur Verfügung stehen, kommen Tauchflammenverdampfer (SCV – Submerged Combustion Vaporizers) zum Einsatz.

7.9.1. Indirekte Verdampfer (IFV)

IFV-Durchsatzleistung: wie bei den HD-Pumpen.

Anzahl der IFVs: vier (4) in Betrieb + eine (1) installierte Reserve

Es müssen vier (4) IFVs bei Nenndurchsatz betrieben werden (= Auslegungs-Erdgas-Ausspeisungsmenge nach Kapitel 6.1 + ggf. kleinere Brenngasverbraucher).

IFV-Auslegungskriterien:

- Maximaler LNG-Druckverlust bei maximalem Betriebsdruck: 2 bar
- Betriebsdruckbereich gemäß Vorgaben zur Erdgas-Ausspeisung (Kapitel 6.3.1)
- Betriebstemperaturbereich gemäß den Vorgaben zur Erdgas-Ausspeisung, mit einer minimalen Auslegungstemperatur von +14 °C (während der Detailplanungsphase noch zu bestätigen) am IFV-Gasaustritt (um sicherzustellen, dass mindestens +5°C and der Anlagengrenze zu GUD erreicht werden)
- Heizwasser:
 - Eintrittstemperatur: 23 bis 37 °C (Auslegungstemperatur während der Detailplanungsphase noch zu bestätigen)
 - Temperaturdifferenz: keine Begrenzung, solange keine Gefahr des Einfrierens von Wasser besteht (während der Detailplanungsphase noch zu bestätigen)
 - Eingangsdruck: (im Detail-Engineering zu bestätigen)
 - Druckverlust: max. 2 bar
- Zwischenfluid: Propan, alternativ kann auch HFC-R32 oder R410A verwendet werden.
- An zwei (2) IFV's soll ein kleines Kontrollventil installiert werden damit Erdgasqualitätsanpassungen mittels HD-Mischpumpe und MSO-Verdichter möglich sind

7.9.2. Tauchflammenverdampfer (SCV)

SCV-Durchsatzleistung: wie beim IFV plus Eigenverbrauch des Brenngases.

Anzahl der SCVs: vier (4) in Betrieb + eine (1) installierte Reserve

Es müssen vier (4) SCVs bei Nenndurchsatz betrieben werden (= Auslegungs-Erdgasausspeisungsmenge gemäß Kapitel 6.1 + Brenngas für SCVs + ggf. kleinere Brenngasverbraucher).

SCV-Auslegungskriterien:

- Maximaler LNG-Druckverlust bei maximalem Betriebsdruck: 2 bar
- Betriebsdruckbereich gemäß Vorgaben zur Erdgas-Ausspeisung (Kapitel 6.3.1)
- Betriebstemperaturbereich gemäß Vorgaben zur Erdgas-Ausspeisung, mit einer minimalen Auslegungstemperatur von +14 °C (während der Detailplanungsphase noch zu bestätigen) am SCV-Gasaustritt (um sicherzustellen, dass mindestens +5°C and der Anlagengrenze zu GUD erreicht werden)
- Max. zulässige NOx-Emission = 40 ppm (bei Wassereinspritzung in die Brennkammer)
- Max. zulässige CO-Emission = 80 ppm
- Jeder SCV wird über ein eigenes Wasserneutralisationssystem verfügen (mit einem Tagesbehälter).
- Min. Wirkungsgrad: 99% bezogen auf Hs des Brenngases

- An zwei (2) SCV's soll ein kleines Kontrollventil installiert werden damit Erdgasqualitätsanpassungen mittels HD-Mischpumpe und MSO-Verdichter möglich sind.

7.10. Messstationen

Die GLNG-Terminal-Messstation (eine Messstation für die ETL zu Dritten. Die Messstation für die GUD-Erdgastransportleitung ist außerhalb der Anlagengrenze installiert) ist mit eichfähigen Zählern auszurüsten und mit mehreren parallelen Messstrecken zu realisieren, die jeweils einen (1) Ultraschalldurchflussmesser beinhalten. Die Messstation für die GUD Pipeline wird im Umfang der Pipeline Planung und Genehmigung von GUD eingeschlossen.

Die Messstation für die ETL zu Dritten ist nach den folgenden Gesichtspunkten auszulegen:

- Eine (1) Messstrecke in Betrieb + eine (1) installierte Reservemessstrecke,
- Betriebsdurchfluss / Druck / Temperaturbereich gemäß den Vorgaben zur Erdgas-Ausspeisung (Kapitel 6.3)
- Einzelmessung von Druck, Temperatur und Durchfluss je Messstrecke
- Redundanter Probeentnahmepunkt oberhalb der Messstation und der ETL zu GUD
- Redundante Analyse der Proben mittels Gaschromatographen (GC) in einem eigens dafür errichteten Analyseschrank.

Vor der Messstation für die ETL zu Dritten ist eine temporäre Gasfiltration erforderlich, um die Durchflussmesser vor möglichen Verunreinigungen aus dem Terminal zu schützen, insbesondere bei der Inbetriebnahme; ein (1) temporärer Filter ist vorgesehen (kein Reservefilter).

Ein (1) Regelventil (ohne Reserve-Regelventil) ist in der Ausspeiseleitung zu GUD vorzusehen, um den Druck zu Dritten zu regeln für den Fall, dass der Druck in der ETL zu GUD niedriger ist als der erforderliche zu Dritten. Ein weiteres Regelventil ist nach der Messstation für die ETL zu Dritten um den Durchfluss zu regeln.

7.11. LNG-TKW/EKW Beladestationen

Es ist eine LNG-TKW-Beladung zu errichten, die aus mehreren Beladestationen besteht, die jeweils über eine separate Waage verfügen.

Es ist eine LNG-EKW-Beladung zu errichten, die aus mehreren Beladestationen besteht, die jeweils über eine separate Waage verfügen.

Die LNG-TKW/EKW-Beladestationen sind wie folgt auszulegen:

- LNG-Beladerate pro TKW/EKW-Beladestation: 100 m³/h
- Anzahl der TKW-Beladestationen: 2;
- Anzahl der EKW-Beladestationen: 2

Folgende mögliche Erweiterungen sind zu berücksichtigen:

- Zwei zusätzliche LKW-Beladestationen von gleicher Kapazität.

Die Rohrleitungen, die die TKW/EKW-Beladung speisen, werden für eine gleichzeitige Beladung von sechs Stationen für TKW/EKW ausgelegt (Gesamt-LNG-Durchfluss = 600 m³/h).

7.12. LNG-Entleerungssystem

Alle LNG-Entleerungen, TSV-Entspannung und Entlüftungen werden in einer gemeinsamen LNG-Entleerungssammelleitung zusammengeführt, die mit einem Entleerungs-Sammelbehälter verbunden ist. Durch Stickstoffdruckbeaufschlagung können diese über die Null-Ausspeisungsleitung zu den LNG-Lagertanks entleert werden.

Bei der Auslegung des LNG-Entleerungssystems ist eine zukünftige mögliche Erweiterung des Terminals zu berücksichtigen.

7.13. Fackel-System

Die PSV-Abblasemengen werden über die BOG-Sammelleitung abgeführt, mit Ausnahme der LNG-Verdampfer, der LNG-Lagertanks und der Anlagen, die Zwischenfluid beinhalten (IFVs). Diese haben eine lokale Abblaseleitung in die Atmosphäre (an einem sicheren Ort). Die BOG-Sammelleitung wird über ein Druckregelventil mit dem Fackel-System verbunden.

Das Fackel-System beinhaltet die folgenden Hauptausrüstungen:

- Flüssigkeitsabscheider
- Fackelmast

Bei der Auslegung des Fackel-Systems ist eine zukünftige mögliche Erweiterung des Terminals zu berücksichtigen.

7.14. Nebenanlagen / Hilfs- und Versorgungssysteme

Zusätzlich zu den prozessrelevanten Anlagen und Einrichtungen müssen folgende Nebenanlagen, Hilfs- und Versorgungssysteme berücksichtigt werden:

- Brenngas, entnommen aus dem Hochdruck-Erdgassystem (für die SCVs)
- Heizwasser (für die IFVs)
- Natriumhydroxid (für die SCVs)
- Kühlwasser (für die BOG-Verdichter und den MSO Verdichter)
- Trinkwasser/Brauchwasser
- Löschwasser
- Instrumentenluft
- Anlagenluft

- Stickstoff
- Diesel

Bei der Planung der Nebenanlagen, Hilfs- und Versorgungssysteme ist eine zukünftige mögliche Erweiterung des Terminals zu berücksichtigen.

Hinweis: Eine Natriumhypochlorit-Injektion in die Heizwasserleitungen ist nicht erforderlich, da das Heizwassersystem ein geschlossener Kreislauf ist.

ANHANG 1 - LNG-EIGENSCHAFTEN

Auszug aus Seite 20 des GIIGNL-Geschäftsberichts 2018 der LNG-Industrie:

Origin	Nitrogen N2 %	Methane C1 %	Ethane C2 %	Propane C3 %	C4+ %	TOTAL	LNG Density ⁽¹⁾ kg/m ³	Gas Density ⁽²⁾ kg/m ³ (n)	Expansion ratio m ³ (n)/m ³ liq	Gas GCV ⁽²⁾ MJ/m ³ (n)	Wobbe Index ⁽²⁾ MJ/m ³ (n)
Australia - NWS	0.04	87.33	8.33	3.33	0.97	100	467.35	0.83	562.46	45.32	56.53
Australia - Darwin	0.10	87.64	9.97	1.96	0.33	100	461.05	0.81	567.73	44.39	56.01
Algeria - Skikda	0.63	91.40	7.35	0.57	0.05	100	446.65	0.78	575.95	42.30	54.62
Algeria - Bethoua	0.64	89.55	8.20	1.30	0.31	100	454.50	0.80	571.70	43.22	55.12
Algeria - Arzew	0.71	88.93	8.42	1.59	0.37	100	457.10	0.80	570.37	43.48	55.23
Brunei	0.04	90.12	5.34	3.02	1.48	100	461.63	0.82	564.48	44.68	56.18
Egypt - Idku	0.02	95.31	3.58	0.74	0.34	100	437.38	0.76	578.47	41.76	54.61
Egypt - Damietta	0.02	97.25	2.49	0.12	0.12	100	429.35	0.74	582.24	40.87	54.12
Equatorial Guinea	0.00	93.41	6.52	0.07	0.00	100	439.64	0.76	578.85	41.95	54.73
Indonesia - Arun	0.08	91.86	5.66	1.60	0.79	100	450.96	0.79	571.49	43.29	55.42
Indonesia - Badak	0.01	90.14	5.46	2.98	1.40	100	461.07	0.82	564.89	44.63	56.17
Indonesia - Tangguh	0.13	96.91	2.37	0.44	0.15	100	431.22	0.74	581.47	41.00	54.14
Malaysia - Bintulu	0.14	91.69	4.64	2.60	0.93	100	454.19	0.80	569.15	43.67	55.59
Nigeria	0.03	91.70	5.52	2.17	0.58	100	451.66	0.79	571.14	43.41	55.50
Norway	0.46	92.03	5.75	1.31	0.45	100	448.39	0.78	573.75	42.69	54.91
Oman	0.20	90.68	5.75	2.12	1.24	100	457.27	0.81	567.76	43.99	55.73
Peru	0.57	89.07	10.26	0.10	0.01	100	451.80	0.79	574.30	42.90	55.00
Qatar	0.27	90.91	6.43	1.66	0.74	100	453.46	0.79	570.68	43.43	55.40
Russia - Sakhalin	0.07	92.53	4.47	1.97	0.95	100	450.67	0.79	571.05	43.30	55.43
Trinidad	0.01	96.78	2.78	0.37	0.06	100	431.03	0.74	581.77	41.05	54.23
USA - Alaska	0.17	99.71	0.09	0.03	0.01	100	421.39	0.72	585.75	39.91	53.51
Yemen	0.02	93.17	5.93	0.77	0.12	100	442.42	0.77	576.90	42.29	54.91

⁽¹⁾Last updated in 2012

(1) Calculated according to ISO 6578 (T = -160°C)
(2) Calculated according to ISO 6976 [0°C / 0°C, 1.01325 bar]