

DIN EN 1473

ICS 75.200

Entwurf

Einsprüche bis 2018-06-06
Vorgesehen als Ersatz für
DIN EN 1473:2016-10

**Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas –
Auslegung von landseitigen Anlagen;
Deutsche und Englische Fassung prEN 1473:2018**

Installation and equipment for liquefied natural gas –
Design of onshore installations;
German and English version prEN 1473:2018

Installations et équipements de gaz naturel liquéfié –
Conception des installations terrestres;
Version allemande et anglaise prEN 1473:2018

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2018-04-06 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfs besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal von DIN unter www.din.de/go/entwuerfe bzw. für Norm-Entwürfe der DKE auch im Norm-Entwurfs-Portal der DKE unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an nagas@din.de möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.din.de/go/stellungnahmen-norm-entwuerfe oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an den DIN-Normenausschuss Gastechnik (NAGas), 53058 Bonn, Postfach 14 03 62, Josef-Wirmer-Str. 1 - 3, 53123 Bonn.

Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevanten Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 287 Seiten

DIN-Normenausschuss Gastechnik (NAGas)

Nationales Vorwort

Diese Norm enthält sicherheitstechnische Festlegungen.

Dieses Dokument (prEN 1473:2018) wurde vom Technischen Komitee CEN/TC 282 „Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas“ erarbeitet, dessen Sekretariat von AFNOR (Frankreich) gehalten wird.

Das zuständige nationale Normungsgremium ist der Arbeitsausschuss NA 032-02-10 AA „Anlagen und Ausrüstung von Flüssigerdgas – Spiegelausschuss CEN/TC 282“ im Normenausschuss Gastechnik (NAGas) im DIN Deutsches Institut für Normung.

Dieses Dokument enthält Leitlinien für die Planung, den Bau und den Betrieb von allen landseitigen Flüssigerdgasanlagen für die Verflüssigung von Erdgas sowie für die Lagerung, die Verdampfung, die Weiterleitung und den Umgang mit LNG und Erdgas (NG, en: natural gas). Diese Anforderungen dürfen entsprechend auf Biomethan und synthetisches Erdgas (SNG, en: synthetic natural gas) angewendet werden.

Dieses Dokument gilt für Anlagen mit LNG-Lagerung einer Gesamtkapazität von mehr als 200 t.

Dieses Dokument wurde vom DIN Deutsches Institut für Normung e. V. im Einvernehmen mit dem DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. aufgestellt.

Es ist vorgesehen diese Norm in das DVGW-Regelwerks „Gas“ aufzunehmen.

Änderungen

Gegenüber DIN EN 1473:2016-10 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) die Norm wurde neu strukturiert, um die Benutzerfreundlichkeit zu verbessern und Wiederholungen zu erkennen und zu entfernen;
- b) druckbeaufschlagte Lagerung wurde eingearbeitet;
- c) die Begriffe und Definitionen wurden an die neue Marktentwicklung angepasst;
- d) die normativen Verweisungen wurden aktualisiert.

Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Auslegung von landseitigen Anlagen

Installation et équipements de gaz naturel liquéfié — Conception des installations terrestres

Installation and equipment for liquefied natural gas — Design of onshore installations

ICS:

Deskriptoren

Dokument-Typ: Europäische Norm

Dokument-Untertyp:

Dokument-Stage: CEN-Umfrage

Dokument-Sprache: D

STD Version 2.9d

Inhalt

	Seite
Europäisches Vorwort	8
Einleitung	9
1 Anwendungsbereich	10
2 Normative Verweisungen	11
3 Begriffe	15
4 Qualitätsmanagementsystem	26
5 Standortbewertung	26
5.1 Allgemeines und Anlagenbeschreibung	26
5.2 Geotechnisch	26
5.2.1 Bodeneigenschaften	26
5.2.2 Fundamentauslegung und Nivellierung des Standorts	27
5.2.3 Eigenschaften des Meeresbodens für die Auslegung des Anlegers und der seeseitigen Zufahrt	27
5.2.4 Hafenbaggerung	27
5.3 Meteorologisch	27
5.3.1 Allgemeines	27
5.3.2 Daten über Metocean-Auswirkungen	27
5.3.3 Auswirkungen der Lufttemperatur und Luftfeuchte	27
5.3.4 Blitzauswirkungen	28
5.3.5 Daten über Wind- und barometrische Auswirkung	28
5.3.6 Daten über Niederschlagsauswirkungen	28
5.3.7 Auswirkungen von Wellenhöhen	28
5.3.8 Stoßwellen und Überflutung	28
5.4 Umweltaspekte	28
5.4.1 Umweltverträglichkeitsbewertung	28
5.4.2 Anlagenemissionen/Emissionsüberwachung	29
5.4.3 Philosophie für Abfackeln/Abblasen	29
5.4.4 Schallschutz	30
5.4.5 Biologische Umgebung	30
5.5 Infrastruktur	30
5.5.1 Umgebende Infrastruktur	30
5.5.2 Anordnung des Standorts	30
5.5.3 Schnittstelle zwischen Schiff und Land	31
5.5.4 Erdverlegte Versorgungsleitungen	31
5.6 Seismisch	31
5.6.1 Seismisch allgemein	31
5.6.2 Tsunamis	33
5.7 Hydrologie	33
5.7.1 Auswirkungen von Entwässerung	33
5.7.2 Grundwasserleiter, Erosion und Studien zu den Auswirkungen auf das Grundwasser	33
5.8 Gesellschaftlich	33
5.8.1 Öffentliche Gesundheit, Sicherheit und Gefahren	33
5.8.2 Siedlungen	33
5.8.3 Weitere Themen	34
6 Risikobewertung	34

6.1	Allgemeines	34
6.2	QRA (Quantitative Risikobewertung, en: Quantitative Risk Assessment)	34
6.3	Gefährdungsermittlung und -minderung	34
6.3.1	Allgemeines	34
6.3.2	HAZID (Studie zur Gefahrenerkennung, en: Hazard Identification Study)	38
6.3.3	FMEA (Ausfalleffektanalyse; en: Failure Mode and Effects Analysis)	39
6.3.4	Risikomatrix	39
6.3.5	HAZOP (Betriebsfähigkeitsstudie, en: Hazard and Operability Study)	39
6.3.6	Bow-Tie	40
6.3.7	LOPA (Analyse der Schutzebenen, en: Layer of Protection Analysis)	40
6.3.8	SIL (Sicherheits-Integritätslevel, en: Safety integrity level)	40
6.4	Auswirkung und Folgenabschätzung	40
6.4.1	Allgemeines	40
6.4.2	Brand	41
6.4.3	Explosion	41
6.4.4	Gaswolkenverbreitung	42
6.4.5	Lachenbildung	43
6.4.6	Sicherheitsabstände	43
6.5	Sicherheitsmanagement	44
6.5.1	Betriebsabläufe	44
6.5.2	Instandhaltungsverfahren	44
6.5.3	Schulung	44
6.5.4	Reaktion auf Notfälle	45
6.5.5	Instandhaltung der Ausrüstung und Ausbildung für die Brandbekämpfung in Terminals	45
7	Auslegung	45
7.1	Allgemeines	45
7.2	Bauwerke	45
7.2.1	Bereichsentwässerung und Kontrolle freigesetzter Flüssigkeiten	45
7.2.2	Leitplanken	47
7.2.3	Brandschutz	48
7.2.4	Dämmung	53
7.2.5	Anforderungen an die räumliche Anordnung	55
7.2.6	Erdbeben	56
7.2.7	Geotechnisch	57
7.2.8	Auslegung von Fundamenten	57
7.2.9	Rohrleitungen oder eingeschlossene Bereiche	57
7.2.10	Rohrbrücken	57
7.2.11	Zäune und Zugang zur Anlage	58
7.3	Elektrisch	58
7.3.1	IP-Klassifizierung	58
7.3.2	Blitzschlag	58
7.3.3	Beleuchtung	59
7.3.4	Einteilung von explosionsgefährdeten Bereichen	59
7.3.5	Erde/Erdung	59
7.3.6	Hochspannungsanlagen/Hauptstromversorgung	59
7.3.7	Niederspannungsanlagen	60
7.3.8	Notstromversorgung (EPS, en: Emergency Power Supply)	60
7.3.9	Unterbrechungsfreie Stromversorgung (UPS, en: Uninterruptible Power Supply)	61
7.4	Mechanische Auslegung und Auslegung von Rohrleitungen/Materialauswahl	61
7.4.1	Werkstoffe	61
7.4.2	Korrosion	62
7.4.3	Anstrich und Beschichtung	63
7.4.4	Kathodischer Korrosionsschutz	63
7.4.5	Galvanisierte Tragwerke	63
7.4.6	Rohrleitungssysteme und Armaturen	63

7.4.7	Absperrarmaturen /ESD-Armaturen	65
7.4.8	Rohrleitungsspannung	65
7.4.9	Auslegung von Entleerung und Lüftung	67
7.4.10	Druckstoß	67
7.4.11	Sichere Absperrung	67
7.4.12	Druckentlastungseinrichtungen	67
7.4.13	Sprödbbruch	69
7.4.14	Schweißverfahren	70
7.4.15	Prüfungen und Inspektion	70
7.4.16	Inbetriebnahme und Anfahrvorgänge	71
7.4.17	Außerbetriebnahme	73
7.5	Prozessautomatisierung und -steuerungen	73
7.5.1	Steuerung und technische Schutzmaßnahmen	73
7.5.2	Kontrollraum	75
7.5.3	ESD und PSD /ESD-Stufen	75
7.5.4	Feldmessgeräte und Armaturen in der Anlage	77
7.5.5	Erkennung von Brand, Gas und Rauch	77
7.5.6	Feststellung von Lecks	78
7.5.7	Allgemeine Benutzerschnittstelle/HMI	79
7.5.8	Alarmmanagement	79
7.5.9	Telekommunikations- und CCTV-Anforderungen	79
7.5.10	Warnleuchten und Signalhorn	80
7.6	Prozesstechnische Sicherheit	80
7.6.1	Überlaufschutz	80
7.6.2	Überdrucksicherung	81
7.6.3	Unterdrucksicherung	81
7.6.4	Leckage	82
7.6.5	Rollover	82
7.6.6	Niedrigtemperaturschutz	83
7.7	Hafen-Transfersysteme	83
7.7.1	Allgemeines	83
7.7.2	LNG-Hafen-Übergabesysteme	83
7.7.3	Auslegung des Anlegers	84
7.7.4	Überwachung und Kontrolle von Hafen und Landungsbrücke	84
7.7.5	Sicherheit des Anlegers und Werkschutz	85
7.7.6	Unbemannte Übergabestation	85
7.8	Lagereinheit	86
7.8.1	Allgemeines	86
7.8.2	Anforderungen an die Auslegung/Normalbetrieb	86
7.8.3	Druckloses Lager mit atmosphärischem Druck	86
7.8.4	Druckbeaufschlagte Lagerung	87
7.9	Rotierende Ausrüstung	88
7.9.1	Pumpen	88
7.9.2	Verdichter	90
7.9.3	Turbinen	90
7.10	Wiederverdampfungs- und Einspeiseeinheit	90
7.10.1	Allgemeines	90
7.10.2	Wasserversorgung	91
7.10.3	Anpassung der Erdgasqualität	91
7.10.4	Odorierung	91
7.11	Beladeeinheit für Anhänger	92
7.11.1	Allgemeines	92
7.11.2	Messung	92
7.11.3	Inertisierung	92
7.12	Verflüssigungsanlage	92

7.12.1	Allgemeines	92
7.12.2	Abscheidung von Gasverunreinigungen	92
7.13	Gebäude	92
7.13.1	Allgemeines	92
7.14	Qualitätsmessung	93
7.14.1	Allgemeines	93
7.14.2	LNG-Qualitätsmessung	93
7.14.3	Messung der Erdgasqualität	94
7.15	Eichpflichtiger Verkehr	94
7.15.1	Par 1	94
7.16	Abblase-/Fackel-/Boil-off-Gassystem	95
7.16.1	Allgemeines	95
7.16.2	Fackel	96
7.16.3	Abblasemast	97
7.16.4	Notentspannung	97
7.16.5	Boil-off-Gasleitung	97
7.17	Boil-off-Gas-Sammelsystem	98
7.18	Betriebsmittel	99
7.18.1	Allgemeines	99
7.18.2	Instrumentenluft	100
7.18.3	Stickstoff	100
7.18.4	Brenngas	100
7.18.5	Andere Betriebsmittel	101
Anhang A (normativ)	Grenzwerte für die Wärmestrahlung	102
A.1	Wärmestrahlung von LNG-Bränden	102
A.2	Wärmestrahlung von einer Fackel oder einem gezündeten Abblasemast	103
Anhang B (normativ)	Definitionen der Referenzdurchflüsse	105
B.1	Allgemeines	105
B.2	V_T (Wärmeeintrag)	105
B.3	V_L (Füllen)	105
B.4	V_O (Überfüllung)	105
B.5	V_F (Flash beim Füllen)	105
B.6	V_R (LNG-Umwälzung mittels Tauchpumpe)	106
B.7	V_A (Schwankung des atmosphärischen Drucks)	107
B.8	V_V (Ausfall der Regelarmatur)	107
B.9	V_I (Wärmeeintrag durch Brandeinwirkung)	107
B.10	V_D (angesaugte Fluidmenge)	107
B.11	V_C (Verdichteransaugmenge)	108
B.12	V_B (Rollover)	108
Anhang C (informativ)	Klassifizierung von Erdbeben	109
C.1	Einleitung	109
C.2	Einige Grundprinzipien	109
C.3	Beispiel einer Sicherheitsbetrachtung nach einem SSE	109
C.4	Beispiel einer Klassifizierung für SSE	110
Anhang D (normativ)	Spezifische Anforderungen an LNG Pumpen	111
D.1	Einleitung	111
D.2	Auslegung	111
D.3	Inspektion	111
D.3.1	Allgemeines	111
D.3.2	Inspektion von Druck- oder Rotationsbelasteten Bauteilen	112
D.3.3	Durchstrahlungsprüfung	112

D.3.4	Ultraschallprüfung	112
D.3.5	Risserkennung (Farbeindringprüfung)	112
D.3.6	Sichtprüfung	112
D.3.7	Maßkontrolle	112
D.3.8	Elektrische Inspektionen	112
D.4	Prüfungen	112
D.4.1	Prüfbedingungen	112
D.4.2	Typprüfungen und Abnahmeprüfungen	113
D.4.3	Festigkeits- und Dichtheitsprüfungen	113
D.4.4	Leistungsprüfungen	113
D.4.5	NPSH-Prüfungen	114
D.5	Anzugebende Werte	114
D.6	Kennzeichnung	115
D.7	Spezifische Anforderungen für Tauchpumpen und zugehörige Kabel	115
D.7.1	Topfmontierte Pumpen	115
D.7.2	Tauchrohrpumpen (In-Tank-Pumpen)	115
D.8	Vertikale Pumpen mit externem Motor	116
Anhang E (normativ) Spezifische Anforderungen an LNG Verdampfer		117
E.1	Betriebsparameter/deklarierte Leistungsmerkmale	117
E.2	Wasserverdampfer mit offenem Kreislauf (ORV)	117
E.2.1	Spezifische Anforderungen an die Auslegung	117
E.2.2	Wasserverteilung	117
E.2.3	LNG- und Erdgasleitungen	119
E.2.4	LNG-Verteilung	119
E.2.5	Reinigung der LNG- und Erdgaskreisläufe	119
E.2.6	Regelung und Sicherheit	119
E.2.7	Einhausung des Verdampfers	119
E.2.8	Wasserkreislauf	119
E.2.9	Wasserqualität	120
E.3	Wasserverdampfer mit geschlossenem Kreislauf (STV)	120
E.4	Indirekte Verdampfer (IFV)	120
E.4.1	Offene Wasserbadverdampfer	120
E.4.2	Zwangsumlaufverdampfer	120
E.4.3	Kondensator/Verdampfer-Typ	121
E.5	Tauchflammenverdampfer (SCV)	121
E.5.1	Korrosion	121
E.5.2	Regelung und Sicherheit	121
E.5.3	Wasserbad	122
E.5.4	Schwingungen	122
E.5.5	Maßnahmen für kalte Perioden	122
E.5.6	Legionellen	122
E.6	Umgebungsluftverdampfer (AAV, en: Ambient Air Vaporizer)	123
Anhang F (normativ) Kriterien für die Auslegung von Rohrleitungen		124
Anhang G (informativ) Beschreibung verschiedener Arten landseitiger LNG Anlagen		125
G.1	LNG-Verflüssigungsanlage	125
G.2	LNG-Anlandeterminals	125
G.3	LNG-Peakshaving-Anlagen	126
G.4	LNG-Satellitenanlagen	126
G.5	LNG-Bunkerstationen	126
Anhang H (informativ) Definition der verschiedenen LNG Tankbauarten		127
H.1	Allgemeines	127
H.2	Einzel-Containment	127
H.3	Doppel-Containment	127
H.4	Vollbehältertank	127

H.5	Risikoszenarien.....	127
Anhang I (informativ)	Häufigkeitsbereiche.....	129
Anhang J (informativ)	Schadensklassen	130
Anhang K (informativ)	Risikograde	131
K.1	Allgemeines	131
K.2	Akzeptanzkriterien.....	131
Anhang L (informativ)	Typische Verfahrensschritte bei der Verflüssigung	133
L.1	Einleitung	133
L.2	Erdgasaufbereitung/Abscheidung von Sauergasbestandteilen.....	133
L.2.1	Allgemeines	133
L.2.2	Absorptionsprozesse	133
L.2.3	Adsorption mit Molekularsieben	135
L.2.4	Entfernung von anderen Schwefelverbindungen als H ₂ S	135
L.3	Erdgasbehandlung/Trocknung.....	135
L.3.1	Allgemeines	135
L.3.2	Verfahrensprinzip.....	135
L.3.3	Betriebsparameter/Leistungsdaten	136
L.3.4	Besonderheiten	136
L.4	Erdgasaufbereitung/Entfernung von Quecksilber.....	137
L.5	Erdgasverflüssigungsanlage.....	137
L.5.1	Allgemeines	137
L.5.2	Verfahrensprinzip.....	137
L.5.3	Betriebsparameter/Leistungsdaten	138
L.5.4	Tiefe Temperaturen	139
L.5.5	Besondere Ausrüstungsteile	139
Anhang M (informativ)	Odoriersysteme.....	142
M.1	Allgemeines zur Odoriermitteln	142
M.2	Anforderungen an Odoriersysteme.....	142
M.2.1	Allgemeines	142
M.2.2	Lagerung	142
M.2.3	Odoriermittelpumpen und -armaturen	143
M.3	Umgang mit Odoriermitteln	143
M.3.1	Allgemeines	143
M.3.2	Anlieferung	143
M.3.3	Spülen und Lüften	143
M.4	Odorierung.....	144
M.5	Austritt von Odoriermittel	144
M.6	Sicherheit des Personals.....	145
Literaturhinweise.....		146

Europäisches Vorwort

Dieses Dokument (prEN 1473:2018) wurde vom Technischen Komitee CEN/TC 282 „Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas“ erarbeitet, dessen Sekretariat von AFNOR gehalten wird.

Dieses Dokument ist derzeit zur CEN Umfrage vorgelegt.

Dieses Dokument wird EN 1473:2016 ersetzen.

Gegenüber EN 1473:2016 wurden die folgenden Änderungen vorgenommen:

- die Norm wurde neu strukturiert, um die Benutzerfreundlichkeit zu verbessern und Wiederholungen zu erkennen und zu entfernen;
- druckbeaufschlagte Lagerung wurde eingearbeitet;
- die Begriffe und Definitionen wurden an die neue Marktentwicklung angepasst;
- die normativen Verweisungen wurden aktualisiert.

Einleitung

Zweck dieser Europäischen Norm ist es, funktionelle Leitlinien für landseitige LNG-Anlagen zu geben. Sie empfiehlt Vorgehensweisen und Praktiken für die Planung, den Bau und den Betrieb von sicheren und umweltverträglichen LNG-Anlagen.

Wenn nationale und/oder einschlägige Vorschriften existieren, in denen einige der Anforderungen gleich oder höher sind als in dieser Norm, muss im Einvernehmen mit den nationalen und/oder lokalen Regulierungsbehörden festgelegt werden, welche der Anforderungen gelten.

Sie braucht nicht rückwirkend angewendet zu werden, aber die Anwendung wird empfohlen, wenn größere Modifikationen für bestehende Anlagen in Betracht gezogen werden.

Diese Norm wird auch empfohlen für die Beseitigung von Kapazitätsengpässen, die Modernisierung und die Lebensdauerverlängerung von Anlagen innerhalb der von örtlichen Behörden festgelegten Grenzen. Die Anwendung von EU-Richtlinien auf bereits bestehende Anlagen ist Teil dieser Grenzen, die in Zusammenarbeit mit den örtlichen Behörden festzulegen sind.

Bei Erweiterung von Anlagen gilt diese Europäische Norm für die neuen Anlagenteile. Die Anwendung dieser Empfehlungen für Verbindungen mit und Anschlüsse an bestehende(n) Anlagenteile(n) wird von örtlichen Behörden festgelegt. Die Grenzen dieser Anwendung sollten die Zweckmäßigkeit dieser Anlage betrachten. Auf die gleiche Weise werden die Grenzen der Anwendung von EU-Richtlinien gemeinsam mit den örtlichen Behörden exakt definiert.

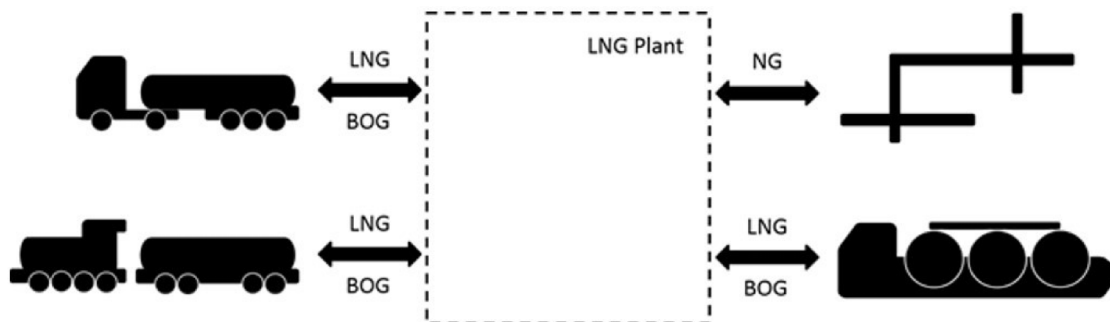
1 Anwendungsbereich

Dieses Dokument enthält Leitlinien für die Planung, den Bau und den Betrieb von allen landseitigen Flüssigerdgasanlagen für die Verflüssigung von Erdgas sowie für die Lagerung, die Verdampfung, die Weiterleitung und den Umgang mit LNG und Erdgas (NG, en: natural gas). Diese Anforderungen dürfen entsprechend auf Biomethan und synthetisches Erdgas (SNG, en: synthetic natural gas) angewendet werden.

Dieses Dokument gilt für Anlagen mit LNG-Lagerung einer Gesamtkapazität von mehr als 200 t.

Die vorgesehenen Anlagengrenzen sind LNG-Eintritt/-Austritt durch die Schiffsübergabestelle einschließlich Dampfücklaufanschluss, der Tankwagen-Lade-/Entladeanschluss einschließlich Dampfückleitung, der Eisenbahn-Lade-/Entladeanschluss einschließlich Dampfückleitung und die Erdgas-Eintritt/-Austrittgrenze durch Rohrleitungssysteme.

Anlandeterminals oder Anlagentypen haben eine oder mehrere Anlagengrenzen, wie in diesem Anwendungsbereich dargestellt.



Eine kurze Beschreibung jeder dieser Anlagen ist in Anhang G enthalten.

Zugeführtes Gas für LNG-Verflüssigungsanlagen kann aus einem Erdgasfeld, Erdölbegleitgas aus einer Erdöllagerstätte, Pipelinegas aus einem Gasleitungsnetz oder aus erneuerbaren Quellen sein.

Schwimmende Lösungen (FPSO, FSRU, SRV), ob auf See oder in Küstennähe, werden in dieser Europäischen Norm nicht behandelt, auch wenn einige Begriffe, Grundsätze oder Empfehlungen auf sie angewendet werden könnten. Bei schwimmenden LNG-Wiederverdampfungsanlagen (FSRU) mit LNG Transfer über einen Schiffsanleger gelten die nachfolgenden Empfehlungen für den Schiffsanleger (inklusive der Einrichtungen auf dem Schiffsanleger).

Bei Lösungen in Form von schwimmenden Lagern (FSU) wird der landseitige Teil durch die Empfehlungen dieser Norm abgedeckt.

Diese Norm gilt nicht für Anlagen, die spezifisch durch andere Normen abgedeckt werden, z. B. LNG Tankstellen, LNG-Straßentankfahrzeuge, LNG-Eisenbahnkesselwagen und LNG-Bunkerschiffe.

Die Anlagen mit einer Gesamtlagerkapazität von 5 t bis zu 200 t werden in EN 13645 behandelt.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente werden im Text in solcher Weise in Bezug genommen, dass einige Teile davon oder ihr gesamter Inhalt Anforderungen des vorliegenden Dokuments darstellen. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

EN 809, *Pumpen und Pumpengeräte für Flüssigkeiten — Allgemeine sicherheitstechnische Anforderungen*

EN 1092-1, *Flansche und ihre Verbindungen — Runde Flansche für Rohre, Armaturen, Formstücke und Zubehörteile, nach PN bezeichnet — Teil 1: Stahlflansche*

EN 1127-1, *Explosionsfähige Atmosphären — Explosionsschutz — Teil 1: Grundlagen und Methodik*

EN 1474-2, *Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Auslegung und Prüfung von Schiffsübergabesystemen — Teil 2: Auslegung und Prüfung von Übergabeschläuchen*

EN 1474-3, *Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Auslegung und Prüfung von Schiffsübergabesystemen — Teil 3: Offshore-Übergabesysteme*

EN 1514-1, *Flansche und ihre Verbindungen — Maße für Dichtungen für Flansche mit PN-Bezeichnung — Teil 1: Flachdichtungen aus nichtmetallischem Werkstoff mit oder ohne Einlagen*

EN 1591 (alle Teile), *Flansche und ihre Verbindungen — Regeln für die Auslegung von Flanschverbindungen mit runden Flanschen und Dichtung*

EN 1776, *Gasversorgung — Erdgasmessanlagen — Funktionale Anforderungen*

EN 1991-1-2, *Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke — Teil 1-2: Allgemeine Einwirkungen; Brandeinwirkungen auf Tragwerke*

EN 1992-1-1, *Eurocode 2: Bemessung und Konstruktion von Stahlbeton- und Spannbetontragwerken — Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau*

EN 1992-1-2, *Eurocode 2: Planung von Stahlbeton- und Spannbetontragwerken — Teil 1-2: Allgemeine Regeln — Tragwerksbemessung für den Brandfall*

EN 1993-1-1, *Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten — Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau*

EN 1993-1-2, *Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten — Teil 1-2: Allgemeine Regeln — Tragwerksbemessung für den Brandfall*

EN 1994-1-1, *Eurocode 4: Bemessung und Konstruktion von Verbundtragwerken aus Stahl und Beton — Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Anwendungsregeln für den Hochbau*

EN 1994-1-2, *Eurocode 4: Bemessung und Konstruktion von Verbundtragwerken aus Stahl und Beton — Teil 1-2: Allgemeine Regeln — Tragwerksbemessung im Brandfall*

EN 1997 (alle Teile), *Eurocode 7: Entwurf, Berechnung und Bemessung in der Geotechnik*

EN 1998-1, *Eurocode 8: Auslegung von Bauwerken gegen Erdbeben — Teil 1: Grundlagen, Erdbebeneinwirkungen und Regeln für Hochbauten*

EN 1998-5, *Eurocode 8: Auslegung von Bauwerken gegen Erdbeben — Teil 5: Gründungen, Stützbauwerke und geotechnische Aspekte*

EN 10204, *Metallische Erzeugnisse — Arten von Prüfbescheinigungen*

EN 12065, *Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Eignungsprüfung von Schaummitteln für das Aufschäumen von Mittelschaum und Hochschaum sowie Löschpulvern zur Bekämpfung von Flüssigerdgasbränden (LNG-Bränden)*

EN 12066, *Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Prüfung von Wärmedämmbeschichtungen für Flüssigerdgas-Auffangbecken*

EN 12162, *Flüssigkeitspumpen — Sicherheitstechnische Anforderungen — Prozessverfahren für hydrostatische Druckprüfung*

EN 12308, *Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Eignungsprüfung von Flachdichtungen für Flanschverbindungen in Flüssigerdgas-Rohrleitungen*

EN 12434, *Kryo-Behälter — Kryo-Schlauchleitungen*

EN 12483, *Flüssigkeitspumpen — Pumpenaggregate mit Frequenzumrichter — Garantie- und Verträglichkeitsprüfungen*

EN 12560 (alle Teile), *Flansche und ihre Verbindungen*

EN 13445 (alle Teile), *Unbefeuerte Druckbehälter*

EN 13480 (alle Teile), *Metallische industrielle Rohrleitungen*

EN 14620 (alle Teile), *Auslegung und Herstellung standortgefertigter, stehender, zylindrischer Flachboden-Stahltanks für die Lagerung von tiefkalt verflüssigten Gasen bei Betriebstemperaturen zwischen 0 °C und -165 °C*

EN 60034-5, *Drehende elektrische Maschinen — Teil 5: Schutzarten aufgrund der Gesamtkonstruktion von drehenden elektrischen Maschinen (IP-Code) — Einteilung (IEC 60034-5:2000)*

EN 60079-0, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 0: Betriebsmittel — Allgemeine Anforderungen (IEC 60079-0)*

EN 60079-1, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 1: Geräteschutz durch druckfeste Kapselung "d" (IEC 60079-1)*

EN 60079-2, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 2: Geräteschutz durch Überdruckkapselung "p" (IEC 60079-2)*

EN 60079-5, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 5: Geräteschutz durch Sandkapselung "q" (IEC 60079-5)*

EN 60079-6, *Explosionsfähige Bereiche — Teil 6: Geräteschutz durch Flüssigkeitskapselung "o" (IEC 60079-6)*

EN 60079-7, *Explosionsfähige Bereiche — Teil 7: Geräteschutz durch erhöhte Sicherheit "e" (IEC 60079-7)*

EN 60079-10-1, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 10-1: Einteilung der Bereiche — Gasexplosionsgefährdete Bereiche (IEC 60079-10-1)*

EN 60079-10-2, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 10-2: Einteilung der Bereiche — Staubexplosionsgefährdete Bereiche (IEC 60079-10-2)*

EN 60079-11, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 11: Geräteschutz durch Eigensicherheit "i" (IEC 60079-11)*

- EN 60079-13, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 13: Geräteschutz durch überdruckgekapselte Räume (IEC 60079-13)*
- EN 60079-14, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 14: Projektierung, Auswahl und Errichtung elektrischer Anlagen (IEC 60079-14)*
- EN 60079-15, *Explosionsfähige Atmosphäre — Teil 15: Geräteschutz durch Zündschutzart “n” (IEC 60079-15)*
- EN 60079-17, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 17: Prüfung und Instandhaltung elektrischer Anlagen (IEC 60079-17)*
- EN 60079-18, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 18: Geräteschutz durch Vergusskapselung “m” (IEC 60079-18)*
- EN 60079-19, *Explosionsgefährdete Bereiche — Teil 19: Gerätereparatur, Überholung und Regenerierung (IEC 60079-19)*
- EN 60079-20-1, *Explosionsfähige Atmosphären — Teil 20-1: Stoffliche Eigenschaften zur Klassifizierung von Gasen und Dämpfen — Prüfmethoden und Daten (IEC 60079-20-1)*
- EN 60079-25, *Explosionsfähige Atmosphäre — Teil 25: Eigensichere Systeme (IEC 60079-25)*
- EN 60079-26, *Explosionsfähige Bereiche — Teil 26: Betriebsmittel mit Geräteschutzniveau (EPL) Ga (IEC 60079-26)*
- EN 60079-27, *Explosionsfähige Atmosphäre — Teil 27: Konzept für eigensichere Feldbussysteme (FISCO) (IEC 60079-27)*
- EN 60529, *Schutzarten durch Gehäuse (IP-Code) (IEC 60529:1989 + A1:1999 + A2:2013)*
- EN 61508 (alle Teile), *Funktionale Sicherheit sicherheitsbezogener elektrischer/elektronischer/programmierbarer elektronischer Systeme*
- EN 61800 (alle Teile), *Drehzahlveränderbare elektrische Antriebe*
- EN 62305 (alle Teile), *Blitzschutz (IEC 62305)*
- EN ISO 1460, *Metallische Überzüge — Feuerverzinken auf Eisenwerkstoffen — Gravimetrisches Verfahren zur Bestimmung der flächenbezogenen Masse (ISO 1460)*
- EN ISO 1461, *Durch Feuerverzinken auf Stahl aufgebrachte Zinküberzüge (Stückverzinken) — Anforderungen und Prüfungen (ISO 1461)*
- EN ISO 3452-1, *Zerstörungsfreie Prüfung — Eindringprüfung — Teil 1: Allgemeine Grundlagen (ISO 3452-1)*
- EN ISO 6974 (alle Teile), *Erdgas — Bestimmung der Zusammensetzung und der zugehörigen Unsicherheit durch Gaschromatographie*
- EN ISO 6976, *Erdgas — Berechnung von Brenn- und Heizwert, Dichte, relativer Dichte und Wobbeindex aus der Zusammensetzung (ISO 6976)*
- EN ISO 9606-1, *Prüfung von Schweißern — Schmelzschweißen — Teil 1: Stähle (ISO 9606-1)*
- EN ISO 9712, *Zerstörungsfreie Prüfung — Qualifizierung und Zertifizierung von Personal der zerstörungsfreien Prüfung (ISO 9712)*

- EN ISO 9906, *Kreiselpumpen — Hydraulische Abnahmeprüfungen — Klassen 1, 2 und 3 (ISO 9906)*
- EN ISO 10497, *Prüfung von Armaturen — Anforderungen an die Typprüfung auf Feuersicherheit (ISO 10497)*
- EN ISO 10715, *Erdgas – Probenahmerichtlinien (ISO 10715)*
- EN ISO 10723, *Erdgas — Bewertung der Leistungsfähigkeit von Analysesystemen (ISO 10723)*
- EN ISO 12241, *Wärmedämmung an haus- und betriebstechnischen Anlagen — Berechnungsregeln (ISO 12241)*
- EN ISO 12944 (alle Teile), *Beschichtungsstoffe — Korrosionsschutz von Stahlbauten durch Beschichtungssysteme (ISO 12944)*
- EN ISO 13709, *Kreiselpumpen für den Einsatz in der Erdöl-, petrochemischen und Erdgasindustrie (ISO 13709)*
- EN ISO 15607, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Allgemeine Regeln (ISO 15607)*
- EN ISO 15609-1, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißanweisung — Teil 1: Lichtbogenschweißen (ISO 15609-1)*
- EN ISO 15614-1, *Anforderungen und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißverfahrensprüfung — Teil 1: Lichtbogen- und Gasschweißen von Stählen und Lichtbogenschweißen von Nickel und Nickellegierungen (ISO 15614-1)*
- EN ISO 16903, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Eigenschaften von Flüssigerdgas mit Einfluss auf die Auslegung und die Materialauswahl (ISO 16903)*
- EN ISO 16904, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Auslegung und Prüfung von Schiffsverladearmen für Flüssigerdgas für konventionelle landseitige Terminals (ISO 16904)*
- EN ISO 17636-1, *Zerstörungsfreie Prüfung von Schweißverbindungen — Durchstrahlungsprüfung — Teil 1: Röntgen- und Gammastrahlungstechniken mit Filmen (ISO 17636-1)*
- EN ISO 17636-2, *Zerstörungsfreie Prüfung von Schweißverbindungen — Durchstrahlungsprüfung — Teil 2: Röntgen- und Gammastrahlungstechniken mit digitalen Detektoren (ISO 17636-2)*
- EN ISO 17637, *Zerstörungsfreie Prüfung von Schweißverbindungen — Sichtprüfung von Schmelzschweißverbindungen (ISO 17637)*
- EN ISO 17640, *Zerstörungsfreie Prüfung von Schweißverbindungen — Ultraschallprüfung — Techniken, Prüfklassen und Bewertung (ISO 17640)*
- EN ISO 28460, *Erdöl- und Erdgasindustrien — Anlagen und Ausrüstung für Flüssigerdgas — Schnittstelle zwischen Schiff und Land und Hafenbetrieb (ISO 28460)*
- EN ISO 28921 (alle Teile), *Industriearmaturen — Absperrventile für die Anwendung im Tieftemperaturbereich (ISO 28921)*
- HD 60364-5-54, *Low-voltage electrical installations — Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment — Earthing arrangements and protective conductors (IEC 60364-5-54)*
- IEC/TR 60079-16, *Electrical apparatus for explosive gas atmospheres — Part 16: Artificial ventilation for the protection of analyser(s) houses*

ISO/TS 16901, *Guidance on performing risk assessment in the design of onshore LNG installations including the ship/shore interface*

ISO 6578, *Refrigerated hydrocarbon liquids — Static measurement — Calculation procedure*

ISO 8943, *Refrigerated light hydrocarbon fluids — Sampling of liquefied natural gas — Continuous and intermittent methods*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

ISO und IEC pflegen terminologische Datenbanken zur Anwendung in der Normungsarbeit unter folgenden Adressen:

- IEC Electropedia: verfügbar unter <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online Browsing-Plattform: verfügbar unter <http://www.iso.org/obp>

3.1

oberirdischer Behälter

(en: above ground vessel)

ein Behälter, der vollständig oder teilweise oberirdisch angeordnet ist

3.2

abnormaler Betrieb

(en: abnormal operation)

Betriebszustände wie Anlagesicherheitsabschaltung, Produktion und Entsorgung nicht spezifikationsgemäßer Produkte, aber auch ein Equipment-Ausfall oder die Equipment-Wartung sind Zustände abnormalen Betriebs und kein Störfall

3.3

Störfall

(en: accidental event)

Ereignis, das aus einer unkontrollierten oder ungeplanten Situation entsteht, mit Auswirkungen auf Sicherheit und/oder Umwelt

3.4

Einwirkung

(en: action)

a) Kraft (Last), die auf ein Tragwerk wirkt (direkte Einwirkung); b) aufgezwungene Verformung oder Beschleunigung, die z. B. durch Temperaturänderungen, Feuchtigkeitsänderungen, ungleiche Setzung oder Erdbeben hervorgerufen wird (indirekte Einwirkung)

3.5

Ringraum

(en: annular space)

Raum zwischen dem Innen- und Außenmantel oder Außenwand eines freistehenden Tanks

3.6

druckloser Tank mit atmosphärischem Druck

(en: atmospheric tank)

gesamte Einrichtungen zur Lagerung und Aufbewahrung von LNG

Anmerkung 1 zum Begriff: Die verschiedenen Tankarten mit einem Druck < 0,5 bar sind in EN 14620 beschrieben oder in Anhang H aufgeführt.

3.7

Fundamentplatte

(en: base slab)

durchgehendes Betonfundament des Tanks (entweder auf dem Erdboden oder erhöht)

3.8

Verdampfungsrate

(en: boil-off)

Verdampfen der tiefgekühlten Flüssigkeit durch Wärme, die durch die um den Tank angebrachte Dämmung dringt

3.9

Boil-Off Gas

(en: boil-off gas)

Gas, welches durch Verdampfung von LNG in der Nähe seines Gleichgewichtszustandes entsteht

3.10

Grenze

(en: boundary)

Eigentumsgrenze an Land oder auf dem Wasser, innerhalb derer der Betreiber/Eigentümer die vollständige Kontrolle und Autorität oder die ausschließliche Nutzung ausübt

3.11

Tankumwallung

(en: bund wall)

errichtetes dichtes Bauteil, das dem statischen Druck und der Temperatur der verschütteten Flüssigkeit widerstehen kann, angeordnet um die äußere Begrenzung eines Auffangbereichs zum Auffangen von verschütteten Kohlenwasserstoffen, üblicherweise im Zusammenhang mit Lagerbereichen

3.12

Bunker-LNG-Station

(en: bunkering LNG station)

LNG-Station, zu dem das LNG aus einem benachbarten Terminal auf dem Land-, Schienen-, Seeweg oder über tiefkalte Rohrleitungen gebracht wird und das LNG an Schiffe abgibt, die LNG als Schiffsbrennstoff nutzen

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Übergabe des LNG kann auf dem Land- oder Seeweg oder über eine feststehende Zapfsäule an der Landungsbrücke erfolgen.

3.13

Kondensat

(en: condensate)

flüssige Kohlenwasserstoffe (flüssiger Zustand unter Standardbedingungen), die bei der ersten Trennung des Erdgases von einem Reservoir entstehen

Anmerkung 1 zum Begriff: Erdgaskondensate bestehen vorwiegend aus Pentanen und schwereren Komponenten, wobei auch Propan und Butan in dem Gemisch gelöst sein können.

3.14

Leitzentrale

(en: control room)

funktionelle Kerneinheit und deren zugehöriger physikalischer Aufbau, in der sich Operatoren aufhalten, die zentralisierte Steuerungs-, Überwachungs- und Leitungsverantwortlichkeiten ausüben

[QUELLE: ISO 11064-5:2008(en), 3.9]

3.15

Leitzentralen-Operator

(en: control room operators)

Person, die sich üblicherweise an einem Arbeitsplatz zur Prozessführung aufhält und deren primäre Aufgaben sich auf die Ausführung von Überwachungs- und Steuerungsfunktionen beziehen, entweder selbstständig oder in Verbindung mit weiterem Personal, das sich innerhalb oder außerhalb des Wartensraums aufhält

[QUELLE: ISO 11064-3:1999(en), 3.5]

Anmerkung 1 zum Begriff: In besonderen Fällen dürfen die Leitzentralen-Operatoren aufgrund des bewerteten Risikos ihre Aufgaben für die Anlage per Fernzugriff erfüllen.

3.16

konventionelles landseitiges LNG-Terminal

(en: conventional onshore LNG terminal)

LNG-Export- oder Anlandeterminale, das auf dem Land liegt und das Marine-Übergabeeinrichtungen zum Be- oder Entladen von LNG-Tankern hat

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Übergabeeinrichtung liegt in einem Hafen oder einer anderen Küstenstelle und enthält eine feste Struktur oder einen Kai, um die Anlegekräfte eines voll beladenen LNG-Tankers einer gegebenen Spezifikation aufzunehmen und um das Schiff sicher längsseits festzumachen. Der Schiffsanleger ist mit dem Land durch eine Struktur, einen Tunnel oder andere Einrichtungen verbunden, die den LNG-Transfer und Hilfsdienste erleichtern und die den sicheren Zugang und das sichere Verlassen für Personal ermöglichen, das Wartungs- oder Betriebsarbeiten durchführt.

3.17

Notabschaltung

ESD

(en: Emergency Shut-Down)

ein System, das sicher und wirksam die ganze Anlage oder einzelne Teile der Anlage abschaltet, wenn ein Ereignis eintritt

3.18

Notabschaltsystem

ESD-System

(en: Emergency Shut-Down System)

System zur sicheren und wirksamen Abschaltung der ganzen Anlage oder von einzelnen Teilen der Anlage, um eine Eskalation von Ereignissen zu minimieren

3.19

freiliegende Wärmedämmung

(en: exposed insulation)

der Dämmstoff ist offen, es gibt keine Abschirmung oder Schutzschicht für von außen einwirkende Gefährdungen wie Feuer

3.20

Füllfaktor

(en: filling factor)

maximale Menge an Gas in kg, die ein Liter des Kryo-Behälters aufnehmen kann

3.21

Brandabschnitt

(en: fire area)

Abschnitt auf der Anlage, der durch physische Grenzen oder Trennungen, wie z. B. Baustraßen, von anderen Brandabschnitten abgegrenzt ist

Anmerkung 1 zum Begriff: Bei mehreren Teilanlagen innerhalb einer großen Anlage stellt jede einzelne einen Brandabschnitt dar. Verschiedene verfahrenstechnische Anlagenteile, die jeweils durch Anlagenstraßen voneinander getrennt sind, stellen eigenständige Brandabschnitte dar. Ein Brandabschnitt ist oftmals selbstdefinierend, indem er eine einzelne Anlageneinheit, ein Lager- oder Versorgungsbereich oder ein separater Betriebsbereich sein kann, wie z. B. eine Tankwagen-Befüllstation.

Anmerkung 2 zum Begriff: Der typische Verlauf des Löschwasserrings schließt oftmals jeden der Brandabschnitte ein.

Anmerkung 3 zum Begriff: Es wird nicht davon ausgegangen, dass Rohrbrücken, die mit Anlagenbereichen verbunden sind, die Betrachtungen des Brandabschnitts nicht beeinflussen.

3.22

Brandbereich

(en: fire zone)

Bereich der Anlage oder Prozesssysteme innerhalb eines Brandabschnitts, der im Brandfall durch Notabschaltarmaturen (ESDV, en: Emergency Shut-Down Valve) zu isolieren ist, um das Feuerereignis einzuschränken und auf ein Mindestmaß zu verringern, oder im Fall einer Prozessstörung oder Fehlfunktion das Ausmaß der Prozessstörung auf ein Mindestmaß zu verringern

3.23

brennbares Gas

(en: flammable gas)

Gase oder Dämpfe, die eine explosive Gasatmosphäre bilden, wenn sie in bestimmten Verhältnissen mit Luft gemischt werden

3.24

Flash Gas

(en: flash gas)

Gas, welches durch plötzliche Verdampfung von LNG im Nicht-Gleichgewichtszustand entsteht

3.25

Fundamente

(en: foundations)

Konstruktionselemente, die Plattenfundament, Ringfundament oder Plattenfundament mit Pfahlssystem umfassen, die zur Unterstützung des Tanks und seines Inhalts erforderlich sind

3.26

Frequenz

(en: frequency)

Anzahl von Ereignissen je Zeiteinheit

3.27

Garantie-Schweißnaht

(en: golden weld)

Schweißung, die wegen ihrer Beschaffenheit oder ihrer Lage nicht druckgeprüft werden kann und die deshalb zu einem hohen Grad zerstörungsfrei geprüft wird, um nachzuweisen, dass sie sicher ist

3.28

Handhabungslasten

(en: handling loads)

Belastungen, die bei allen zu erwartenden Transportsituationen einschließlich Laden, Abladen, Bewegen mit der Hand oder mit einem Gabelstapler auf den ortsveränderlichen Kryo-Behälter ausgeübt werden

3.29

Gefährdung

(en: hazard)

Eigenschaft eines gefährlichen Stoffes oder einer physikalischen Situation mit dem Potential von Personen-, Sach- und/oder Umweltschäden

3.30

Gefährdungsbereich

(en: hazard affected area)

Bereiche, in denen die unter 6.4 beschriebenen Ereignisse auftreten könnten

3.31

Auffangbereich

(en: impounding area)

ein am Standort festgelegter Bereich, der dem Auffangen von störungsbedingt verschüttetem LNG dient

3.32

Auffangbecken

(en: impounding basin)

Behälter innerhalb eines oder verbunden mit einem Auffangbereich(s) oder Sammelbereich(s) für Leckagen, in dem freigesetzte flüssige Kohlenwasserstoffe gesammelt und sicher eingeschlossen und kontrolliert werden können

3.33

Innentank

(en: inner tank)

freistehender, zylindrischer Primärbehälter aus Metall

3.34

Leckage

(en: leakage)

Ereignis, bei dem Flüssigkeit oder Gas durch ein Loch in einer Oberfläche strömt

3.35

Flüssigerdgas

LNG

(en: Liquefied Natural Gas)

farbloses und geruchloses tiefkaltes Fluid, das sich bei Umgebungsdruck im flüssigen Zustand befindet, hauptsächlich aus Methan bestehend mit geringen Mengen an Ethan, Propan, Butan, Stickstoff oder andere Komponenten, die normalerweise im Erdgas angetroffen werden

[QUELLE: EN ISO 16903]

3.36

LNG-Containment

(en: LNG containment)

Maßnahme zur Verhinderung der unbeabsichtigten Ausbreitung von LNG während seiner Lagerung und Handhabung

3.37

LNG-Verflüssigungsanlage

(en: LNG liquefaction plant)

Gelände, auf dem Erdgas, das über Leitungen aus einer oder mehreren Lagerstätten oder anderen Quellen kommt, verflüssigt und gelagert wird, bevor es, üblicherweise auf dem Seeweg, zu anderen Bestimmungs-orten weitertransportiert wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Sie verfügt über Marine-Einrichtungen für den Transfer von LNG und kann Verladestationen für den Transport auf der Straße, Schiene, auf Binnenschiffen oder kleinen LNG-Tankern haben.

3.38

LNG-Spitzenlast-Anlagen

(en: LNG peak-shaving plant)

Anlagen, die in das Erdgasnetz eingebunden sind und zum Ausgleich des Gasbedarfs eingesetzt werden

Anmerkung 1 zum Begriff: Bei Perioden im Jahr mit niedrigem Erdgasbedarf wird Erdgas verflüssigt und gespeichert. Zur Deckung von kurzen Bedarfsspitzen kann das LNG wieder verdampft werden.

3.39

LNG-Satellitenanlage

(en: LNG satellite plant)

kleine LNG-Anlagen, die von Straßentankfahrzeugen, Eisenbahnkesselwagen, Binnenschiffen oder kleinen LNG-Tankern mit LNG versorgt werden

Anmerkung 1 zum Begriff: Das LNG wird in wärmeisolierten Drucktanks gelagert, verdampft und in das Netz eingespeist.

3.40

Ladezone

(en: loading area)

Bereich, in dem LNG aus Speicherbehältern in Transportbehälter umgefüllt wird

3.41

einschlägige Vorschriften

(en: local regulation)

Regeln, Gesetze, nationale Abmachungen oder internationale Konventionen, die an einem Aufstellungsort gelten

3.42

maximal zulässiger Druck

P_s

(en: maximum allowable pressure)

vom Hersteller angegebener höchster Druck, für den das Druckgerät ausgelegt ist, an einer vom Hersteller vorgegebenen Stelle; es ist dies die Anschlussstelle der Ausrüstungsteile mit Sicherheitsfunktion oder der höchste Punkt des Druckgerätes

3.43

Erdgaskondensat

NGL

(en: Natural Gas Liquids)

flüssige Kohlenwasserstoffe wie Ethan, Propan, Butan, Pentan und natürlichem Benzin, gewonnen aus dem natürlichen Erdgas

[QUELLE: EN ISO 16903]

3.44

Normalbetrieb

(en: normal operation)

Betrieb, einschließlich intermittierender Betrieb wie Schiffsbeladung und -entladung, Anfahrvorgänge, Wartung, planmäßige Abschaltung und Inbetriebnahme

Anmerkung 1 zum Begriff: Dies kann auch den Transport des leeren Behälters oder mit geringfügigen Rückständen von Gasen, einschließlich der in 3.6 festgelegten Handhabungslasten bedeuten.

3.45

Auslegungserdbeben für den Betriebszustand

OBE

(en: Operating Basis Earthquake)

Erdbeben mit der größten Stärke, bei dem kein Schaden eintritt, und die Anlage sicher wieder in Betrieb genommen oder weiter betrieben werden kann

Anmerkung 1 zum Begriff: Bei diesem Erdbeben mit höherer Wahrscheinlichkeit treten keine wirtschaftlichen Verluste durch Ausfall der Anlage auf und die Sicherheit der Öffentlichkeit ist sichergestellt.

3.46

Betriebspersonal

(en: operating personnel)

jede Person, die befugt ist, direkt oder durch Fernbedienung in den Anlagenbetrieb einzugreifen

Anmerkung 1 zum Begriff: Hierzu können die Fahrer von LNG-Tankern gezählt werden, die die Anlage mit LNG beliefern. Bei Fahrzeugtankstellen zählen die Fahrer der zu betankenden Fahrzeuge nicht zum Betriebspersonal, außer wenn dies im Betriebsplan der Anlage festgelegt ist.

3.47

Betreiber

(en: operator/occupier)

Unternehmen, das für den Betrieb der Anlagen verantwortlich ist

3.48

Standort im Freien

(en: outdoor location)

Standort außerhalb jeglicher Räume oder Bauwerke und von nicht mehr als zwei Wänden umgeben

[QUELLE: ISO 21009-2]

3.49

Außentank

(en: outer tank)

freistehender, zylindrischer Sekundärbehälter aus Stahl oder Beton

3.50

Eigentümer

(en: owner)

Unternehmen, das für die sichere Auslegung und Errichtung der Anlagen verantwortlich ist

3.51

PASQUILL-Stabilitätsfaktoren für die Atmosphäre

(en: PASQUILL atmospheric stability factors)

Faktoren, die bestimmt werden als Funktion von der Windgeschwindigkeit und der Sonneneinstrahlung (siehe [1])

Anmerkung 1 zum Begriff: Die sechs Stabilitätsfaktoren sind: A: extrem unstabil;—B: mäßig unstabil;—C: leicht unstabil;—D: neutral;—E: leicht stabil;—F: mäßig stabil.

3.52

Anlage oder Standort oder Einrichtung

(en: plant or site or establishment)

Bereich, in dem der öffentliche Zugang nicht genehmigt ist, beispielsweise der gesamte Standort unter der Kontrolle eines Betreibers, in dem gefährliche Stoffe in einer oder mehreren Anlagen vorhanden sind, einschließlich gemeinsamer oder zugehöriger Infrastrukturen oder Tätigkeiten

3.53

Beschichtung

(en: polymeric vapour barrier)

verstärkte oder nicht verstärkte Polymerschicht, die auf den Beton aufgebracht wird, um als Sperre gegen Flüssiggasdampf, Wasserdampf und in einigen Fällen als Flüssigkeitssperre zu wirken

3.54

Lachenbildung

(en: pooling)

eine Lachenbildung ist die Folge eines Ereignisses, bei dem flüssiges Produkt aus dem LNG-Containment austritt und auf eine nicht geneigte Oberfläche verschüttet und zurückgehalten wird und nicht in das Überlauf-Sammelsystem übertragen wird

3.55

Druck

(en: pressure)

Druck relativ zum Atmosphärendruck, d. h. dem vom Manometer angezeigten Druck.

Anmerkung 1 zum Begriff: Folglich wird ein Vakuum durch einen negativen Wert bezeichnet. Der Dampfdruck wird immer als absoluter Druck angegeben.

3.56

Wahrscheinlichkeit

(en: probability)

Zahl auf einer Skala von 0 bis 1, die die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Ereignisses ausdrückt

3.57

Prozessabschaltsystem

PSD

(en: Process Shut-Down System)

System zur sicheren und wirksamen Abschaltung von Teilen der Anlage aus Prozessgründen

3.58

Inbetriebnahme

(en: putting into service)

Handlung, bei welcher der Behälter für den Gebrauch vorbereitet wird.

Anmerkung 1 zum Begriff: Dies gilt entweder für den ersten Einsatz eines neuen Behälters oder für einen Behälter, der außer Betrieb genommen wurde und nun wieder in Betrieb gesetzt werden soll

3.59

LNG-Anlandeterminal

(en: receiving LNG terminal)

Anlage zum Entladen von LNG-Tankern, Lagern von LNG in Tanks, Verdampfen von LNG und Einspeisen von Erdgas in das Leitungsnetz oder in Leitungen zu Abnehmern

Anmerkung 1 zum Begriff: Es verfügt über Marine-Einrichtungen für den LNG-Transfer und kann Beladestationen für den Transport auf der Straße, Schiene, auf Binnenschiffen oder kleinen LNG-Tankern haben.

3.60

Risiko

(en: risk)

Kombination der Folgen und der Häufigkeit eines Gefährdungsereignisses in einer vorgegebenen Zeitspanne unter vorgegebenen Umständen

3.61

Rollover

(en: roll-over)

unkontrollierte Bewegung gelagerter Flüssigkeitenmasse zum Ausgleich instabiler Zustände, die durch die Schichtung von Flüssigkeiten unterschiedlicher Dichten bedingt ist und bei der eine erhebliche Dampfentwicklung einsetzt

3.62

Tankdach

(en: roof)

auf den Mantel oder die Wand aufgesetzte Konstruktion zur Aufnahme des Dampfdrucks und zur Abdichtung des Tankinhalts gegenüber der Atmosphäre

3.63

Auslegungserdbeben für die sichere Abschaltung

SSE

(en: Safe Shut-Down Earthquake)

Erdbeben mit der größten Stärke, bei dem die wesentlichen Sicherheitsfunktionen der Anlage noch betriebsfähig sind

Anmerkung 1 zum Begriff: Bei diesem Erdbeben, für das eine geringere Wahrscheinlichkeit anzusetzen ist, sind Schäden zu erwarten, ohne dass es jedoch zu einem vollständigen Versagen der Anlage und dem Verlust von Anlageninhalt kommt. Die Anlage darf in diesem Fall nicht in Betrieb bleiben, ohne eine detaillierte Prüfung und Begutachtung der Struktur entsprechend dem Grenzzustand für die Funktionsfähigkeit durchzuführen.

3.64

Ausrüstungen

(en: safety accessories)

Einrichtungen, die eine sicherheitstechnische Funktion hinsichtlich des Druckeinschlusses oder der Überwachung haben (z. B. Schutz- oder Begrenzungseinrichtungen, Regel- und Überwachungseinrichtungen, Armaturen, Anzeigeeinrichtungen)

3.65

Sicherheits-Integritätslevel

SIL

(en: Safety integrity level)

erforderliches Level der Integrität, das von einem sicherheitsbasierten System nach EN 61508 (alle Teile) gefordert wird

3.66

Sicherheitsmanagementsystem

(en: safety management system)

Managementprozess, der die Organisationsstruktur, die Verantwortlichkeiten sowie die Methoden, Verfahren, Prozesse und Ressourcen zur Festlegung und Umsetzung einer übergeordneten Unfallverhütungsstrategie umfasst

Anmerkung 1 zum Begriff: bezieht sich auf die Europäische Richtlinie [Richtlinie des Rates 2018/18/EU zur Beherrschung der Gefahren schwerer Unfälle mit gefährlichen Stoffen]

3.67

selbsttragender Tank

(en: self-supporting tank)

Behälter zur Aufnahme der hydrostatischen Kräfte der gespeicherten Flüssigkeit und der Dampfdruckbelastungen, sofern anwendbar

3.68

Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit

SLS

(en: serviceability limit state)

Zustand, bestimmt auf der Grundlage von Kriterien der Funktionsfähigkeit oder der Dauerhaftigkeitseigenschaften unter normalen Einwirkungen

Zustände, bei deren Überschreitung die festgelegten Bedingungen für die Gebrauchstauglichkeit eines Tragwerks oder eines Bauteils nicht mehr erfüllt sind

3.69

Tankmantel

(en: shell)

stehender Zylinder aus Metall

3.70

verschütten

(en: spill)

verursachen, dass Flüssigkeit, insbesondere versehentlich oder unbeabsichtigt, fließt oder ausläuft, so dass sie verloren geht oder verschwendet wird

3.71

Sammelbereich für Leckagen

(en: spill collection area)

Bereich in Zonen für LNG-Produktion oder Übergabe, in dem Leckagen aufgefangen oder kontrolliert werden können, häufig durch die Anwendung von Randsteinen und/oder gepflasterten Bereichen mit definiertem Gefälle

3.72

ortsfester Kryo-Behälter

(en: static cryogenic vessel)

wärmegeprägter Behälter an einem festen Standort für eines oder für beide tiefkalte Fluide, der aus einem gedämmten Behälter, einer äußeren Umhüllung und dem Rohrleitungssystem besteht

Anmerkung 1 zum Begriff: Dieser ortsfeste Behälter ist dafür vorgesehen, im leeren Zustand oder mit geringfügigen Restgasen transportiert zu werden. Er darf leer transportiert werden oder mit Restanteilen tieftemperiert(er)(em) Fluide oder Gas von einem statischen Ort zu einem anderen.

Anmerkung 2 zum Begriff: Dieser ortsfeste Kryo-Behälter stellt eine betriebsbereite vollständige Anordnung dar.

3.73

Tank

(en: tank)

ein großer Behälter zur Aufbewahrung von Flüssigkeiten, die eine Menge gefährlicher Stoffe enthalten, für den Zweck der Einlagerung, der sicheren Aufbewahrung oder der Lagerhaltung

Anmerkung 1 zum Begriff: In dieser Norm ist ein druckloser Tank mit atmosphärischem Druck in seiner Gesamtheit ein Ausrüstungsgegenstand zur Lagerung und Aufbewahrung von LNG mit einem maximalen zulässigen Druck $PS < 0,5$ bar. Die unterschiedlichen Bauarten von drucklosen Tanks mit atmosphärischem Druck für die Lagerung und Aufbewahrung sind in EN 14620 angegeben. Ein unter Druck stehender Tank oder Behälter ist in seiner Gesamtheit ein Ausrüstungsgegenstand zur Lagerung und Aufbewahrung von LNG mit einem maximalen zulässigen Druck $PS > 0,5$ bar.

3.74

Wärmedämmung

(en: thermal insulation)

gedämmte Schicht um den Behälter, normalerweise mit einer Dünnschicht (z. B. Stahl, Aluminium oder Kunststoff) überzogen oder der Vakuumzwischenraum zwischen dem Innenbehälter und dem Außenmantel,

der mit einem Material gefüllt sein kann oder nicht, um den Wärmeübergang zwischen Innenbehälter und Außenmantel zu verringern

3.75

Transferbereich

(en: transfer area)

Bereich, der ein Leitungssystem enthält, mit dem brennbare Flüssigkeiten oder Gase der Anlage zu- oder abgeführt werden oder wo Rohranschlüsse routinemäßig verbunden oder getrennt werden

3.76

Grenzzustand der Tragfähigkeit

ULS

(en: Ultimate Limit State)

Zustand, bestimmt auf der Grundlage des Risikos von Versagen, erheblichen plastischen Verformungen oder Beanspruchungen, die mit Versagen unter erhöhten Einwirkungen vergleichbar sind

Zustände, die mit dem Zusammenbruch oder mit ähnlichen Formen des Tragwerkversagens verbunden sind

3.77

Entladezone

(en: unloading area)

Bereich, in dem LNG aus Transportbehältern in Speicherbehälter umgefüllt wird, wenn eine Anlage mit LNG versorgt wird

3.78

validiertes Modell

(en: validated model)

mathematisches Modell, dessen wissenschaftliche Basis geprüft und anerkannt ist, dessen mathematische Ergebnisse nachgewiesenermaßen eine Lösung des mathematischen Problems über den gesamten Anwendungsbereich des Modells darstellen, und das anhand realer Prüfdaten kalibriert/überprüft wurde

3.79

Dampfsperre

(en: vapour barrier)

Sperre, die das Eindringen von Wasserdampf und anderen atmosphärischen Gasen in die Dämmung oder in den Außentank verhindert

3.80

Abblasemast

(en: vent stack)

erhöht angeordnetes Gasableitungssystem für den sicheren Auslass von Gas aus der Anlage

Anmerkung 1 zum Begriff: Im Literaturhinweis [3] wird gefordert, dass bei Auslegung des Abblasemastes zu berücksichtigen ist, dass diese sich durch Wärmestrahlung entzünden und Schäden oder Verletzungen herbeiführen könnte.

3.81

Zip-Versagen

(en: zip failure)

Bricht eine Stahltankwand nahezu augenblicklich über ihre gesamte Höhe und wird ganz oder teilweise von der Bodenplatte abgerissen, wird sich die gelagerte Flüssigkeit unkontrolliert verteilen, wenn eine schützende Konstruktion dies nicht verhindert.

Anmerkung 1 zum Begriff: In zulässig ausgelegten und ausgeführten Spannbetonkonstruktionen wird diese Zip-Ausfallart nicht auftreten.

4 Qualitätsmanagementsystem

Für die folgenden Phasen ist ein Qualitätsmanagementsystem anzuwenden:

- Organisation;
- Auslegung und Beschaffung;
- Ausrüstung, Herstellung;
- Ausrüstung, Lagerung und Transport;
- Montage (Erdbauarbeiten, Aufstellung, Verfüllung, Hoch- und Tiefbau, Stahlbau, Lagertanks, Druckbehälter, Abscheider, Öfen, Kessel, Pumpen, oberirdische Rohrleitungen, einschließlich Rohrabstützungen und erdverlegte Leitungen, Instrumentierung, Elektrotechnik, kathodischer Korrosionsschutz, Anstrich, Wärmedämmung, Brandschutz).

5 Standortbewertung

5.1 Allgemeines und Anlagenbeschreibung

Die Planungs-, Beschaffungs-, Bau- und Betriebsphasen müssen alle unter Berücksichtigung der Anforderungen der Qualitäts-, Gesundheits-, Sicherheits- und Umweltmanagementsysteme implementiert werden.

Darüber hinaus ist jede Phase mit einem angemessenen Sicherheitsmanagementsystem zu kontrollieren.

Im Fall von Anlagenerweiterungen oder Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung (debottlenecking) müssen die umweltbezogenen und sicherheitsbezogenen Einflüsse in Übereinstimmung mit den folgenden Empfehlungen bewertet werden. Die möglichen Konsequenzen müssen im Hinblick auf bestehende örtliche Vorschriften analysiert werden.

Im Fall von Modernisierungen zur Lebensdauerverlängerung müssen die umweltbezogenen und sicherheitsbezogenen Einflüsse in Übereinstimmung mit den folgenden Empfehlungen bewertet werden. Die Anwendung bestehender örtlicher Vorschriften und der Umfang hinsichtlich deren Anwendung müssen mit den örtlichen Behörden vereinbart werden.

Im Fall von Modernisierungen ohne Lebensdauerverlängerung und ohne Kapazitätserweiterung gilt das Rückwirkungsverbot.

Zum Zweck der Sicherheitsbewertung ist eine schriftliche Funktionsbeschreibung für die Anlage nach Anlagenbereichen und/oder Prozessfunktionen anzufertigen.

5.2 Geotechnisch

5.2.1 Bodeneigenschaften

Die Standortanalyse muss eine Bodenuntersuchung enthalten, einschließlich:

- das geotechnische Gutachten, mit dem die geomechanischen Eigenschaften des Untergrundes definiert werden können;
- die geologische und tektonische Untersuchung.

Die geologischen Eigenschaften der Region müssen mit ausreichender Genauigkeit untersucht werden, um ein klares Verständnis des physikalischen Entstehungsprozesses des Gebiets sowie des Potenzials zukünftiger seismischer Aktivitäten zu erhalten.

Eine detailliertere Analyse des Standorts und seiner Umgebung ist durchzuführen, um das Vorhandensein von Karst, Gips, aufquellenden Lehm- und Tonböden, löslichen Salzablagerungen, Bodenverflüssigung, Massenbewegung usw. aufzudecken und die jeweiligen Auswirkungen auszuwerten.

Diese Phänomene sind unter dem Tank und/oder unter Anlagenfundamenten unzulässig, es sei denn, es kann nachgewiesen werden, dass geeignete Maßnahmen zur Überwindung der potenziellen Probleme ergriffen wurden.

5.2.2 Fundamentauslegung und Nivellierung des Standorts

...

5.2.3 Eigenschaften des Meeresbodens für die Auslegung des Anlegers und der seeseitigen Zufahrt

Anforderungen an die Eigenschaften des Meeresbodens für die Auslegung des Anlegers und der seeseitigen Zufahrt sind in EN ISO 28460 beschrieben.

5.2.4 Hafenbaggerung

Anforderungen an die Hafenbaggerung sind in EN ISO 28460 beschrieben.

5.3 Meteorologisch

5.3.1 Allgemeines

Klimaveränderungen werden als Teil anderer Untersuchungen analysiert, welche möglicherweise aufgrund der örtlichen Bedingungen erforderlich sein können. Die Standortanalyse muss die nachstehend beschriebenen meteorologischen Untersuchungen umfassen.

5.3.2 Daten über Metocean-Auswirkungen

Daten über Metocean-Auswirkungen müssen enthalten:

- eine Untersuchung der Seewasserqualität und -temperatur;
- eine Untersuchung der Tidenverhältnisse;
- Überschwemmungsrisiken.

5.3.3 Auswirkungen der Lufttemperatur und Luftfeuchte

Auswirkungen der Lufttemperatur und Luftfeuchte müssen enthalten:

- Temperaturen;
- atmosphärische Stabilität;
- Korrosivität der Luft;
- relative Luftfeuchte.

5.3.4 Blitzauswirkungen

EN 62305 enthält Untersuchungsleitlinien, um die Risiken und Folgen von Blitzen zu ermitteln und die erforderlichen Maßnahmen zu bestimmen.

5.3.5 Daten über Wind- und barometrische Auswirkung

Daten über Wind- und barometrische Auswirkungen müssen umfassen:

- Windstärke und -richtung, einschließlich Häufigkeit und Stärke von starken Stürmen;
- Bereich und Änderungsrate des Atmosphärendrucks.

5.3.6 Daten über Niederschlagsauswirkungen.

Daten über Niederschlagsauswirkungen müssen umfassen:

- Regen;
- Schnee;
- Eisbildung.

5.3.7 Auswirkungen von Wellenhöhen

Auswirkungen von Wellenhöhen sind in EN ISO 28460 beschrieben.

5.3.8 Stoßwellen und Überflutung

- eine Untersuchung von Stoßwellen;
- Überflutung (Tsunami, Dammbrüche usw.).

5.4 Umweltaspekte

5.4.1 Umweltverträglichkeitsbewertung

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie des Projekts ist für den vorgesehenen Standort eine vorläufige Umweltverträglichkeitsbewertung (EIA, en: Environmental Impact Assessment) nach den örtlichen Vorschriften zu erstellen. Die formelle Aufzeichnung der grundlegenden Umweltcharakteristiken des Aufstellungsorts sollte berücksichtigt werden.

Nach Auswahl des Standorts muss eine EIA durchgeführt werden.

Alle Emissionen der Anlage wie Feststoffe, Flüssigkeiten (einschließlich Wasser) und Gase (einschließlich schädlicher Geruchsemissionen) sind festzustellen und es sind Maßnahmen zu ergreifen, damit Menschen, Tiere, Pflanzen oder Sachgegenstände durch diese Emissionen nicht gefährdet werden. Hierbei sind nicht nur Emissionen im Normalbetrieb, sondern auch Emissionen im Störfall zu berücksichtigen.

Während oder vor Beginn des Betriebs ist ein Abwassermanagementplan zu erstellen. Die Vorsichtsmaßnahmen zur Handhabung toxischer Stoffe sind durch den Betreiber anzugeben und regelmäßig zu aktualisieren.

Zu bewerten ist auch der Einfluss auf die Umwelt durch Bau und Betrieb, und ein unerwünschtes Ausmaß an Aktivitäten ist zu vermeiden oder zu begrenzen und zu verbieten. Die folgende Prüfliste enthält die Hauptpunkte:

- Zunahme der Bevölkerung, dauerhaft und zeitweise;
- Erhöhung des Straßen-, Schienen- und Schiffsverkehrs;
- Erhöhung der Geräuschpegel, plötzlicher oder diskontinuierlicher Lärm;
- Erhöhung der Schwingungsbelastung, plötzlich oder diskontinuierlich;
- Anstieg der Nachtarbeit, Auswirkungen der Beleuchtung und diskontinuierliche Verwendung von Licht;
- Abfackelung (diskontinuierlich und/oder kontinuierlich);
- Erwärmung oder Abkühlung von Wasser.

5.4.2 Anlagenemissionen/Emissionsüberwachung

Im Rahmen der Planung ist festzulegen, welche Maßnahmen zu ergreifen sind, um Emissionen während der Inbetriebnahmetests, des Betriebs und der Wartung zu verhindern, zu minimieren oder unschädlich zu machen; für Schadstoffemissionen sind Zielwerte für absolute Mengen und Konzentrationen festzulegen.

Folgendes muss sicher kontrolliert und überwacht werden:

- Verbrennungsprodukte;
- übliches oder störungsbedingtes Abblasen von Gas;
- übliches oder störungsbedingtes Abfackeln von Gas;
- Entsorgung von Lösemitteln aus der Abtrennung von sauren Gasbestandteilen;
- Entsorgung verbrauchter Reaktanten aus der Quecksilberentfernung (da der Prozess der Quecksilberentfernung nicht regenerierbar ist, muss die verbrauchte Menge an Absorptionsmittel gelagert und behandelt oder von einem zugelassenen Abfallentsorgungsunternehmen entsorgt werden);
- ölhaltiges Wasser aus der Trocknerregenerierung oder aus Maschinen;
- mit Kohlenwasserstoffen verunreinigtes Wasser aus Leckagen an Wärmeübertragerrohren von wassergekühltem Equipment;
- Entsorgung von Abfallprodukten (einschließlich Altöl und chlorierte organische Komponenten);
- Wasser von Verdampfern;
- Odoriermittel.

5.4.3 Philosophie für Abfackeln/Abblasen

Anlagen sind grundsätzlich so auszulegen, dass Gas nicht kontinuierlich abgefackelt oder abgeblasen werden muss. Bei Auslegung und Betrieb der Anlage müssen Maßnahmen ergriffen werden, die sicherstellen, dass im Normalbetrieb potenzielle Abgasströme, wo immer praktisch möglich, zurückgewonnen und nicht abgefackelt oder abgeblasen werden.

5.4.4 Schallschutz

Bei der Auslegung der Anlage ist die Auswirkung von Schall auf Menschen in der Anlage und auf die Wohnbebauung in der Umgebung der Anlage zu berücksichtigen. Es wird empfohlen, die schallschutztechnische Auslegung der Anlage in Übereinstimmung mit ISO 15664 durchzuführen.

5.4.5 Biologische Umgebung

Die Auswirkungen von Abwassereinleitungen müssen untersucht werden (Temperatur, Strömungen, Winde usw.).

5.5 Infrastruktur

5.5.1 Umgebende Infrastruktur

Die externe Verkehrsinfrastruktur in der Nähe der LNG-Anlage ist in einer EIA darzustellen, in der Menge und Art des gegenwärtigen Verkehrs sowie die voraussichtliche anlagenbedingte Entwicklung des Verkehrsaufkommens zu berücksichtigen sind. Folgendes muss untersucht werden:

- Landwege (Straßen, Eisenbahnstrecken);
- Schifffahrtswege (See- oder Binnenschifffahrtswege, Kanäle);
- Luftverkehrsrouten und die Nähe von Flughäfen und Flugplätzen.

Die Standortanalyse muss folgendes enthalten:

- eine Untersuchung des Pflanzenbewuchses insbesondere zur Erkennung von Brandrisiken;
- eine Untersuchung zur Identifikation elektrischer Streuspannungsquellen (z. B. ausgehend von Hochspannungsleitungen, Eisenbahnen);
- eine Untersuchung der umgebenden Infrastruktur (z. B. Industrieanlagen, bebautes Gelände, Verbindungsstraßen).

5.5.2 Anordnung des Standorts

Die Standortanalyse muss folgendes enthalten, sofern angemessen:

- eine Untersuchung des Geländes zur Beurteilung der Ausbreitung von Flüssigkeit und Gaswolken.

Bei Freisetzung von LNG, flüssigen Kohlenwasserstoffen und Kältemitteln entstehen zündfähige Wolken, die schwerer als Luft sein können. Die Anlage ist so auszulegen, dass die Wahrscheinlichkeit und Freisetzungsmenge von unbeabsichtigten und geplanten Emissionen dieser Fluide verhindert oder minimiert wird.

Dies ist dadurch zu erreichen, dass bei Auslegung, Beschaffung, Herstellung, Bau und Betrieb der Anlage ein Sicherheitsmanagementsystem angewendet wird, um sicherzustellen, dass die besten verfügbaren Regeln der Technik umgesetzt werden. Folgendes ist zu berücksichtigen:

- sofern möglich sind Anlagen und Ausrüstung, die brennbare Fluide führen, im Freien anzuordnen. Diese Entscheidung ist aber auch von der Instandhaltung und den klimatischen Bedingungen abhängig;
- eine gedrängte Anordnung der einzelnen Anlagenteile ist zu vermeiden; sie muss einen sicheren Zugang für den Betrieb, die Instandhaltung und die Brandbekämpfung bieten. Der Verkehr und das Parken von Fahrzeugen innerhalb des Standorts müssen in Übereinstimmung mit dem Sicherheitsplan festgelegt

sein. Die Auslegungs- und Betriebsverfahren müssen so bemessen sein, dass das Risiko eines Aufpralls eines Fahrzeugs auf ein Fahrzeug beim Be- oder Entladen verringert oder ausgeschlossen wird. Es müssen Maßnahmen und Schutzvorkehrungen getroffen werden, um einen Aufprall von Fahrzeugen auf Speicherbehälter zu vermeiden. Die Beleuchtung der Systeme für die Be- und Entladung muss ausreichend sein, um die Sicherheit dieser Vorgänge sicherzustellen.

5.5.3 Schnittstelle zwischen Schiff und Land

Die Standortanalyse muss umfassen, sofern angemessen:

- eine Untersuchung der Meeresbiosphäre und der seeseitigen Zufahrt zum Standort;
- Manövrierflächen und Sicherheitsabstände während der Durchfahrt eines LNG-Tankschiffes im Hafen oder am Liegeplatz (siehe 7.7 und ISO 28460 und SIGTTO/ISGOTT).

5.5.4 Erdverlegte Versorgungsleitungen

...

5.6 Seismisch

5.6.1 Seismisch allgemein

Ein Erdbeben wird durch die Horizontal- und Vertikalbeschleunigungen des Bodens bestimmt. Beschrieben werden diese Beschleunigungen nach EN 1997 (alle Teile) und EN 1998 durch:

- ihr Frequenzspektrum;
- ihre Amplitude.

Eine standortspezifische Erdbebenuntersuchung muss durchgeführt werden. Diese muss Bewertungen der Risiken durch Erdbeben, Tsunamis, Erdrutsche und vulkanische Aktivitäten enthalten. Diese Untersuchung ist in einem Erdbebenbericht zu dokumentieren, wobei die geologischen und seismischen Verhältnisse am Standort und in der Umgebung der LNG-Anlage sowie die geotechnischen Daten zu berücksichtigen sind. Als Ergebnis müssen in diesem Bericht alle seismischen Parameter definiert sein, die für die Auslegung erforderlich sind.

Die Größe der zu untersuchenden Region hängt von der Charakteristik des den Standort umgebenden Bereichs sowie den geologischen und tektonischen Bedingungen aus dem Bodengutachten, siehe 5.2, ab. Im Allgemeinen ist dieses auf einen Abstand von unter 320 km zum Standort begrenzt, aber in einigen Fällen kann eine ganze tektonische Provinz eingeschlossen sein, die größer ist als vorstehend angegeben (siehe [22] zur Kurzbeschreibung). In diesem Zusammenhang sind die Untersuchungen in eine Tiefe auszudehnen, die mindestens dem zweifachen Durchmesser des Bauwerks oder eines flächengleichen kreisförmigen Fundaments entspricht, welches dieselbe Fläche wie das Bauwerk bedeckt.

Eine zweite Analysestufe ist innerhalb von 80 km vom Standort durchzuführen (regionale seismotektonische Untersuchung), um das Vorhandensein von etwaigen aktiven geologischen Störungen aufzudecken (siehe [23]).

Diese Untersuchungen enthalten gründliche Nachforschung, Überprüfung und Auswertung aller historisch berichteten Erdbeben, die sich auf den Standort ausgewirkt haben, oder von denen zu erwarten gewesen wäre, dass sie Auswirkungen auf den Standort gehabt haben könnten.

Im Fall von seismischen Störungen in der unmittelbaren Umgebung des Standorts müssen weitere Untersuchungen zur Abschätzung ihrer möglichen Aktivitäten durchgeführt werden. Störungen, deren Inaktivität

nicht nachgewiesen werden kann, sind innerhalb des Standorts oder innerhalb einer durch die Bodenmorphologie zu bestimmenden Distanz unzulässig.

Einzelheiten der seismischen Untersuchungen, Studien und Analysen sowie des Formats der Antwortspektren sind EN 1997 (alle Teile), EN 1998-1 und EN 1998-5 zu entnehmen.

Die geologischen, tektonischen und seismischen Untersuchungen unterstützen die Bestimmung:

- des Auslegungserdbebens für die sichere Abschaltung (SSE);
- des Auslegungserdbebens für den Betriebszustand (OBE).

Diese sind festzulegen:

- probabilistisch, als Erdbeben, die Erdbewegungen auslösen mit einem minimalen Intervall von 4 975 Jahren für SSE und von 475 Jahren beim OBE; und/oder
- deterministisch, unter der Annahme, dass sich ein maximales historisches Erdbeben erneut mit einem Epizentrum ereignet, das für den Standort zur größten Erdbebenstärke führt, wobei dieses Auslegungserdbeben aber mit den gegebenen geologischen und seismischen Daten vereinbar sein muss.

ANMERKUNG Sowohl OBE als auch SSE beschreiben spezifische Grenzen für Erdbebenereignisse mit ansteigender Schwere für Systeme wie nachstehend festgelegt.

Die Anlage muss so konstruiert sein, dass sie eine einfache Wiederaufnahme des Betriebs nach einem OBE-Erdbeben ermöglicht (siehe OBE-Definition in Abschnitt 3).

Die folgenden Systeme müssen stärkeren Erdbebeneinwirkungen standhalten (von OBE- bis SSE-Stärke):

- Systeme, deren Bruch zu einem Risiko für die Anlage führen kann;
- Schutzsysteme, deren Betrieb erforderlich ist, um ein Mindestmaß an Sicherheit aufrechtzuerhalten.

Zu diesem Zweck müssen Anlagensysteme und deren Komponenten hinsichtlich ihrer Bedeutung klassifiziert werden (siehe Anhang C). Diese Klassifizierung muss im Rahmen der Risikobewertung analysiert werden:

- **Klasse A:** Systeme, die vital für die Anlagensicherheit sind, oder Schutzsysteme, die in Betrieb bleiben müssen, um ein Mindestmaß an Sicherheit aufrechtzuerhalten. Diese müssen sowohl bei OBE als auch bei SSE betriebsbereit bleiben. Das ESD-System und die Tragfähigkeit der sekundäre Container für die LNG-Lagerung müssen Klasse A entsprechen.
- **Klasse B:** Systeme, die vitale Funktionen für den Anlagenbetrieb erfüllen, oder Systeme, deren Bruch zu einem Risiko für die Anlage führen kann, für die ein Zusammenbruch zu größeren Auswirkungen auf die Umwelt oder zu weiterem Risiko führen könnte. Diese Systeme müssen nach OBE betriebsbereit bleiben und ihre Funktionsfähigkeit bei SSE beibehalten. Der primäre Container aller LNG-Tanks muss Klasse B entsprechen.
- **Klasse C:** Andere Systeme. Diese Systeme müssen nach OBE betriebsbereit bleiben und dürfen nach SSE keine Auswirkungen auf andersklassige Systeme oder Komponenten haben.

Die Systeme umfassen die zugehörige(n) Ausrüstungen, Verrohrungen, Armaturen, Instrumentierung, Spannungsversorgung und deren Unterstützungen. Tragwerke müssen entsprechend der strengsten Klasse für die Systemkomponente, die sie unterstützen, ausgelegt werden.

Die Gebäude, die eine Sicherheitsfunktion haben oder üblicherweise bemannt sind, müssen so ausgelegt werden, dass sie im Fall von SSE unversehrt bleiben. Heizung, Lüftung und Klimatisierung müssen so ausgelegt sein, dass sie die entsprechenden Kriterien der klassifizierten Systeme innerhalb der Gebäude erfüllen.

5.6.2 Tsunamis

...

5.7 Hydrologie

5.7.1 Auswirkungen von Entwässerung

...

5.7.2 Grundwasserleiter, Erosion und Studien zu den Auswirkungen auf das Grundwasser

Die Standortanalyse muss enthalten, sofern geeignet:

- eine Untersuchung der Grundwasserspiegel.

5.8 Gesellschaftlich

5.8.1 Öffentliche Gesundheit, Sicherheit und Gefahren

...

5.8.2 Siedlungen

Während der Phase der Machbarkeitsstudie für den Standort sind Standortbewertungen durchzuführen, um die Eignung des vorgesehenen Standorts im Hinblick auf die Entwicklung benachbarter Standorte sicherzustellen. Die Bewertung muss mindestens Folgendes berücksichtigen:

- Entwicklung der Wohnbezirke;
- Entwicklung von Handels- und Freizeiteinrichtungen;
- Entwicklung sensibler Bereiche (Schulen, Krankenhäuser, Altenwohnheime, Sportstätten usw.);
- industrielle Entwicklung;
- Transportinfrastruktur.

Nach der Auswahl des Standorts ist eine detaillierte Standortbewertung durchzuführen. Methodik und Umfang der Standortbewertung richten sich nach dem vorgesehenen Bestand an Gefahrstoffen in der Anlage sowie dem Vorhandensein und dem Ausmaß der vorhandenen und künftig zu erwarteten Entwicklung benachbarter Standorte in Übereinstimmung mit örtlichen und nationalen gesetzlichen Anforderungen.

Es muss sichergestellt werden, dass:

- die Bewertung regelmäßig und im Fall größerer Modifikationen oder Änderungen angepasst wird;
- die Entwicklung in der Umgebung der Anlage kontrolliert wird, um eine nachfolgende unverträgliche Entwicklung zu minimieren.

Empfehlungen für die Akzeptanzkriterien einer probabilistischen Bewertung eines Anlagenstandorts sind in Tabelle K.2 angegeben. Diese Mindest-Akzeptanzkriterien sind anwendbar, falls für das Land, in dem die Anlage errichtet werden soll, keine derartigen Kriterien vorhanden sind.

5.8.3 Weitere Themen

Lebensunterhalt, Landnutzung, Beruf, Eigentum, Wirtschaftstätigkeit, natürliche Ressourcen, öffentliche Einrichtungen, Bildung, Gesundheit, archäologisches Erbe und Kulturerbe, Landschaft und Aussehen.

6 Risikobewertung

6.1 Allgemeines

LNG-Anlagen sind so auszulegen, dass ein allgemein anerkannter Risikograd (siehe Anhang K) für Leben und Eigentum innerhalb und außerhalb der Anlage erreicht wird. Um dieses hohe Maß an Sicherheit in der LNG-Anlage und ihrer Umgebung zu sichern, ist die Sicherheit während aller Phasen der Projektentwicklung zu beachten: Auslegung, Konstruktion, Inbetriebnahme, Betrieb und Außerbetriebnahme. Risikobewertungen sind durchzuführen und die erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen umzusetzen, um einen zulässigen Risikograd sicherzustellen.

ISO/TS 16901 enthält die Punkte, die bei der quantitativen Risikobewertung (QRA, en: Quantitative Risk Assessment) zu berücksichtigen sind (ergänzend zu den in 6.3 angegebenen), sowie einen Ansatz zur Behandlung der möglichen Szenarien, deren Eintrittswahrscheinlichkeit und die Konsequenzanalyse.

Eine Risikobewertung muss während der Auslegung der Anlage durchgeführt werden und wird auch bei wesentlichen Modifikationen oder Änderungen empfohlen.

6.2 QRA (Quantitative Risikobewertung, en: Quantitative Risk Assessment)

Die quantitative Risikobewertung (en: Quantitative Risk Assessment) ist ein leistungsfähiges Werkzeug, das die Entscheidungsfindung unterstützen kann und bei der Auswahl annehmbarer Lösungen für Sicherheitsprobleme helfen kann. Diese Technik kann als der formale und systematische Ansatz zur Ermittlung von Gefährdungen, potenziellen Gefährdungsereignissen und zur numerischen Abschätzung der Wahrscheinlichkeit und der Folgen von Zwischenfällen festgelegt werden, die sich aus diesen Ereignissen für Personen, Umwelt und Vermögenswerte ergeben. ISO/TS 16901 bietet weitere Erläuterungen zu QRA.

6.3 Gefährdungsermittlung und -minderung

6.3.1 Allgemeines

Die folgende(n) Methodik und Anforderungen beziehen sich auf Anhänge, die Beispiele für Häufigkeitsbereiche, Schadensklassen und Risikograde enthalten. Es gibt jedoch Unterschiede bei den nationalen oder firmenseitigen Akzeptanzkriterien, und die in den informativen Anhängen I, J und K angegebenen Beispiele müssen als Mindestanforderungen betrachtet werden. Wenn strengere örtliche oder nationale Anforderungen bestehen, ersetzen diese die genannten Mindestanforderungen.

Die Methodik der Risikobewertung kann deterministisch und/oder probabilistisch sein.

Der deterministische Ansatz besteht aus:

- Auflistung der potenziellen Gefährdungen mit externer oder interner Ursache;
- Feststellung anzunehmender Gefährdungen;
- Bestimmung der Auswirkungen;

- Begründung der erforderlichen Maßnahmen für die Erhöhung der Sicherheit zur Begrenzung der Auswirkungen.

Der probabilistische Ansatz besteht aus:

- Auflistung der potenziellen Gefährdungen mit externer oder interner Ursache;
- Bestimmung der Auswirkungen jeder Gefährdung und Zuordnung zu Schadensklassen (siehe Beispiel in Anhang J);
- Sammlung/Eingabe von Daten zu Fehlerhäufigkeiten;
- Bestimmung der Wahrscheinlichkeit oder Häufigkeit jeder Gefährdung;
- Zusammenfassung der Häufigkeit für alle Gefährdungen innerhalb der jeweiligen Schadensklasse und Angabe des Häufigkeitsbereichs für diese Schadensklasse (siehe Beispiel in Anhang I);
- Einordnung der Gefährdungen nach Schadensklasse und Häufigkeitsbereich (siehe Beispiel in Anhang K).

Falls die Risikobestimmung ein „unzulässiger Risikograd“ (z. B. Risikoklasse 3 nach Anhang K) ergibt, muss das Anlagenkonzept oder die Betriebsweise geändert und die Bewertung wiederholt werden, bis kein unzulässiger Risikograd mehr besteht. Falls die Risikobestimmung übliche, zulässige Risikograde (z. B. Risikoklasse 1 nach Anhang K) ergibt, sind keine weiteren Maßnahmen erforderlich. Werden Risikograde ermittelt, die eine weitere Verringerung erfordern (z. B. Risikoklasse 2 nach Anhang K), müssen weitere Sicherheitsmaßnahmen erwogen werden, um das Risiko so gering wie vernünftigerweise praktikabel zu begrenzen.

Bei der Risikobewertung kann mit herkömmlichen Verfahren gearbeitet werden, wie beispielsweise:

- Studie zur Gefahrenerkennung (HAZID, en: Hazard Identification Study);
- Gefährdungs- und Betriebsfähigkeitsstudie (HAZOP, en: Hazard and Operability Study);
- Fehlerartauswirkungsanalyse (FMEA, en: Failure Mode Effect Analysis);
- Ereignisbaumverfahren (ETM, en: Event Tree Method);
- Fehlerbaumverfahren (FTM, en: Fault Tree Method);
- Bow-Tie-Analyse (BTA, en: Bow-Tie Analysis);
- Analyse der Schutzebenen (LOPA, en: Layer of Protection Analysis).

Die Prozedur der Risikobewertung muss während aller Auslegungsphasen durchgeführt werden. Eine Anwendung bereits während der frühen Auslegungsphasen eines Projektes wird empfohlen und ermöglicht, dass ein unzulässiges Auslegungskonzept in der kostengünstigsten Weise überarbeitet werden kann.

Die in Tabelle K.1 angegebenen Mindest-Akzeptanzkriterien der probabilistischen Bewertung beruhen auf dem Risiko für Personal innerhalb der Anlagengrenzen. Vergleichbare Kategorien für freigesetzte Mengen von Kohlenwasserstoffen sind ebenfalls als Richtwerte in Anhang J angegeben. Alternative Risikobewertungsverfahren können verwendet werden, um die Eignung der Anlagenauslegung zu bewerten; dies sind typischerweise Risikobewertungen von Betriebs- und gefährlichen Störfällen. Jedoch sollte mindestens bewertet und verifiziert werden, dass das Risiko für das Personal akzeptabel ist. Diese Untersuchungen sollten sowohl während der Anlagenauslegung als auch nach wesentlichen Anlagenmodifikationen durchgeführt werden.

Untersuchungen müssen durchgeführt werden, um Gefährdungen der Anlage von außen festzustellen. Derartige Gefährdungen können verursacht werden durch:

- LNG-Tanker, die sich der Anlegestelle mit überhöhter Geschwindigkeit oder zu steilem Winkel nähern;
- die Möglichkeit einer Kollision vorbeifahrender Großschiffe mit der Landungsbrücke und/oder mit dem an der Anlegestelle liegenden LNG-Tanker (siehe [23]);
- Aufprall von Projektilen;
- Auswirkungen von Kollisionen (Schiffe, Lastkraftwagen, Flugzeuge usw.);
- Naturereignisse (Wirbelsturm, Blitzschlag, Überschwemmung, Erdbeben, Gezeitenwellen, Eisberge, Tsunamis, Seiches usw.);
- Witterungsbedingungen (Luftdruck, einschließlich Druckschwankungen, Regen, Schnee und Eis, Umgebungstemperatur);
- Bodenbedingungen (schwache Sedimentationseinheiten, verflüssigbare Schichten, seitliche Ausdehnung, vorhandensein von Kavernen, Hohlräume und Schäden);
- Zündung durch energiereiche Funkwellen (siehe [25]);
- die Nähe von Flughäfen und/oder Flugrouten;
- einen „Dominoeffekt“, verursacht durch Brände und/oder Explosionen auf angrenzenden Betriebsgeländen;
- brennbare, toxische oder erstickend wirkende, vorbeiziehende Gaswolken;
- ständige Zündquellen, wie z. B. Hochspannungsleitungen (Koronaeffekt);
- die Nähe des Betriebsgeländes zu jeder unkontrollierten externen Zündquelle.

Ein Containment-Versagen mit der Freisetzung von LNG und Erdgas ist für jedes Equipment einschließlich der Be- und Entladeeinrichtungen für Straßentankfahrzeuge und LNG-Tanker zu berücksichtigen. Zur Vereinfachung der Untersuchung dürfen Szenarien erstellt werden.

Diese Szenarien sind zu definieren bezüglich:

- der Wahrscheinlichkeit oder Häufigkeit der Gefährdung;
- des Orts der Leckage;
- der Art des Fluids (LNG oder Gas bei festgelegter Temperatur);
- des Volumenstroms und der Dauer der Leckage;
- der Witterungsbedingungen (Windgeschwindigkeit und -richtung, atmosphärische Stabilität, Umgebungstemperatur, relative Luftfeuchte);
- der thermischen Eigenschaften und der Topographie des Bodens (einschließlich aller Auffangbereiche);
- der Nähe tragender Stahlbauteile, bei denen Sprödbruchgefahr aufgrund von tiefen oder kryogenen Temperaturen vermutet werden kann.

Unter bestimmten Bedingungen, wenn Mengen von LNG in Wasser eingebracht wurden, wurde das Auftreten von Druckerhöhungen ohne Verbrennung bekannt. Dieses Phänomen wird als schneller Phasenübergang (RPT, en: Rapid Phase Transition) bezeichnet. Siehe EN ISO 16903 sowie [33] und [34].

Die folgenden Risiken für nicht LNG-spezifische Gefährdungen sind zu berücksichtigen:

- Lagerung von LPG und schwereren Kohlenwasserstoffen;
- gleichzeitige Ladevorgänge an Mehrproduktschiffsanleger;
- mangelhafte Kommunikation zwischen Schiff und Landseite;
- Verkehr innerhalb der Anlage sowohl während des Baus als auch während des Betriebs;
- Austritt anderer Gefahrstoffe, z. B. brennbare Kältemittel;
- Projektile aufgrund von Explosionen;
- druck- und dampfbeaufschlagtes Equipment;
- befeuerte Heater und Dampferzeuger;
- rotierende Maschinen;
- Betriebsmittel, Katalysatoren und Chemikalien (Brennstoff, Schmieröl, Methanol usw.);
- Schadstoffe aus dem zugeführten Gas von Verflüssigungsanlagen;
- elektrische Anlagen;
- Hafeneinrichtungen in Verbindung mit der LNG-Anlage;
- erhöhte Tankfundamente (Bildung entflammbarer Gemische unter der Platte);
- Sicherheitsprobleme (z. B. Eindringen, Sabotage);
- Störfälle während Bau und Instandhaltung;
- Eskalation von Störfällen.

Bei der Abschätzung der Wahrscheinlichkeit einer gegebenen Gefährdung, sofern verwendet, ist mit für die LNG-Industrie geeigneten Zuverlässigkeitsdaten zu arbeiten, die der Öffentlichkeit zugänglich sind oder es ist nach einem anerkannten Verfahren, wie oben angegeben, zur Bestimmung des Häufigkeitsbereichs für diese Gefährdung (siehe Anhang I) vorzugehen. Der menschliche Faktor muss dabei berücksichtigt werden.

Sofern die Risikobewertung zeigt, dass die Grenzwerte nach Anhang A überschritten werden oder der Risikograd eine Verbesserung erfordert (siehe Anhang K), sind Maßnahmen zu ergreifen wie z. B.:

- Installation eines Sicherheitssystems zur frühzeitigen Erkennung von Undichtigkeiten sowie zur Begrenzung der Auswirkungen von Zündungen (siehe 7.2.3 und Abschnitt 6);
- Beschleunigung der Verdünnung der brennbaren Wolke;
- Eliminierung potenzieller Zündquellen innerhalb einer brennbaren Gaswolke;
- Verringerung der Verdampfungsraten durch Minimierung der Wärmeübertragung;

- Verringerung der Wärmestrahlung durch Kühlung mittels Wasservorhängen, Sprinkleranlagen, Schaum oder Wärmedämmung;
- Verringerung der Ausbreitungsdistanz des Gases durch Erwärmung der Wolke mit Hilfe von Schaum oder Sprühen;
- Vergrößerung der Abstände zwischen Equipment;
- Schutz der Anlagen vor Explosion;
- Alarmanlagen, wie z. B. Geräte mit Einschlagscheibe, Telefone, Funkrufanlagen, Videoüberwachungssystem (CCTV, en: Closed Circuit Television) und Sirenen.

Die Überprüfungen sind durch strikte Anwendung eines allumfassenden QA-Systems (Qualitätssicherungssystem) (siehe 4) zu organisieren.

Diese Überprüfungen müssen mindestens Folgendes umfassen:

- vorläufige Risikoanalyse;
- Prüfung des Anlagenentwurfs;
- HAZOP;
- Wartungs- und Zugänglichkeitsüberprüfung;
- SIL-Überprüfung;
- Überprüfung vor der Inbetriebnahme.

6.3.2 HAZID (Studie zur Gefahrenerkennung, en: Hazard Identification Study)

Die HAZID ist eine Technik zur frühzeitigen Ermittlung potenzieller Gefährdungen und Bedrohungen. Sie eignet sich auch für die Ermittlung von nicht-prozessbezogenen Gefährdungen wie Schiffskollision, gesunkenen Gegenständen, Extremwetter usw. Die Auswirkung oder mögliche Folge eines unerwünschten Ereignisses wird aufgegliedert und die möglichen Ursachen werden ermittelt.

Die HAZID-Technik ist:

- ein Mittel zur Ermittlung und Beschreibung von berufsbedingten HSE-Gefährdungen (HSE, en: Health, Safety and Environment) und -bedrohungen in der frühestmöglichen Phase einer Entwicklung oder einer Unternehmung;
- ein Zusammentreffen eines sehr erfahrenen interdisziplinären Teams, das ein strukturiertes Brainstorming-Verfahren auf der Grundlage einer Prüfliste potenzieller HSE-Aspekte anwendet, um das Zutreffen möglicher Gefährdungen zu bewerten, und
- lediglich ein schnelles Identifikations- und Beschreibungsverfahren, kein Forum, um mögliche Probleme zu lösen.

Eine übliche HAZID-Sitzung sollte einen Leiter einbeziehen, der von erfahrenen Vertretern aus der Prozessgestaltung, der Sicherheitstechnik, den Betriebsabläufen, Meerespezialisten, sofern erforderlich, und der Gerätetechnik unterstützt wird. Andere Fachkräfte sollten „auf Abruf“ zur Verfügung stehen. ISO/TS 16901 stellt weitere Informationen zur HAZID-Methodik bereit.

6.3.3 FMEA (Ausfalleffektanalyse; en: Failure Mode and Effects Analysis)

Die Definition der Ausfalleffektanalyse ist eine analytisch abgeleitete Ermittlung der denkbaren Ausrüstungsversagensarten und den möglichen nachteiligen Auswirkungen dieser Arten auf das System und die Mission. Sie wird hauptsächlich als Gestaltungswerkzeug für die Überprüfung kritischer Komponenten verwendet. Weitere Einzelheiten sind in ISO 31010 und ISO 17776 angegeben.

6.3.4 Risikomatrix

Die Risikomatrix ist ein wirksames Instrument für die qualitative Risikobewertung und das Screening. Sie wird normalerweise in Arbeitstreffen zur Unterstützung von HAZID und FMEA verwendet. Die Ergebnisse der detaillierten Analyse in Bezug auf Häufigkeit und Konsequenzen können in der Matrix berichtet werden. Dies ermöglicht es, die Wirksamkeit der risikomindernden Maßnahmen zu verfolgen und anzupassen, die Ausgangsannahmen zu qualifizieren und die Rangfolge des anfänglichen Szenarios zu bestätigen.

6.3.5 HAZOP (Betriebsfähigkeitsstudie, en: Hazard and Operability Study)

HAZOPs werden angewendet, um sowohl Gefährdungen als auch Probleme der Betriebbarkeit zu ermitteln. Obwohl die Gefährdungsermittlung im Mittelpunkt steht, werden Probleme der Betriebbarkeit auch in dem Ausmaß ermittelt, dass sie das Potenzial dafür haben können, zu Sicherheits- oder Umweltgefährdungen zu führen, oder eine negative Auswirkung auf die Rentabilität der Anlage haben.

Das HAZOP-Team umfasst eine Gruppe, die in der Regel aus Bedienern, Entwicklern, technischen Fachkräften (sowohl extern als auch intern bezüglich des Entwicklungsteams) und Instandhaltungstechnikern besteht, die sich auf bestimmte Teile des Prozesses konzentrieren, die als „Knoten“ bezeichnet werden. Diese Abschnitte werden vor der Studie anhand der Prozess- und Funktionspläne (P&ID, en: process and instrumentation diagram) festgelegt.

Ein Prozessparameter wird identifiziert, z. B. Durchfluss, und anschließend werden typische Leitworte auf die festgelegten Abschnitte angewendet, um mögliche Abweichungen zu identifizieren (z. B. wird ein Leitwort „Nein“ mit dem Parameter „Durchfluss“ kombiniert, um eine Abweichung „kein Durchfluss“ herzuleiten). Das Team listet anschließend alle anzunehmenden Ursachen für eine „kein Durchfluss“-Abweichung auf, beginnend mit der Ursache, die zu der schlimmstmöglichen Konsequenz führen kann.

HAZOP ist während der Grundausslegung (FEED, en: Front-End Engineering Design) anwendbar, wenn die P&IDs erstellt werden und auch wenn die Ursache-Wirkungs-Matrix erstellt wurde. Sie wird normalerweise auch während der Detailgestaltung durchgeführt und kann auch während eines Änderungsmanagements erneut angewendet werden. ISO/TS 16901 enthält weitere Angaben zur HAZOP-Methodik.

HAZOP ist eine standardisierte Methodik, die in verschiedenen Normen beschrieben wurde (siehe beispielsweise [58]).

Eine erstmalige HAZOP-Studie von den Prozesssystemen muss während der Grundausslegung einer Anlage, wenn die P&IDs erstellt werden, durchgeführt werden.

Weitere HAZOP-Studien müssen während der detaillierten Auslegung einer Anlage, von den Prozesssystemen und Arbeitspaketen durchgeführt werden.

Die Empfehlungen aus den HAZOP-Studien müssen während des gesamten Projekts geleitet und gelenkt werden.

HAZOP-Studien dürfen auch während der Betriebsphase einer Anlage durchgeführt werden, um beispielsweise die Sicherheit oder Leistung der Anlage zu verbessern.

6.3.6 Bow-Tie

Das Bow-Tie-Verfahren ist ein Gestaltungswerkzeug, das dazu verwendet werden kann, Barrieren zur Verhinderung des Eintretens von Hauptereignissen und Wiederherstellungsmaßnahmen zur Minderung der Auswirkungen zu bewerten. Es basiert auf einem Modell, das darstellt, wie eine Gefährdung ausgelöst, eskaliert und wie sie kontrolliert werden kann. Das Bow-Tie-Modell dient der Bewertung von Gefährdungen, um:

- die potenziellen Auslöse-, Eskalations- und Folgeszenarien für Gefährdungen zu identifizieren;
- die erforderlichen Kontrollen (z. B. Barrieren und Eskalationsfaktor-Kontrolle) zu identifizieren, die für eine wirksame Leitung und Lenkung dieser Gefährdungen erforderlich sind (z. B. HSE-kritische Elemente, HSE-kritische Aufgaben und Verfahren);
- den Nachweis von ALARP („so niedrig, wie vernünftigerweise praktikabel“; en: as low as reasonably practicable) zu unterstützen;
- für Sichtbarkeit zu sorgen und die oben genannten Angaben an die verantwortliche Führung weiterzugeben oder an diejenigen, die von den Gefährdungen betroffen sein können;
- im Falle eines Störfalls die Fähigkeit zu besitzen, die Ursachen von Störfällen mit den fehlgeschlagenen Kontrollen in Verbindung zu bringen, um ein verbessertes Verständnis von Störfällen und deren Vermeidung zu ermöglichen.

6.3.7 LOPA (Analyse der Schutzebenen, en: Layer of Protection Analysis)

LOPA ist ein semiquantitatives Verfahren zur Abschätzung der Risiken, die mit einem unerwünschten Ereignis oder Szenario verbunden sind. Es analysiert, ob ausreichende Maßnahmen zur Kontrolle oder Minderung des Risikos vorhanden sind.

Ein Ursache-Folge-Paar wird ausgewählt und die Schutzebenen, die verhindern, dass die Ursache zu der unerwünschten Folge führt, werden ermittelt. Eine Berechnung der Größenordnung wird durchgeführt um zu bestimmen, ob der Schutz ausreichend ist, um das Risiko auf ein annehmbares Niveau nach ISO 31010 zu reduzieren.

6.3.8 SIL (Sicherheits-Integritätslevel, en: Safety integrity level)

Die Sicherheits-Integritätslevel-Analyse, wie in EN 61508 beschrieben, ergänzt die HAZOP-Studie und die Studie zur Risikobewertung, indem das erforderliche Vertrauensniveau durch das sicherheitstechnische System, einschließlich mechanischer Einrichtungen und Software, festgelegt wird, um gefährliche Situationen zu verhindern, die die Sicherheit von Personen oder der Umwelt beeinträchtigen oder um ihre Folgen zu mindern. EN 61508 führt auch den Begriff des Sicherheitslebenszyklus ein, der darauf abzielt, die Zuverlässigkeit der verwirklichten Sicherheitssysteme über die gesamte Lebensdauer des Systems sicherzustellen. Die SIL-Bewertung sollte auf Analysen der Schutzebenen basieren (siehe EN 61508).

6.4 Auswirkung und Folgenabschätzung

6.4.1 Allgemeines

Es ist eine breite Auswahl computergestützter Werkzeuge verfügbar, die sowohl empirische Werkzeuge als auch Werkzeuge umfasst, die aus den grundlegenden physikalischen Gleichungen entwickelt wurden, um die Auswirkungen von Störfällen zu bewerten. Die Brandeigenschaften hängen stark von der Art des Brennstoffs (Erdgas, LPG) ab und müssen in der Bewertung berücksichtigt werden.

Die Auswirkungen jedes der vorstehend erwähnten Szenarien sind abhängig von den LNG-Eigenschaften und anderen Phänomenen entsprechend der Beschreibung nach EN ISO 16903. Die Gefährdungseigenschaften von anderen Fluiden als LNG sind deren Sicherheitsdatenblättern zu entnehmen.

Die Eigensicherheit muss sichergestellt werden, um:

- freigesetztes LNG innerhalb der Umzäunung zu halten und die anzunehmenden Szenarien zu minimieren, bei denen das Risiko bestehen könnte, dass sich Gaswolken über die Umzäunung der Anlage ausbreiten;
- die Möglichkeit der Ausbreitung eines Brandes in einem einzelnen Bereich der Anlage in einen anderen Bereich zu minimieren;
- Beschädigungen im unmittelbaren Brandabschnitt zu minimieren durch den Einsatz von Trennabständen, durch Minimierung der Brandunterstützung durch Kohlenwasserstoffbestände (indem die Anlage mittels Absperrventilen in verschiedene Brandbereiche unterteilt wird).

Die Eigensicherheit ist durch die Anwendung komplexer Systeme zu unterstützen.

6.4.2 Brand

Die Wärmestrahlung, die bei Zündung von aus einer Lache generiertem Gas oder einem Strahl von LNG oder ausgetretenem Erdgas entsteht, ist mittels geeigneter und validierter Modelle zu berechnen.

Das Modell muss Folgendes berücksichtigen:

- Fläche der brennenden LNG-Lache oder die Ausmaße der Flamme;
- Oberflächen-Wärmestrahlung des Lachenbrandes oder der Flamme (siehe EN ISO 16903);
- Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und relative Luftfeuchte.

Die Berechnung der Strahlung muss auf der Kombination von möglicherweise gleichzeitig auftretender Windgeschwindigkeit und atmosphärischen Bedingungen beruhen, die zur größten vorhersagbaren Strahlung führen, die in weniger als 10 % der Zeit überschritten wird.

Falls keine anderen Informationen zur Verfügung stehen, müssen folgende atmosphärische Bedingungen berücksichtigt werden: eine Windgeschwindigkeit von 10 m/s und eine relative Luftfeuchte von 50 %.

Mit dem Modell muss die auftreffende Strahlung in verschiedenen Entfernungen und Höhen bestimmt werden können.

6.4.3 Explosion

Durch die Zündung von Erdgas kann unter bestimmten Umständen (z. B. in Verdichtungsgebieten) eine Explosion ausgelöst werden, welche eine Druckwelle erzeugt. Die Zündgrenzen für Erdgas/Luft-Gemische sind in EN ISO 16903 angegeben.

Zur Berechnung des Überdrucks können anerkannte, validierte Verfahren und Modelle eingesetzt werden, z. B. die Multienergiemethode (siehe [5]) und/oder die Verpuffung bei konstanter Geschwindigkeit (siehe [6]). Dieser Überdruck muss, sofern zutreffend, für die Ausrüstung, Gebäude und Tragwerke festgelegt werden.

Wo Überdruck auf den Tank, Ausrüstung, ein Gebäude oder eine Struktur spezifiziert ist, muss dies immer auf die eingehenden Wellencharakteristiken bezogen sein. In diesem Fall darf angenommen werden, dass eine Verpuffung in der unmittelbaren Umgebung des Tanks oder einem annehmbaren Abstand (z. B.

Prozessbereich der Verflüssigungsanlage) zu einer Druckwelle führt, die im ungünstigsten Fall auf den halben Tankumfang einwirkt. Die Spannungen im Tank durch Überdruck müssen durch eine dynamische Berechnung bestimmt werden. Für die übrigen Tragwerke dürfen Spannungen durch statische Berechnungen bestimmt werden.

Die Auswirkung eines potenziellen Überdrucks unter einer erhöhten Tankbasis aufgrund der Zündung eines zündfähigen Gemisches unter dem Tank muss berücksichtigt werden.

Die Auswirkungen der Wellenreflexion auf die Objekte müssen in der Verantwortung des Lieferanten liegen.

6.4.4 Gaswolkenverbreitung

Das Phänomen der sofortigen Verdampfung durch Entspannung (Entspannungsverdampfung, einschließlich möglicher Entstehung von Aerosolen) ist zu berücksichtigen.

Die Verdampfung aufgrund von Wärmeübertragung ist mittels geeigneter validierter Modelle zu berechnen.

Das Modell muss die nachstehenden Parameter berücksichtigen:

- LNG-Durchflussrate und Dauer der Leckage;
- LNG-Zusammensetzung;
- Art des Bodens (Wärmeleitfähigkeit, spezifische Wärme, Dichte usw.);
- Temperatur des Bodens oder des Wassers;
- atmosphärische Bedingungen (Umgebungstemperatur, Luftfeuchte, Windgeschwindigkeit);
- Stabilität der Atmosphäre oder Temperaturgradient.

Mit dem Modell muss sich Folgendes bestimmen lassen:

- Ausbreitungsgeschwindigkeit der LNG-Lache;
- benetzte Fläche in Abhängigkeit von der Zeit und die größte benetzte Fläche;
- Verdampfungsrate in Abhängigkeit von der Zeit und maximale Verdampfungsrate.

Die Ausbreitung von ausgetretenem und entspanntem und verdampftem LNG in die Atmosphäre bei Berührung von Boden oder Wasser ist mit einem geeigneten validierten Modell zu berechnen.

Zur Bestimmung der Ausbreitung ist mindestens Folgendes zu berücksichtigen:

- Durchmesser der LNG-Lache;
- Verdampfungsrate;
- Eigenschaften des Gases;
- Art des Bodens (Wärmeleitfähigkeit, spezifische Wärme, Dichte usw.);
- Temperatur des Bodens oder des Wassers;
- atmosphärische Bedingungen (Umgebungstemperatur, Luftfeuchte, Windgeschwindigkeit);

- Stabilität der Atmosphäre oder Temperaturgradient;
- topographische Einflussgrößen am Standort (Bodenrauheit, usw.).

Die atmosphärische Ausbreitungssimulation muss auf der Kombination von möglicherweise gleichzeitig auftretender Windgeschwindigkeit und Stabilität der Atmosphäre beruhen und zur größten vorhersagbaren Ausbreitungsdistanz bei nach unten gerichteter Windrichtung führen, die in weniger als 10 % der Zeit überschritten wird.

Falls keine anderen Informationen zur Verfügung stehen, müssen folgende atmosphärische Bedingungen berücksichtigt werden: F (nach Pasquill) atmosphärische Stabilität oder entsprechender Temperaturgradient bei einer Windgeschwindigkeit von 2 m/s und einer relativen Luftfeuchte von 50 %.

Mit dem Modell muss sich folgendes bestimmen lassen:

- Linien gleicher Gaskonzentration;
- Abstand zur unteren Zündgrenze.

Die Ausbreitung des Strahls in der Atmosphäre bei strahlartiger Freisetzung ist mittels geeigneter validierter Modelle zu berechnen, um mindestens die Höhe bzw. die Entfernung, die von dem Strahl erreicht wird, sowie die Konzentration an jeder vorgegebenen Stelle zu ermitteln.

Als Quellen einer strahlartigen Freisetzung muss die Freisetzung aus atmosphärischen Sicherheitsventilen, ungezündeten Fackeln und Abblasemaste berücksichtigt werden. Gegebenenfalls ist die Möglichkeit der Aerosolbildung zu berücksichtigen.

6.4.5 Lachenbildung

Die Auswirkung von LNG-Lachenbildung wird bestimmt durch:

- der Zustand des gelagerten LNG (Temperatur, Druck, Zusammensetzung);
- Umgebungsbedingungen;
- die Größe und Form der Leckagequelle;
- Auftreffen des Abflusses auf Objekte.

Je höher der Druck und die LNG-Temperatur in einem System sind, desto mehr Turbulenzen werden an einer Undichtigkeit auftreten, was zu einer größeren Auswirkung der Entspannungsverdampfung und einer Verringerung der Rainout-Fraktion führt. In einer detaillierten Analyse muss festgestellt werden, ob die Lachenbildung ein potenzielles Risiko darstellt und weitere Schadensminderungen, wie die Eindämmung des Flüssigkeitsaustritts oder die Kontrolle des Flüssigkeitsaustritts, erforderlich sind.

6.4.6 Sicherheitsabstände

Die Abstände zwischen den Tanks sind entsprechend der Gefährdungsbeurteilung (siehe Abschnitt 6) festzulegen, dürfen jedoch die in 7.2.5 angegebenen Mindestabstände nicht unterschreiten.

Die Sicherheitsabstände müssen unter Berücksichtigung der möglichen Wärmestrahlungsintensität eines Brandes und der Gasausbreitungszonen berechnet werden. Die zulässigen Wärmestrahlungswerte sind in Anhang A festgelegt. Sicherheitsabstände zwischen LNG-Tanks, Prozesseinheiten, Kontrollräumen usw. müssen mit den Mindestanforderungen übereinstimmen, die zur Einhaltung dieser Grenzwerte erforderlich sind.

6.5 Sicherheitsmanagement

6.5.1 Betriebsabläufe

Sicherheit während der Betriebsphase muss durch folgende Ausstattungen und Maßnahmen erreicht werden:

- betriebstechnische Steuerungs-, Überwachungs- und Sicherheitssysteme, einschließlich Betriebsgenehmigungen;
- Kontrolle von Zündquellen;
- örtliche und zentrale (fernbedienbare) Steuerung des Brandbekämpfungssystems.

6.5.2 Instandhaltungsverfahren

Die Vorbereitung des Anlagenbetriebs muss auch Verfahren umfassen für:

- Instandhaltung;
- Inspektion.

Ordnungsgemäße Instandhaltung der Ausrüstung zur Brandbekämpfung ist von vordringlicher Bedeutung. Inspektion und Instandhaltung müssen in die abschließenden Managementprogramme der Anlage integriert sein.

6.5.3 Schulung

Die Vorbereitung des Anlagenbetriebs muss Personalschulungen, wie nachstehend beschrieben, umfassen.

Die Anlage muss in einer sicheren und effizienten Weise betrieben werden, welche der nationalen Gesetzgebung für Gesundheit und Sicherheit entspricht.

Die Betriebspraxis und -verfahren müssen den Anforderungen der übergeordneten Unfallverhütungsstrategie und dem Sicherheitsmanagementsystem einschließlich einer Schutzpolitik gegen Großschadensereignisse entsprechen.

ANMERKUNG Beispielsweise beruhen die Anforderungen auf der Europäischen Richtlinie „Seveso III“ [Richtlinie 2012/18 zur Beherrschung der Gefahren bei schweren Unfällen mit gefährlichen Stoffen] und der Risikobewertung von explosionsgefährdeten Bereichen wie nach der „ATEX“-Richtlinie (1999/92/EG) [Richtlinie 1999/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rats vom 16. Dezember 1999 über Mindestvorschriften zur Verbesserung des Gesundheitsschutzes und der Sicherheit der Arbeitnehmer, die durch explosionsfähige Atmosphäre gefährdet werden können] beruhen [12].

Schriftliche Betriebsanweisungen müssen für die Anlage vorliegen und für die Bediener der Anlage leicht verfügbar sein. Diese müssen alle Betriebsverfahren für den Normalbetrieb und den Notfall enthalten.

Persönliche Schutzausrüstung, wie bei der Risikobeurteilung bestimmt, muss vorhanden sein und getragen werden.

Anlagenfahrer, die Notfallmaßnahmen ausführen, müssen mit der notwendigen Schutzkleidung und -ausrüstung ausgestattet sein. Tragbare Erkennungsgeräte für brennbare Gase müssen leicht verfügbar sein.

Personen, die mit dem Management, der Produktion, der Handhabung und der Lagerung von LNG betraut sind, müssen bezüglich der Gefährdungen und der Eigenschaften von LNG geschult sein, unter Beachtung der Verfahren zur Reaktion auf Notfälle.

Betriebs- und Wartungspersonal muss in allen Belangen seiner Arbeit gut ausgebildet sein, um sicherzustellen, dass es sowohl unter Normal- als auch unter Notfallbedingungen in einer sicheren und sachkundigen Weise arbeiten kann. Das erste Training muss den persönlichen Hintergrund des Einzelnen berücksichtigen. Wiederholungsschulungen müssen in regelmäßigen Abständen durchgeführt werden und sämtliche Aufzeichnungen über die Schulungen sollten aufbewahrt werden.

Für das Management und die Mitarbeiter müssen Schulungspläne unter Berücksichtigung der Erfahrungen, Aufgaben und Verantwortungen des Einzelnen innerhalb der Organisation aufgestellt und unabhängig validiert werden.

Alle Personen, die eine Anlage aus beliebigem Grund besuchen, müssen über die Gefährdungen und Eigenschaften von LNG unterrichtet werden; der Umfang, bis zu dem diese Schulung erfolgt, muss dem Maß an Beteiligung an dem Betrieb der Anlage angemessen sein.

Bei allen Projekten muss es eine Beratung zwischen dem Eigentümer des Terminals, dem Hafenbetreiber, dem Reeder sowie Schiffs- und Schlepperkapitänen geben. Schulungen vor Inbetriebnahme und regelmäßige Auffrischkurse unter Einsatz eines Simulators müssen unter Einbeziehung aller betroffenen Parteien erfolgen.

Siehe [23].

6.5.4 Reaktion auf Notfälle

Die Vorbereitung des Anlagenbetriebs muss die Entwicklung von Sicherheits- und Gefahrenabwehrprozeduren, welche die umfassenden Notfallmaßnahmen des Hafens und den internationalen Schiffs- und Hafeneinrichtungs-Sicherheitscode (ISPS), sofern maßgebend, enthalten umfassen.

Ein Überwachungssystem muss vorhanden sein, das bei jeglichem LNG- oder Erdgasleck und im Brandfall warnt. Ein Ansprechen dieses Systems muss automatisch eine Notabschaltung (ESD) des Schiff-/Land-Transfersystems auslösen und Alarm geben. Dieser Alarm muss zum Brückenkontrollraum, zum Hauptkontrollraum, und über in EN ISO 28460 empfohlene Vorrichtungen zum Schiff übermittelt werden. Zum Transfer von LNG zwischen Schiff und Land müssen Hafenladearme verwendet werden. Diese müssen mit EN ISO 16904 oder EN 1474-2 und EN 1474-3 übereinstimmen.

6.5.5 Instandhaltung der Ausrüstung und Ausbildung für die Brandbekämpfung in Terminals

Brände treten nur selten in Terminals auf, können dann aber schwerwiegende Folgen haben.

Deshalb und im Hinblick auf Notfallsituationen muss das Interesse des Bedienungspersonals durch geeignete Ausbildung unter Einsatz der Ausrüstung hochgehalten werden.

7 Auslegung

7.1 Allgemeines

Dieses Kapitel, Auslegung, ist in verschiedene Abschnitte unterteilt, in denen die spezifischen Anforderungen pro ingenieurstechnische Disziplin aufgeführt sind.

7.2 Bauwerke

7.2.1 Bereichsentwässerung und Kontrolle freigesetzter Flüssigkeiten

Die Größe von Auffangbecken und Auffangrinnen für LNG- und Kohlenwasserstoff-Rohrleitungssysteme und Ausrüstungen muss als Teil der Risikobewertung (siehe Abschnitt 6) beurteilt werden. Allgemein wurde festgestellt, dass die Sammlung ausgetretener Flüssigkeit aus Verbindungsleitungen für LNG und

Kohlenwasserstoffe ohne Abzweige, Flansche oder Instrumentenanschlüsse nicht durch eine Risikobewertung begründet ist.

Erforderlichenfalls muss es so ausgelegt sein, dass es potenzielle Leckagen, die bei der Risikobewertung festgestellt wurden, aufnehmen kann.

Möglicherweise ausgetretenes LNG und ausgetretene Kohlenwasserstoffe müssen in Auffangbecken abgeführt werden.

Der Boden darf mit einer Dämmschicht bedeckt sein oder aus besonderen Werkstoffen hergestellt sein, um Verdampfung zu minimieren. Er darf nicht mit Kies bedeckt sein, da die Wärmeübertragungseigenschaften die Verdampfung oder Pflanzenbewuchs erhöhen würden, da dies eine Brandgefahr darstellen kann (siehe EN 12066).

Regen oder Löschwasser, das sich im Becken ansammeln könnte, muss mit entsprechenden Mitteln entfernt werden, ohne freigesetztes LNG zu übertragen. Flüssigkeitsheber, bei denen angenommen wird, dass sie bei gefrierendem Wasser mit Eis verstopfen, dürfen nicht verwendet werden. Das Wasser muss in ein Auffangbecken innerhalb des Auffangbereichs ablaufen, woraus es abgepumpt wird. Die Pumpe darf nicht anlaufen, wenn ein LNG-Leck entdeckt wird. LNG oder Kohlenwasserstoff darf nicht in Regenwasserabläufe oder andere Kanalisationssysteme gelangen.

Abführsysteme für Oberflächenwasser der Anlage und Löschwasser sowie Sammelsysteme für ausgetretenes LNG müssen so ausgelegt sein, dass die Möglichkeit minimiert wird, dass Löschwasser die Verdampfungsrate von ausgetretenem LNG erhöht.

Bei der Installation von Tanks in einer Grube kann der Boden als Auffangbereich dienen, sofern dessen Eigenschaften geeignet sind (siehe 7.2.1).

Die erforderlichen Kapazitäten der Auffangbecken und die Sammlung ausgetretener Flüssigkeit in drucklosen Tanks mit atmosphärischem Druck sind in EN 14620 angegeben.

Bei Druckbehältern muss der (abgelegene) Auffangbereich mindestens 20 % der Menge des größten Behälters umfassen, sofern nicht anderweitig nachgewiesen. Die Auffangbereiche von mindestens zwei Tanks dürfen zusammengefasst werden. Die Auslegung des Auffangbereichs muss sicherstellen, dass die Leckageszenarien keine Eskalationswirkung auf (den) angrenzende(n) Tank(s) oder Ausrüstung zur Folge haben. Die Abstufung des Bereichs unter und um die Behälter herum muss Flüssigkeiten aus Lecks oder Freisetzungen durch Gefälle in den abgelegenen Auffangbereich leiten. Die Lage des abgelegenen Auffangbereichs muss durch Analyse der Wärmestrahlung bestätigt werden.

Werkstoffe für Auffangbecken müssen undurchlässig für LNG sein. Die Wärmeleitfähigkeit des Materials beeinflusst die Verdampfungsrate nach einer LNG-Freisetzung. Die Notwendigkeit zur Wärmedämmung des Auffangbereichs und der Auffangbecken wird vom Ergebnis der Risikobewertung abhängen (siehe Abschnitt 6). Die Auslegung der Dämmstoffbeschichtung muss EN ISO 16903 und EN 12066 entsprechen.

Die Auslegung muss nachweisen, dass die Tankumwallung des Auffangbeckens auch im schwersten bei der Risikobewertung ermittelten Störfall nicht überspült wird.

Das Auffangbecken ist auch für die LNG-Menge auszulegen, die aus LNG-Leitungen austreten kann. Dafür gelten die folgenden Auslegungsgrundlagen:

- die Größe des Sammelbeckens ist mindestens für die LNG-Menge auszulegen, die bei einem Versagen der LNG-Leitung mit der größten Leckrate in der zur Feststellung der Undichtigkeit und zur Unterbrechung des LNG-Durchflusses erforderlichen Zeit freigesetzt werden würde;
- ein Auffangbecken muss zur Atmosphäre offen sein.

Darüber hinaus müssen Maßnahmen zur Verringerung der Verdampfungsrate und zur Begrenzung von Bränden von ausgetretenem LNG und deren Folgen in Betracht gezogen werden.

Eine Begrenzung des Ausmaßes potenzieller LNG- oder Kohlenwasserstoff-Lecks wird erreicht durch:

- Begrenzung der unbeabsichtigt ausgetretenen Menge;
- Auffangen dieser Mengen in definierten Auffangbereichen und Sammelbereichen für Leckagen, um die Ausbreitung in andere Bereiche der Anlage oder außerhalb der Anlagengrenze zu verhindern sowie den Ausbreitungsbereich der Dampfwolke zu minimieren;
- Vorkehrungen zur Kontrolle von Lecks und Verschüttetem.

Zeigen Berechnungen zur Ausbreitung, dass ein Leck zu schwereren Vorfällen eskalieren kann, ist die Installation eines festen Systems zur Leckerkennung erforderlich, mit hinweisender oder direkter Aktion, um die Leckursache zu stoppen, betroffene Bereiche der Anlage abzusperren und Zündquellen spannungsfrei zu schalten.

Systeme zur Leckerkennung müssen bereitgestellt werden.

Trennsysteme, die auf dem Dichteunterschied von Wasser und LNG beruhen, sind nicht zulässig.

Ausgetretene Flüssigkeiten innerhalb von Prozess- und Übergabebereichen müssen in einem Sammelbereich für Leckagen eingeschlossen und in ein Auffangbecken abgeleitet werden.

In Abhängigkeit vom Ergebnis der Risikobewertung kann das Auffangbecken in der Nähe von oder abseits vom Sammelbereich für Leckagen angeordnet werden. Der Sammelbereich für Leckagen und das Auffangbecken müssen über offene Kanäle verbunden sein.

In Prozessbereichen muss die Kapazität des Sammelsystems für Leckagen oder des Auffangbeckens mindestens 110 % der entsprechend der erfolgten Risikobewertung größten zu erwartenden Verschüttung betragen. Entspannungsverdampfung kann für die Berechnung der Kapazität berücksichtigt werden. Bei Erweiterung oder bei Kapazitätserweiterung der Anlage muss die Kapazität des Sammelsystems für Leckagen bzw. des Auffangbeckens überprüft werden, um sicherzustellen, dass es den neuen Inhalt aufnehmen kann.

In Übergabebereichen und in den verbindenden Rohrleitungen, bei denen ein potenzielles Risiko von Lecks besteht (Ventile, Ausrüstung oder Instrumente), muss die Kapazität der Auffangbecken durch eine Risikobewertung bestimmt werden, die potenzielle Leckagequellen, Durchflussraten, Erkennungssysteme, Personalstand und Reaktionszeiten berücksichtigt.

7.2.2 Leitplanken

Leitplanken müssen installiert werden, um ungeschützte Ausrüstung vor Unfällen mit Fahrzeugen zu schützen. Die Lage und die Auslegung der Leitplanken müssen anhand einer Risikobewertung erfolgen.

Das Leitplankensystem muss so ausgelegt sein, dass es die bemessene Aufprallenergie durch Verformung ohne zusammenzubrechen absorbiert.

Der Fahrzeugverkehr muss innerhalb der Anlagenzone kontrolliert werden, um die Auswirkungen zu minimieren.

7.2.3 Brandschutz

7.2.3.1 Allgemeines

Die Bestimmung des Anlagenbrandschutzes muss auf einer Risikobewertung ausgewählter Brand- und Kohlenwasserstoff-Leckageszenarien basieren.

Die Ergebnisse der Berechnungen, die während der Modellierung der Gefährdungsfolgen erhalten wurden, werden zeigen, welche Ausrüstung am wahrscheinlichsten versagt und zu einer weiteren Eskalation des Brandnotfalls führen würde. Dies liefert die Grundlage für die Auswahl von Brandschutzmaßnahmen (Sprühwasseranlagen, ortsfeste Löschwasser-Überwachungsmonitore, fahrbare Überwachungsgeräte, manuelle Wasseranwendung als Notfallreaktion, passiver Brandschutz usw.).

Brandvermeidungs-, Brandschutz- und Brandbekämpfungsmaßnahmen müssen auf der Risikobewertung basieren. Der Umfang des Brandschutzes steht in Beziehung zum Personalbestand, zu den Anforderungen an die Sicherheit des Personals, Umweltfragen, der Möglichkeit der Betriebsunterbrechung.

7.2.3.2 Passiver Brandschutz

Passiver Brandschutz ist vorzusehen, um das Equipment und die Haupttragkonstruktionen vor örtlicher Beschädigung durch Brand zu schützen, sowie um eine Eskalation und eine Gefährdung von Notfalleinsatzkräften zu minimieren.

Zur Kontrolle und Bekämpfung von Bränden sind Ausrüstungen und/oder Systeme vorzusehen.

7.2.3.3 Brandschutzsysteme

Zum Schutz muss Equipment, bei dessen Versagen der Vorfall eskalieren würde und/oder die Aktivitäten der Notfalleinsatzkräfte gefährdet würden, feuerfest ausgeführt bzw. mit einem Feuerschutz ausgerüstet werden. Dies gilt üblicherweise für: ESD-Armaturen, sicherheitskritische Steuerungsausrüstung, Behälter, die Mengen von flüssigen Kohlenwasserstoffen enthalten und Gebäudestützen. Equipment, auf das Wärmestrahlung über den in Anhang A festgelegten Wert hinaus und während einer Dauer, die zum Ausfall führt, einwirken kann, muss feuergeschützt ausgeführt werden. Hierdurch muss eine Feuerwiderstandsdauer von mindestens 90 min erreicht werden.

Brandschutz durch Wärmedämmung oder ein Sprühwassersystem muss für Druckbehälter vorgesehen werden, auf die Wärmestrahlung über den in Anhang A festgelegten Wert hinaus einwirken kann, um zu verhindern, dass diese Behälter versagen und überhitzte Flüssigkeit freisetzen, was zu einer Dampfentspannungsexplosion einer siedenden Flüssigkeit (BLEVE, en: Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion) führen kann (siehe EN ISO 16903).

Es muss berücksichtigt werden, dass Druckbehälter, die der Wärmestrahlung eines Großereignisses, wie z. B. dem Brand eines LNG-Tanks, ausgesetzt sind, einen sehr viel längeren Schutz als für 90 Minuten benötigen. Der Schutz für lang andauernde Vorfälle kann nicht durch Wärmedämmung erreicht werden, sondern erfordert ein Sprühwassersystem.

Die Auslegung von Sprühwassersystemen, Wärmedämmung für den Brandschutz von Konstruktionen usw., als Schutz vor Feuer muss für das Fluid durchgeführt werden, das die höchste Wärmestrahlungsleistung ergibt.

Brandschutz kann erreicht werden durch:

- Betonfertigteile oder Spritzbeton;
- Wärmedämmstoffe aus Mineralfasern, Keramik, Calciumsilicat oder Schaumglas;