

# Bau und Betrieb der Phase II des Energie-Terminals „Deutsche Ostsee“ im Hafen Mukran

Antrag gem. §§ 4 und 10 BImSchG

## Kurzbeschreibung

nach § 4 Abs. 3 der 9. BImSchV

**Kurzbeschreibung**

Bau und Betrieb eines Energie-Terminals zur Speicherung und Regasifizierung von verflüssigtem Erdgas, bestehend aus der MS TransGas Power und der MS Neptune, einer KWK-Anlage zur Landstromversorgung sowie einer Medienversorgungsleitung.

**Inhalt**

1	Einführung .....	3	4.6.1	Ladungstank .....	17
2	Standortbeschreibung .....	4	4.6.2	Ladungstechnik und Aufbereitungsstrecke .....	17
3	Antragsgegenstand .....	6	4.6.3	Hochdruck-Übergabestellen Schiff – Land .....	18
4	Vorhabenbeschreibung .....	6	4.6.4	High-integrity pressure protection system (HIPPS)...	18
4.1	Anlegerkonzept und -infrastruktur .....	7	4.7	KWK-Anlage .....	18
4.2	Vertäukonzept .....	7	4.8	Versorgung und Anbindung der Anlagen .....	18
4.3	Anschluss an das Übertragungsnetz und Pipelinekapazität .....	7	4.9	Emissionen und Immissionen...	19
4.4	Gliederung des Vorhabens in Betriebseinheiten .....	7	4.9.1	Luftschadstoffe .....	19
4.5	FSRU MS Neptune und MS TransGas Power .....	10	4.9.2	Schall .....	20
4.5.1	Allgemeines .....	10	4.9.3	Temperaturausbreitung .....	22
4.5.2	Technische Daten .....	10	4.10	Anlagensicherheit .....	22
4.5.3	Beladung der FSRU (BE 124, BE 114) .....	11	4.10.1	Information der Öffentlichkeit .....	22
4.5.4	LNG-Zwischenlagerung (BE 110, BE 120) .....	11	4.10.2	Achtungsabstand .....	23
4.5.5	Wärmeerzeugung (BE 210, BE 220) .....	12	4.10.3	Sicherheitsbericht .....	23
4.5.6	SCR-Anlage der MS Neptune (BE 211) .....	13	5	Umweltauswirkungen .....	24
4.5.7	LNG-Regasifizierung (BE 111, BE 121) .....	13	5.1.1	Vorgelegte Umweltgutachten	24
4.5.8	Übergabe an das Gasnetz (BE 115) .....	13	5.2	FFH-Verträglichkeitsuntersuchung für das GGB Kleiner Jasmunder Bodden mit Halbinseln und Schmäler Heide" (DE 1547-303)	25
4.5.9	FSRU-Versorgungssysteme .	13	5.3	FFH-Verträglichkeitsvoruntersuchung für das Europäische Vogelschutzgebiet „Binnenbodden von Rügen" (DE 1446-401) .....	26
4.5.10	Beschaffenheit des verwendeten Seewassers .....	17	5.4	FFH-Verträglichkeitsvoruntersuchung für das Gebiet von gemeinschaftlicher Bedeutung „Saßnitz, Eiskeller und Ruinen Dwasieden" (DE 1447-303) .....	26
4.5.11	Frischwasserversorgung/Sanitärabwässer .....	17	5.5	Landschaftspflegerischer Begleitplan .....	27
4.5.12	Prozesssteuerung .....	17	5.6	Artenschutzfachbeitrag .....	27
4.5.13	Stromerzeugung .....	17	5.7	WRRL-Fachbeitrag .....	27
4.6	Sicherheitseinrichtungen .....	17	5.8	MSRL-Fachbeitrag .....	28
			6	Abkürzungsverzeichnis .....	28

### 1 Einführung

Die Deutsche ReGas GmbH & Co. KGaA (Antragstellerin) plant den Bau und Betrieb der Phase II des Energie-Terminals „Deutsche Ostsee“ im Hafen Mukran. Gegenstand des Vorhabens ist der Betrieb eines LNG Regasifizierungsterminals, bestehend aus zwei schwimmenden Anlagen zur Speicherung und Regasifizierung von verflüssigtem Erdgas (Floating Storage and Regasification Units - FSRU). Die beiden FSRU werden fest vertäut am Liegeplatz 12 im Hafen Mukran liegen, verflüssigtes Erdgas (Liquified Natural Gas – LNG) in gasförmiges Erdgas umwandeln (regasifizieren) und in das deutsche Gasfernleitungsnetz einspeisen. Die Regasifizierungskapazität wird bis zu ca.13,5 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas pro Jahr betragen. Die Anlagen sind so konzipiert, dass später grüner Ammoniak entladen und als grüner Wasserstoff in das Fernleitungsnetz eingespeist werden könnte.

Das Energie-Terminal umfasst zwei FSRU, die MS Neptune (IMO: 9385673) und die MS TransGas Power (IMO: 9861809), zwei Hochdruck-Gasverladerarme, Vorrüstungen für eine später zu installierende Wasserstoffverbindungsleitung sowie eine Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK) Anlage zur landseitigen Versorgung der FSRU mit Strom und Wärme und einer Medienversorgungsleitung mit entsprechenden Leitungsführungen für Strom, Erdgas und Wasserstoff.

Im Rahmen der Regasifizierung wird das Gas jeweils getrennt von den zwei FSRU über zwei Hochdruck-Gasverladerarme (HPMLA) über eine Verbindungsleitung (DN 800) zu den landseitigen Anlagen der Ostsee-Anbindungsleitung (OAL) verbracht. Die Betreiberverantwortung geht an den Flanschen der landseitigen Anlagen der OAL (Battery Limits) auf GASCADE als Betreiber der OAL über. Von diesen Anlagen in Mukran wird das Gas über eine 48-Zoll-Offshore-Pipeline ca. 51 km in die GASCADE-Empfangsanlagen (EST) nach Lubmin transportiert. In Lubmin durchläuft es die GASCADE-Empfangsanlagen des Einspeisepunktes Baltic Energy Gate, wo es gemessen, ggf. erwärmt, druckreguliert und anschließend über die in Lubmin anliegenden Leitungen in das deutsche Gasfernleitungsnetz eingespeist wird.

Diese Kurzbeschreibung gibt gemäß § 4 Abs. 3 der Verordnung über das Genehmigungsverfahren (9. BImSchV) einen Überblick über die Anlage, ihren Betrieb und die voraussichtlichen Auswirkungen auf die Allgemeinheit und die Nachbarschaft. Alle im Text verwendeten Abkürzungen finden Sie am Ende dieses Dokuments erklärt.

### **Wichtiger Beitrag für die Sicherung der nationalen und europäischen Energieversorgung**

Das Energie-Terminal „Deutsche Ostsee“ im Hafen Mukran dient der Sicherung der deutschen, insbesondere ostdeutschen, und europäischen Versorgungssicherheit durch die Einspeisung von bis zu 13,5 Mrd. Kubikmeter Erdgas in das bestehende Gasfernleitungsnetz.

Die FSRU im Hafen Mukran sind ein Vorhaben nach dem Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases (LNG-Beschleunigungsgesetz - LNGG)<sup>1</sup> (§ 2 Abs. 1 Nr. 1 LNGG i.V.m. Ziff. 5.1 der Anlage).

Die schnellstmögliche Verwirklichung des Vorhabens dient dem zentralen Interesse an einer sicheren und diversifizierten Gasversorgung und ist aus Gründen eines überragenden öffentlichen Interesses erforderlich (§ 3 LNGG). Den besonders dringlichen Bedarf an zusätzlichen Importkapazitäten konkret am Einspeiseort Lubmin haben insbesondere das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) und die Bundesnetzagentur (BNetzA) detailliert, wiederholt und mit Nachdruck dargelegt. Um die Inbetriebnahme des Energie-Terminals „Deutsche Ostsee“ noch im Winter 2023/2024 zu ermöglichen, wurde der Hafen Mukran im beschleunigten Gesetzgebungsverfahren als Standort für zwei FSRU in das LNGG aufgenommen.

Eine nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) etwaig vorgesehene Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) ist entsprechend § 4 LNGG nicht durchzuführen.

## 2 Standortbeschreibung

Das Vorhabengebiet liegt im Bereich der Nordmole des See- und Fährhafens Mukran in ca. 2,6 km Entfernung zur Stadt Sassnitz an der Ostküste der Insel Rügen in Mecklenburg-Vorpommern, südlich der Ortslage der Stadt Sassnitz, in der Pommerschen Bucht/ Prorer Wiek.

Die Nordmole wurde im Zuge der Weiterentwicklung des ab 1983 bis 1986 verwirklichten Infrastrukturvorhabens „Fährhafen Sassnitz“ aufgeschüttet bzw. aufgespült. Der gesamte Hafenbereich ist im Flächennutzungsplan der Stadt Sassnitz als Sondergebiet Hafen ausgewiesen.

Die Nordmole wurde im Rahmen einer Genehmigung nach Wasserverkehrs- und Hafensicherheitsgesetz M-V (WVHa-SiG MV) erweitert und als Liegeplatz 12 ausgebaut.

Nördlich grenzen Betriebsflächen und Verkehrs- und Lagerflächen des Hafens mit unterschiedlicher Nutzung an. Südlich und östlich erstreckt sich der Randbereich der Prorer Wiek als Teil der offenen Ostsee.

Für die Zufahrt des Hafens liegt ein Planfeststellungsbeschluss<sup>2</sup> für die Erweiterung der seewärtigen Zufahrt in den Hafen Mukran vor.

Im Hafen von Mukran gibt es keine Gezeitenbeschränkungen, aber Niedrig- und Hochwasser können Abweichungen von +-0,60 m aufweisen.

Im Hafen besteht Lotsenpflicht. Die Fahrrinne hat eine Mindestbreite von 120 m und ist etwa 2 km lang.

<sup>1</sup> LNG-Beschleunigungsgesetz vom 24. Mai 2022 (BGBl. I S. 802), zul. d. Art. 1 d. G. v. 12. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 184) geänd.

<sup>2</sup> Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt, Beschluss v. 10.08.2023 (Az.: 3800R21-422.03/OSRB-001/12)



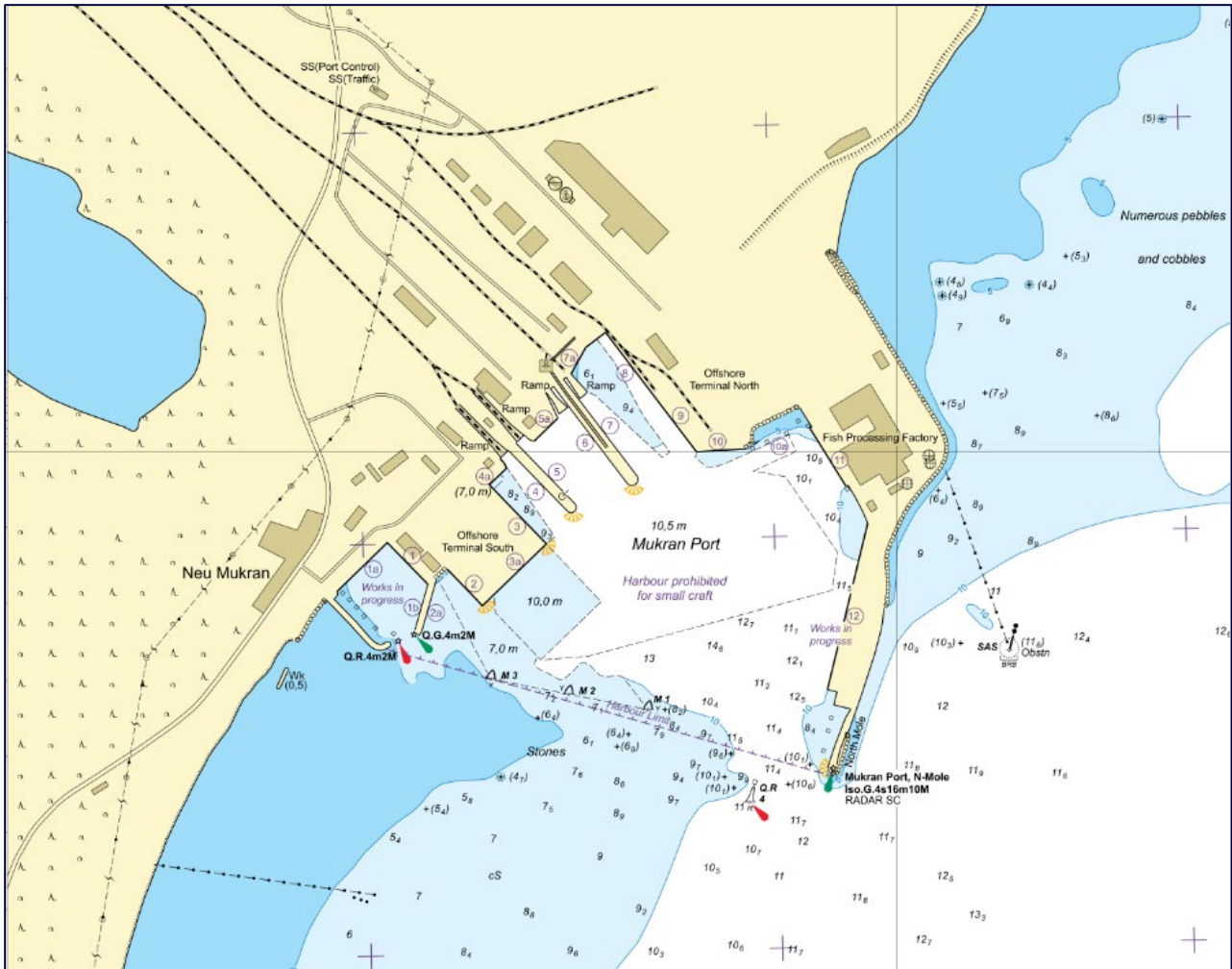


Abbildung 1: Räumliche Einordnung des Energie-Terminals Deutsche Ostsee im Hafen Mukran.

Der Hafen von Mukran ist aktuell durch eine geringe Verkehrsdichte gekennzeichnet. Der Gesamtgüterumschlag des Hafens Sassnitz und des Hafens Mukran betrug im Jahr 2022 ca. 1,36 Mio. t<sup>3</sup>, also 6 % des Umschlages des Hafens Rostock. Im Fährverkehr wurden in beiden Häfen (Sassnitz, Mukran) insgesamt 306.433 Passagiere<sup>4</sup> befördert, ungefähr 11 % der Personenbeförderung des Hafens Rostock. Die häufigsten Schiffstypen sind Frachtschiffe (insb. Getreide und Offshore-Windpark-Installationen) und Fährschiffe.

Im Bereich des Betriebsgeländes oder des Hafens Mukran befinden sich keine naturschutzrechtlich ausgewiesenen Schutzgebiete oder Schutzobjekte. Wasserschutzgebiete befinden sich ebenfalls nicht im Vorhabenbereich.

Im weiteren Umfeld sind folgende internationale und nationale Schutzgebiete ausgewiesen. Die Abstandangaben beziehen sich auf den kürzesten Abstand zwischen den FSRU und den Schutzgebieten.

<sup>3</sup> Statistisches Amt: Statistischer Bericht Schiffsverkehr: Seeschifffahrt Schiffs- und Güterverkehr in Mecklenburg-Vorpommern, Dezember 2022, Kz.: H223 2022 12, Hrsg.: 23.05.2023,

<https://www.laiv-mv.de/Statistik/Zahlen-und-Fakten/Wirtschaftsbereiche/Verkehr>, Zugriff v. 06.09.2023

- Europäisches Vogelschutzgebiet (SPA) DE 1446-401 „Binnenbodden von Rügen“ (> 1,6 km westlich),
- Gebiet gemeinschaftlicher Bedeutung (GGB) DE 1447-303 „Sassnitz, Eiskeller und Ruinen Dwasieden“ (ca. 2,7 km nordwestlich),
- Gebiet gemeinschaftlicher Bedeutung (GGB) DE 1547-303 „Kleiner Jasmunder Bodden mit Halbinseln und Schmalen Heide“ (ca. 2,1 km südwestlich),
- Naturschutzgebiet (NSG): NSG 252 „Wostevitzer Teiche“ (ca. 1,5 km westlich),
- Landschaftsschutzgebiet (LSG): LSG 81 „Ostrügen“ (ca. 750 m nördlich),
- Nationalpark: NLP\_1 „Nationalpark Jasmund“ (ca. 4,5 km nordöstlich),
- Biosphärenreservat: „Südostrügen“ (ca. 8 km südlich).

### 3 Antragsgegenstand

Gegenstand des Vorhabens ist der Betrieb eines Energie-Terminals zur Speicherung und Regasifizierung von verflüssigtem Erdgas, bestehend aus zwei FSRU, der MS TransGas Power und der MS Neptune, die am Liegeplatz 12 fest vertäut und stationär betrieben werden. Längsseitig zur außen liegenden FSRU MS TransGas Power wird das An- und Ablegen von LNG-Lieferschiffen möglich sein.

Die Regasifizierungskapazität wird bis zu ca. 13,5 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas pro Jahr betragen. Bei 98,5%iger Befüllung beträgt das temporäre Lagervolumen in beiden FSRU ca. 314.400 m<sup>3</sup>.

An Bord der beiden FSRU wird das LNG in flüssiger Form zwischengelagert und regasifiziert. Die FSRU werden in Mukran

zunächst für einen Zeitraum von ca. zehn bis zwölf Monaten autark betrieben, der benötigte Strom wird in diesem Zeitraum mit den schiffseigenen Einrichtungen erzeugt. Nach Inbetriebnahme der KWK-Anlage soll die Versorgung der FSRU mit Strom für beide FSRU und Wärme für die MS Neptune landseitig erfolgen.

Die geplante KWK-Anlage besteht aus einer Gasturbine (GT) mit nachgeschaltetem Heisswasserkessel. Sie wird neben dem Feuerlöschbehälter der Eurobaltic direkt im Anschluss an die GASCADE Molchstation errichtet. Die Abwärme, die im Abgas der Gasturbine vorhanden ist, wird über Heisswasser zur Unterstützung der Wärmeversorgung der Neptun eingesetzt. Strom wird mit Hilfe eines Generators erzeugt. Die Feuerungswärmeleistung der Gasturbine beträgt 105 MW. Es ist geplant, die KWK-Anlage ab Dezember 2024 in Betrieb zu nehmen.

Zur Medienversorgung zwischen den FSRU und der KWK-Anlage sowie zum Transport des regasifizierten LNG zur OAL ist eine Rohrbrücke erforderlich. Sie dient der Versorgung der KWK-Anlage mit Erdgas aus der Regasifizierung und der Versorgung der FSRU mit Strom und Heißwasser aus der KWK-Anlage. Zudem führt die Gasleitung über die Rohrbrücke zur Molchsendestation der OAL, um dort in die OAL einzuspeisen.

Der Betrieb der Anlage ist bis zum 31.12.2043 geplant.

## 4 Vorhabenbeschreibung

### 4.1 Anlegerkonzept und -infrastruktur

Die MS Neptune wird am Liegeplatz 12 fest vertäut (Permanent Mooring). Direkt neben der MS Neptune wird die MS TransGas Power im Päckchen liegen. Der Liegeplatz für die beiden FSRU befindet sich hinter der bestehenden Hafentmole, der die beiden FSRU und den ankommenden Lieferschiffen einen geschützten Platz bietet, an dem sie längsseits im Hafen anlegen können.

### 4.2 Vertäukonzept

Zur Realisierung der maximalen Gaseinspeiseleistung in das Gasfernleitungsnetz wird von *Januar 2024 bis Juni 2024* wird die MS TransGas Power zunächst allein in Mukran betrieben während die MS Neptune weiterhin im LNG-Terminal in Lubmin regasifiziert.

Die MS TransGas Power in Mukran wird zunächst direkt an der Kaikante am Liegeplatz 12 in Mukran festgemacht und mittels einer permanenten Verankerungsanordnung (Permanent Mooring) vertäut.

Für die ankommenden LNG-Lieferschiffe ist eine konventionelle Verankerung (Transient Mooring) mit den landseitigen Pollereinrichtungen und der MS TransGas Power genutzt. Alle Leinen und Leitungen sind mit Quick-Release Hooks verbunden, die im Notfall fernentriegelt werden können.

Ab *Juni 2024* wird die MS Neptune aus Lubmin ebenfalls nach Mukran verbracht. Die MS Neptune wird dann als innenliegende FSRU an der Kaimauer permanent vertäut. Die MS TransGas Power an der äußeren Stelle des

Vertäukonzepts platziert und neben der MS Neptune semi-permanent vertäut.

Alle Leitungen zwischen der MS TransGas Power und der MS Neptune sind ebenfalls mit Quick-Release Hooks verbunden, die im Notfall fernentriegelt werden können.

Das LNG wird von LNG-Lieferschiffen geliefert, die an der Steuerbordseite der MS TransGas Power temporär zur Anlieferung vertäut werden. Im Regelfall wird das LNG direkt von den LNG-Lieferschiffen in die MS TransGas Power oder über das Übernahme-Manifold der MS TransGas Power direkt in die MS Neptune gepumpt.

### 4.3 Anschluss an das Übertragungsnetz und Pipelinekapazität

Der Energie-Terminal „Deutsche Ostsee“ wird an die Europäische Gas-Anbindungsleitung (EUGAL) die Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL) und die Nordeuropäische Erdgasleitung (NEL) über eine 51 km lange 48-Zoll-Seeleitung, die Ostsee-Anbindungsleitung (OAL) vom Hafen Mukran zur GASCADE-Empfangsstation (EST) in Lubmin angeschlossen. GASCADE errichtet die OAL als Fernleitungsnetzbetreiber (TSO) und wird sie betreiben.

### 4.4 Gliederung des Vorhabens in Betriebseinheiten

Die Anlage ist folgende Betriebseinheiten (BE) gegliedert:

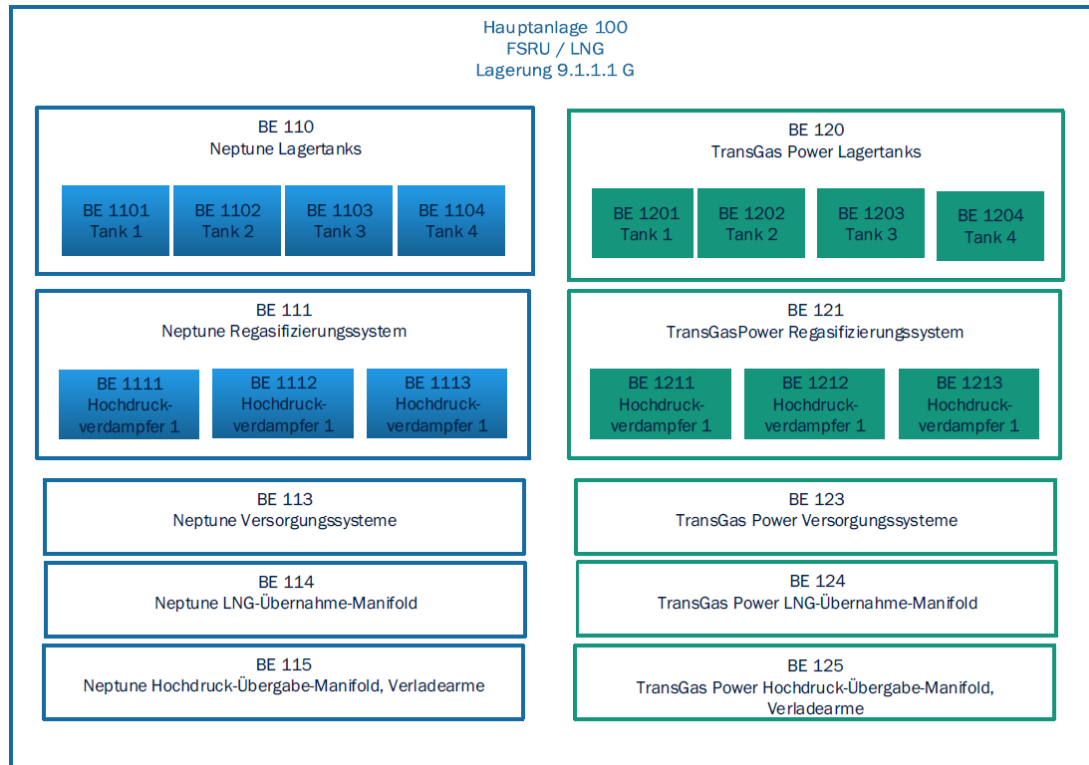


Abbildung 3: Gliederung der Hauptanlage 100.

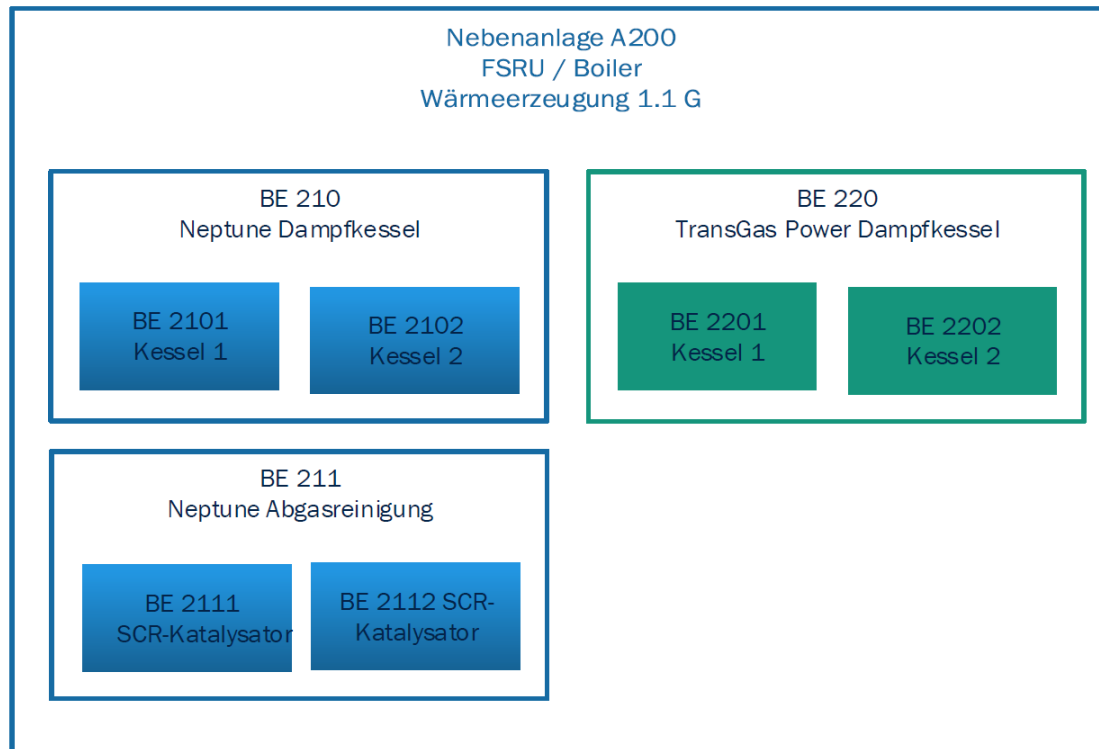


Abbildung 2: Gliederung der Nebenanlage A200.



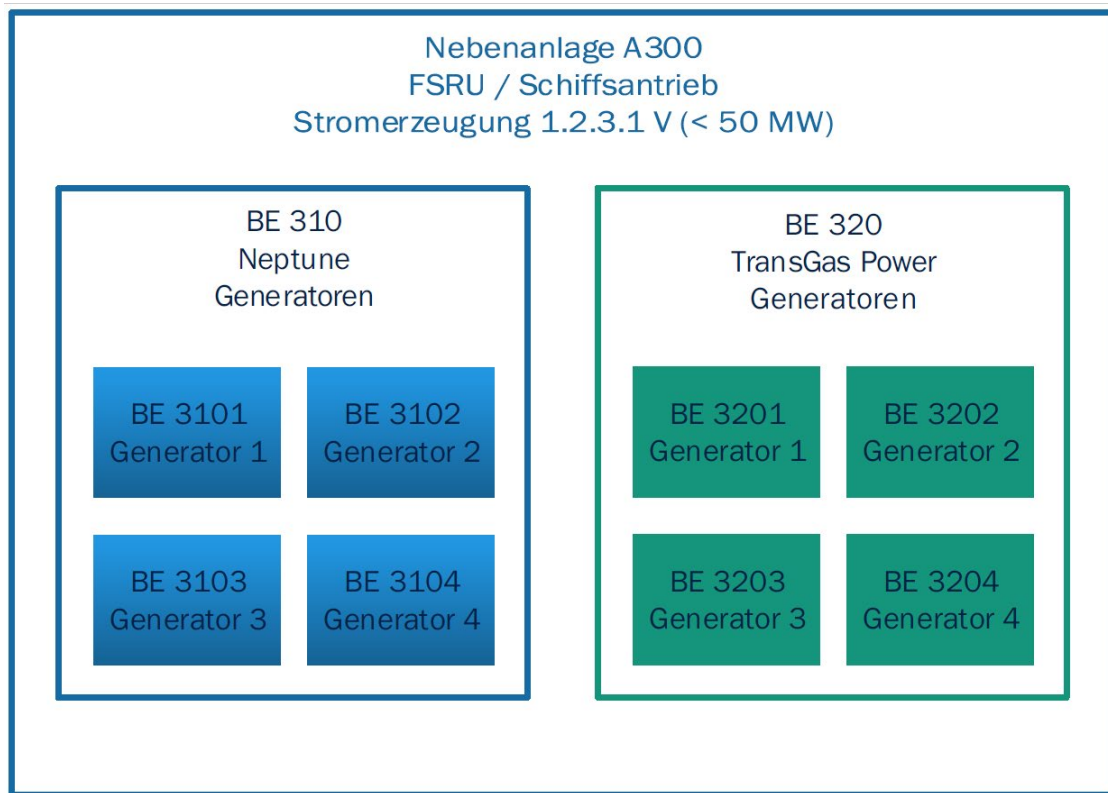


Abbildung 5: Gliederung der Nebenanlage A300.



Abbildung 4: Gliederung der Nebenanlage A400.

## 4.5 FSRU MS Neptune und MS TransGas Power

### 4.5.1 Allgemeines

Als schwimmende Lagerungs- und Regasifizierungseinheiten kommen die MS Neptune und die MS TransGas Power zu Einsatz. Die FSRU MS Neptune wurde von Total-Energies gechartert. Eigner des Schiffes ist die Höegh LNG. Die MS TransGas Power wurde von der Bundesrepublik Deutschland gechartert, Eigentümerin ist Dynagas LTD.

Beide FSRU sind seegehende Fahrzeuge, welche nach internationalen Bauvorschriften für Flüssiggas-Lieferschiffe der Internationalen Maritimen Organisation (IMO) gebaut, genehmigt und betrieben werden. Es handelt es sich um selbstunterstützende betriebliche Einheiten, die maßgeblich aus Lagertanks sowie Prozess- und Regasifizierungsanlagen bestehen.

Im Rahmen des Betriebes werden auf den FSRU folgende Tätigkeiten, die auch in Kombination gleichzeitig ausgeführt werden können, umgesetzt:

- Beladung der FSRU mit LNG von einem längsseits (Ship-To-Ship -STS) festgemachten LNG-Lieferschiff,
- Zwischenlagerung von LNG in den FSRU (keine LNG-Verdampfung) sowie interner Transfer von LNG zwischen den LNG-Lagertanks und
- Regasifizierung von LNG in der Regasifizierungsanlage und Ausspeisen des Erdgases zur OAL.

### 4.5.2 Technische Daten

Die wichtigsten technischen Daten sind in ⇒Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Technische Daten und Hauptprozesseinheiten der beiden FSRU

	MS Neptune	MS TransGas Power
<i>Allgemeine Angaben</i>		
Baujahr	2009	2021
Schiffstyp	FSRU / LNGC	FSRU / LNGC
IMO-Nummer	9385673	9861809
<i>Abmaße</i>		
Länge über alles [m]	283,06	294,00
Breite über alles [m]	43,40	46,95
Höhe vom Kiel bis zum höchsten Punkt [m] <sup>7</sup>	55,30	55,95
Design-Tiefgang [m]	11,40	11,60

#### 4.5.3 Beladung der FSRU (BE 124, BE 114)

An der MS TransGas Power werden LNG-Lieferschiffe mit einer Größe von 140.000 m<sup>3</sup> bis 225.000 m<sup>3</sup> anlegen und entladen. Das An- und Ablegen von LNG-Lieferschiffen an die MS TransGas Power wird vom Personal des Terminalbetreibers, den beteiligten Schiffsbesatzungen, sowie den eingesetzten Lotsen überwacht.

Die MS TransGas Power bereitet die LNG-Übernahme von einem LNG-Lieferschiff mit einer Abkühlung des Belade-Rohrleitungssystems vor. Nach der Vertäuung des LNG-Lieferschiffs wird die LNG-Übernahme und die Rückführung von Pendelgas vorbereitet. Zur Entladung werden kryogene Schläuche genutzt und Schlauchverbindungen zwischen den Schiffen vom LNG-Manifold des Lieferschiffs zum LNG-Manifold der MS TransGas Power hergestellt. Zur Gewährleistung einer gleichzeitigen gegenseitigen Notabschaltung im Falle einer Anomalie ist ein Ship-to-Shore Link installiert. Die sichere Verbindung wird über das Abarbeiten von Prüflisten gewährleistet.

Nach dem Abschluss der Vorbereitungen wird der LNG-Transfer von LNG-Lieferschiff auf beide FSRU über vier Verladeschläuche und die Rückführung von Pendelgas von den FSRU auf das LNG-Lieferschiff mit zwei Verladeschläuchen durchgeführt.

Die Transferrate von LNG beträgt dabei ca. 8.000 m<sup>3</sup>/h und ist gleichmäßig auf die vier LNG-taugliche Verladeschläuche verteilt. Das LNG wird bis zu Regasifizierung in den acht Lagertanks der beiden FSRU eingelagert.

#### 4.5.4 LNG-Zwischenlagerung (BE 110, BE 120)

Jede FSRU ist mit vier doppelwandigen isolierten Membran-LNG-Lagertanks ausgestattet. Das LNG Cargo System besteht hauptsächlich aus den Lagertanks, LNG-Cargo-Pumpen, LNG-Regas-Förderpumpen, LNG-Sprühpumpen, dem Stickstoff-System, dem Cargo Ausbläser-System sowie verschiedenen Prozesssteuersystemen.

Regas-Förderpumpen werden dazu verwendet, um LNG in die Regasifizierungsanlage zu fördern. Sie bringen den Druck des LNG dabei auf ca. 5,5 bar (ü) bei einer Temperatur von ca. -161°C.

Das von einem LNG-Lieferschiff übernommene LNG wird in den acht Tanks der FSRU eingelagert (⇒Abbildung 6, Abbildung 7).

Insgesamt kann bei 98,5%iger Befüllung ein Gesamtvolumen von ca. 314.400 m<sup>3</sup> temporär bis zur Regasifizierung bei ca. -161 °C und ca. 200-400 mbar(ü) gelagert werden. Das LNG wird in den Lade-tanks (LNG Cargo Tanks) der FSRU bei atmosphärischem Druck gelagert.

Die LNG-Tanks sind jeweils mit Temperatur, Füllstands- und Druckmessungen zur Überwachung der LNG-Ladung ausgestattet.

Auf Grund der tiefen Lagertemperaturen ist das LNG einer ständigen Wärmezufuhr von außen ausgesetzt, wodurch eine permanente Verdampfung stattfindet und Verdampfungsgas (Boil-Off Gas - BOG) entsteht.

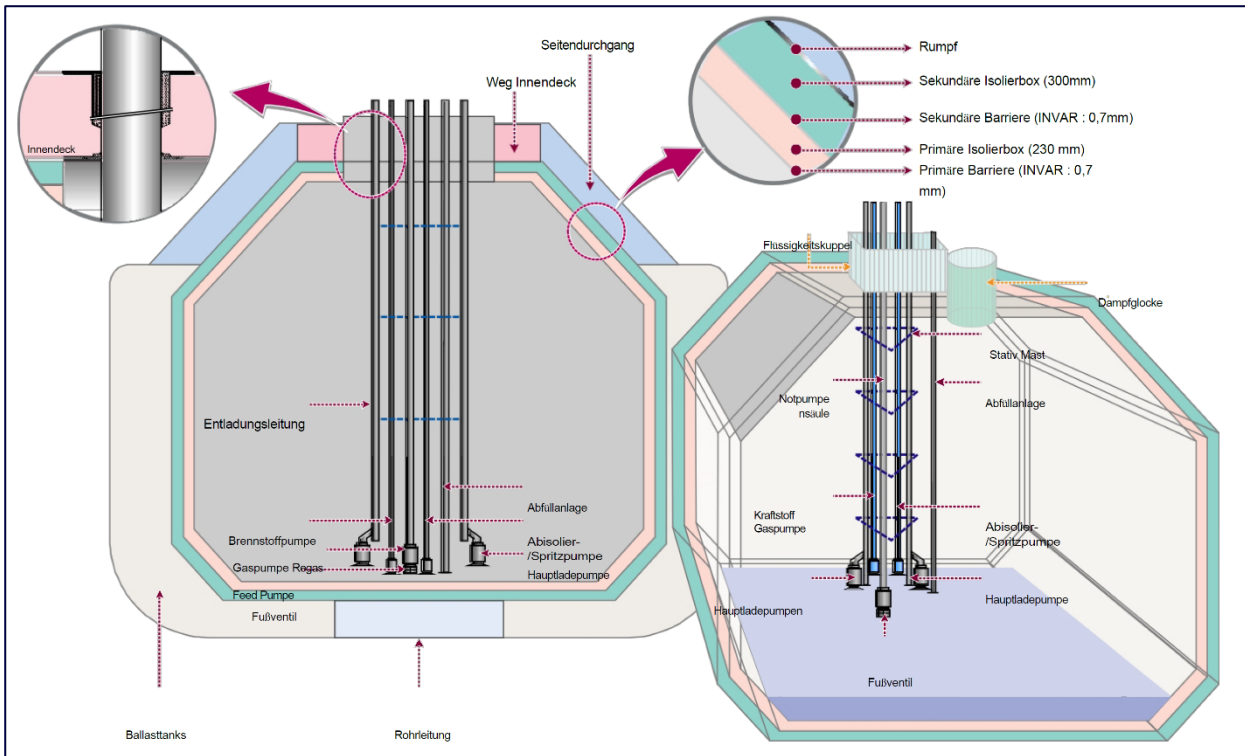


Abbildung 7: Querschnitt Ladetank (beispielhaft MS TransGas Power).

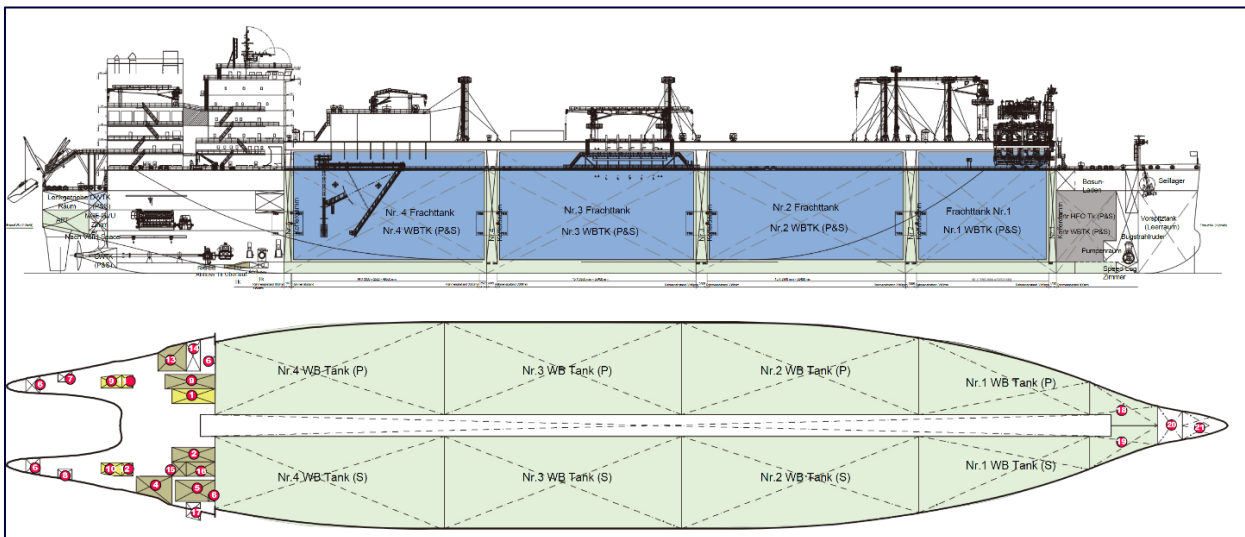


Abbildung 6: Anordnung der Ladetanks (beispielhaft MS TransGas Power).

### 4.5.5 Wärmeerzeugung (BE 210, BE 220)

Die für den Regasifizierungsprozess notwendige Verdampfungswärme wird, soweit sie nicht über das Seewasser (⇒ Kapitel 4.5.9) oder die KWK-Anlage (⇒ Kapitel 4.7) zur Verfügung gestellt werden kann, über jeweils zwei gasgefeuerte Kessel in Form von Dampf erzeugt, der

über einen geschlossenen Kreislauf bereitgestellt wird.

Die Kessel werden mit verdampftem LNG sowie dem überschüssigen BOG der Lagertanks befeuert. Die Dampfkesselanlagen befinden sich im Maschinenraum des Schiffes.

Die wesentlichen Komponenten und Systeme der Dampfkesselanlagen sind:

- Dampfkessel,
- verbindende Rohrleitungen.

#### 4.5.6 SCR-Anlage der MS Neptune (BE 211)

Die MS Neptune ist mit einer Anlage zur selektiven katalytischen Reduktion (SCR) ausgerüstet. Der Begriff selektive katalytische Reduktion bezeichnet eine Technik zur Reduktion von Stickoxiden in Abgasen von Feuerungsanlagen. Die chemische Reaktion am SCR-Katalysator ist selektiv, das heißt, dass bevorzugt die Stickoxide (NO, NO<sub>2</sub>) reduziert werden.

Die Stickoxide (NO<sub>x</sub>) reagieren mit Ammoniak (NH<sub>3</sub>) zu molekularem Stickstoff (N<sub>2</sub>) und Wasserdampf (H<sub>2</sub>O). Das gesamte System ist so konzipiert, dass es automatisch durch ein programmiertes Prozessleitsystem überwacht und gesteuert wird. Die Zuführung des Reduktionsmittels erfolgt über eine Dosierpumpenstation. Die Mengenabgabe des in das Abgassystem dosierten Reduktionsmittels wird über ein motorgesteuertes Ventil geregelt.

Das gereinigte Abgas wird über den Kamin in die Atmosphäre geleitet.

#### 4.5.7 LNG-Regasifizierung (BE 111, BE 121)

Die LNG-Regasifizierung beschreibt die Verdampfung von LNG zu Erdgas. In beiden FSRU sind je drei identische Regasifizierungsstränge mit 250 mmscf/d (entspricht 295.000 Nm<sup>3</sup>/h Erdgas) installiert. Die Verdampferzüge können parallel oder auch unabhängig voneinander in den FSRU betrieben werden. Jede FSRU wird i.d.R. mit zwei Regasifizie-

rungssträngen betrieben. Das Gas aus der MS TransGas Power fließt über eine unabhängige Hochdruck-Gasleitung über das Deck der MS Neptune. Das Gas aus der innen liegenden MS Neptune fließt ebenfalls über eine separate Hochdruck-Gasleitung. Beide Hochdruck-Gasleitungen sind mit zwei separaten HPLMA für jede FSRU an Land verbunden. Damit wird sichergestellt, dass die Regasifizierungsvorgänge der beiden FSRU unabhängig voneinander betrieben werden können. Anschließend erfolgt die Weiterleitung zum Ausspeisesystem und Einleitung in die OAL der GASCADE.

#### 4.5.8 Übergabe an das Gasnetz (BE 115)

Der Gasfluss von den FSRU erfolgt schiffseitig über jeweils separate Hochdruckleitungen. Die Übergabe der Gas-mengenströme von den FSRU MS Neptune auf die landseitigen Anlagen erfolgt über zwei separate landseitige Hochdruck-Gasverladearme (HPMLA). Beide Hochdruck-Gasverladearme sind fest auf dem Liegeplatz 12 installiert und das Gas wird über eine 32-Zoll-Leitung (sog. „Topside“) vom Liegeplatz 12 bis in die GASCADE-Einspeisestation geleitet, die den Beginn der 48-Zoll-Offshore-Pipeline, der OAL, darstellt.

#### 4.5.9 FSRU-Versorgungssysteme

Die FSRU sind jeweils autark und verfügen über eigene Versorgungssysteme zur Aufrechterhaltung des Betriebes.

Die Energie- und teilweise Wärmeversorgung (nur MS Neptune) erfolgt ca. 10 bis 12 Monate nach Inbetriebnahme über eine KWK-Anlage.

##### a) Heizmediumkreisläufe

Die Heizmediumkreisläufe versorgen die Regasifizierungssysteme der beiden FSRU



mit der für den Prozess notwendigen Wärme.

Auf Grund der sich einstellenden tiefsten Temperatur (ca. -9 °C) wird sowohl bei der MS Neptune als auch bei der MS TransGas Power ein Gemisch aus Ethylenglykol und Wasser als Heizmedium verwendet. Das Gemisch wird über Umlaufpumpen im Kreislauf gefahren und nimmt dabei Wärme in einem Wärmetauscher (Seewasserkreislauf/ Dampferzeugerkreislauf) auf, um diese dann wieder in den Regasifizierungseinheiten abzugeben.

Die für den Betrieb benötigte Wärme wird für die MS Neptune ca. 10 bis 12 Monate nach Inbetriebnahme zu ca. 40 % aus der KWK-Anlage, für die MS TransGas Power vorzugsweise aus Seewasser gewonnen und über den oben genannten Wärmetauscher dem Wasser/Glykol-Kreislauf zugeführt.

Bei der FSRU MS TransGas Power sind drei Betriebsmodi möglich, „Closed-Loop“, „Combined-Loop“ und „Open-Loop“.

Bei der FSRU MS Neptune ist ein Betriebsmodus, „Closed-Loop“, möglich.

### b) Seewassernutzungen der MS Neptune

See- bzw. Hafenwasser wird über sogenannte Seekästen aus dem Hafenbecken entnommen. Hierfür stehen dem Schiff zwei verschiedene Ansaugstellen

- hoher Seekasten P4, linke Seite
- tiefer Seekasten P1, rechte Seite

zur Verfügung. Bei den Seekästen handelt es sich um Öffnungen im Schiffsrumpf, welche außen mit einem Gitter (mechanischer Grobfilter) versehen sind und im inneren des Schiffes über große

Ventile geöffnet bzw. geschlossen werden können.

Beide Seekästen sind über eine Sammelleitung verbunden. Von dieser Leitung entnehmen alle seewasserbeaufschlagten Systeme das notwendige Wasser für

- das Seekühlwassersystem
- das Ballastwassersystem, sowie
- das General-Service-System.

In ⇒Tabelle 2 sind alle Seewasserentnahmen und -einleitungen der MS Neptune zusammenfassend bilanziert.

### a) Seewassernutzungen der MS TransGas Power

Die FSRU MS TransGas Power entnimmt Seewasser für verschiedene Kühl- und Prozesssysteme. Durch die Nutzung an Bord kommt es teilweise zu Temperaturerhöhungen und/oder -absenkungen des Seewassers, teilweise bleibt es unverändert. Da das Seewasser nicht aufbereitet (z.B. chloriert) werden muss, wird die chemische Beschaffenheit des Seewassers nicht verändert.

Im bestimmungsgemäßen Betrieb haben nachfolgende Teilsysteme Wasserbedarf:

- Regasifizierungssystem MS TransGas Power (Open-Loop und Combined-Loop)
- Ballastwassersystem MS TransGas Power
- Löschwassersystem (wird in geringem Maße auch im bestimmungsgemäßen Betrieb verwendet)
- Kühlwassersystem MS TransGas Power

 Deutsche ReGas		<h2>Kurzbeschreibung</h2>
---	--	---------------------------

Tabelle 2: MS Neptune: Bilanzierung der Seewasserentnahmen und -einleitungen im Normalbetrieb.

Bezeichnung	Menge Aufnahme	
Kühlwasser	1.300 m <sup>3</sup> /h	
Ballastwasser	600 m <sup>3</sup> /h	
General-Service	Wasservorhang ca. 240 m <sup>3</sup> /h	
Bezeichnung	Menge Abgabe	Veränderung
Kühlwasser	1.300 m <sup>3</sup> /h	$\Delta T = \text{max. } 7 \text{ Kelvin}$
Ballastwasser	600 m <sup>3</sup> /h	-
Ballastwasser bei LNG-Be- ladung	1.300 m <sup>3</sup> /h	
General-Service	Wasservorhang ca. 240 m <sup>3</sup> /h	-
Ankerklüsenpüler	60 m <sup>3</sup> /h	
Regenwasser	-	-

Das verwendete Seewasser wird anschließend über verschiedene Auslässe in der MS TransGas Power zurück in das Hafenecken geleitet. Es findet keine gesammelte Einleitung statt.

Die Regasifizierung des LNG erfolgt an Bord über drei sog. Regas-Einheiten (Verdampfer). Die für die Verdampfung erforderliche Wärmeenergie wird über einen Heizmediumkreislauf bereitgestellt, welcher, entweder über Seewasser oder bei nicht ausreichender Wärmeenergie, durch erdgasbetriebene Dampferzeuger an Bord der FSRU betrieben wird.

Für den Regasifizierungsprozess sind drei Betriebsweisen möglich:

- Offener Kreislauf ("Open-Loop"): Bei ausreichender Seewassertemperatur ( $> \text{ca. } +13 \text{ }^\circ\text{C}$ ) wird die erforderliche Wärmemenge ausschließlich aus dem Seewasser entnommen.

Diese Betriebsweise findet i.d.R. in den Monaten Mai bis Oktober (6 Monate, 183 d) statt.

- Kombiniertes Kreislauf/Parallelbetrieb ("Combined-Loop"): Bei Seewasser im Temperaturbereich  $\geq \text{ca. } +5 \text{ }^\circ\text{C}$  bis  $+13 \text{ }^\circ\text{C}$  wird ein Teil der erforderlichen Wärmemenge aus dem Seewasser entnommen, die restliche Wärme wird über die Dampferzeuger bereitgestellt. Diese Betriebsweise findet i.d.R. in den Monaten März, April sowie November und Dezember (4 Monate, 122 d) statt.
- Geschlossener Kreislauf ("Closed-Loop"): Bei sehr niedrigen Seewassertemperaturen ( $< \text{ca. } +5 \text{ }^\circ\text{C}$ ) wird die erforderliche Wärmemenge ausschließlich durch die Dampferzeuger bereitgestellt. Die Wärme wird an einen geschlossenen Dampf/ Kondensat-Kreislauf abgegeben und über den Heizwärme-Kreislauf zur Verdampfung

ung von LNG in den Regas-Einheiten verwendet. Für den Verdampfungsprozess wird kein Seewasser aus dem Hafen entnommen oder eingeleitet. Diese Betriebsweise findet i.d.R. in den Monaten Januar und Februar (2 Monate, 60 d) statt.

Das für die Regasifizierung des LNG sowie für alle weiteren Prozesse benötigte Seewasser wird dem Hafen über folgende seitliche Öffnungen im Bereich des Motorenraums im hinteren Schiffsteil entnommen:

- den Einlass HSC (Wassereinlass oben, "High Sea Chest", Steuerbord) und
- den Einlass LSC (Wassereinlass unten, "Low Sea Chest", Backbord)

In ⇒Tabelle 3 sind alle Seewasserentnahmen und -einleitungen der MS TransGas Power zusammenfassend bilanziert.

Tabelle 3: MS TransGas Power: Bilanzierung der Seewasserentnahmen und -einleitungen im Normalbetrieb

Bezeichnung	Max. Menge Aufnahme	
Heizwasser Regas-Einheiten	19.500 m <sup>3</sup> /h	
Kühlwasser	4.443 m <sup>3</sup> /h	
Ballastwasser	600 m <sup>3</sup> /h	
General-Service	Wasservorhang ca. 240 m <sup>3</sup> /h	
Bezeichnung	Menge Abgabe	Veränderung
Heizwasser Regas-Einheiten	19.500 m <sup>3</sup> /h	Δ T = max. - 7 Kelvin
Kühlwasser:		
Hauptkühlsystem	1.600 m <sup>3</sup> /h	Δ T = max. + 5 Kelvin
Kühlsystem Hauptgeneratoren	1.500 m <sup>3</sup> /h	Δ T = max. + 13 Kelvin
Kühlsystem Hilfsmaschinen	550 m <sup>3</sup> /h	Δ T = max. + 3,7 Kelvin
Kühlsystem Dampfkondensation	750 m <sup>3</sup> /h	Δ T = max. + 8,9 Kelvin
Wasseraufbereitung (diskontinuierlich)	42 m <sup>3</sup> /h	Δ T = max. + 19,8 Kelvin
Ballastwasser	600 m <sup>3</sup> /h	-
Ballastwasser bei LNG-Beladung	1.300 m <sup>3</sup> /h	
General-Service	Wasservorhang ca. 240 m <sup>3</sup> /h	-
Ankerklüsenpüler	60 m <sup>3</sup> /h	
Regenwasser	-	-

### 4.5.10 Beschaffenheit des verwendeten Seewassers

Bei dem als Ballastwasser, Löschwasser sowie für Wasservorhänge verwendeten bzw. über die Ankerklüsenpülungen eingeleiteten Seewassers handelt es sich nicht um Abwasser i.S. § 54 Abs. 1 des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG), sondern um eine Gewässerbenutzung i.S. § 9 WHG. Diese Einleitungen weisen i.d.R. keine Temperaturänderungen im Vergleich zur Entnahme auf, enthalten keine sonstigen Zusätze und sind somit in ihren Eigenschaften unverändert.

Durch die Verwendung des entnommenen Seewassers in den individuellen Kühl- bzw. Heizkreisläufen an Bord der FSRU kommt es zu Temperaturerhöhungen bzw. -absenkungen des rückgeführten Seewassers. In diesem Zusammenhang ist beim Betrieb der FSRU kein "Antifouling" zur Verhinderung von organischem Bewuchs des Seewassersystems erforderlich.

Die temperaturveränderten Abwässer unterliegen dem Anhang 31 der Abwasserverordnung (AbwV, 2020). Die darin genannten Anforderungen sind für die einzelnen Abwasserströme einschlägig und werden eingehalten.

### 4.5.11 Frischwasserversorgung/Sanitärabwasser

Das für den Betrieb der FSRU benötigte Frischwasser für sanitäre Zwecke sowie für die wird aus der öffentlichen Trinkwasserversorgung bezogen. Das sanitäre Abwasser wird gesammelt und in einer biologischen 3-stufigen Abwasserbehandlungsanlage an Bord jeder FSRU aufbereitet. Danach wird es in das hafenseitigen Abwassersystem zugeführt.

### 4.5.12 Prozesssteuerung

Alle Prozesse an Bord sowie an Land werden durch Prozesssteuerung kontrolliert und überwacht. Bei Überschreitung von Grenzwerten werden automatisch Alarmer bzw. Abschaltvorgänge initiiert. Die Vorgänge werden schiffs- und landseitig permanent (24 Stunden an 7 Tagen in der Woche) durch Wachpersonal überwacht.

### 4.5.13 Stromerzeugung

Jede FSRU besitzt zur Stromerzeugung vier Dual Fuel (DF) Motoren und vier Hauptgeneratoren, welche sowohl mit Erdgas als auch mit herkömmlichen Marinediesel (als Backup) versorgt werden können.

## 4.6 Sicherheitseinrichtungen

### 4.6.1 Ladungstank

Die „Zwischenspeicher“ für das LNG werden permanent durch das Ladungssystem der FSRU im Hinblick auf Druck, Temperatur und Füllstand überwacht. Zusätzlich wird die Atmosphäre des Isolierungssystems auf mögliche Gaskonzentrationen untersucht und permanent unter Stickstoffdruck gehalten.

Gegen Überdruck sind die Tanks mit Sicherheitsventilen (P/V-Ventilen) ausgestattet, die bei Erreichen eines Tankdrucks von 400 mbar(g) öffnen und den Überdruck um etwa 20% durch Abgabe von Gas in die Atmosphäre entlasten.

### 4.6.2 Ladungstechnik und Aufbereitungsstrecke

Alle Leitungen und Anlagen, welche zum Betrieb der Regasifizierungseinheiten benötigt werden, sind permanent unter Überwachung (Druck- und Temperaturüberwachung). Darüber hinaus wird vor Inbetriebnahme bzw. nach Reparaturen

die Tauglichkeit der Leitungen für die Aufnahme von Flüssigkeit wie folgt vorbereitet:

- Drucktest und Inertisierung mit Stickstoff,
- Vorkühlen der Leitungen durch das Verdampfen von LNG in die Leitung hinein zur thermischen Entlastung.

Alle Anlagenbestandteile können über Ventile voneinander entkoppelt werden. Die wichtigsten (Tankdomventile, Einleitventile in die Regasifizierung etc.) sind an das bordeigene Notstoppsystem angeschlossen und werden bei einer Alarmierung automatisiert geschlossen, wobei diese Ventile nach dem Fail-Safe bzw. Fail-to-Close Prinzip ausgestaltet sind und auch im Stromausfall-Falle selbstständig in die geschlossene Position fahren.

#### 4.6.3 Hochdruck-Übergabestellen Schiff – Land

Die Übergabestellen an die Gashochdruckleitung sind schiffs- und landseitig permanent unter Fernüberwachung der wichtigsten Betriebsparameter (Druck / Temperatur). Ebenfalls sind auf beiden Seiten redundante Absperrarmaturen verbaut, welche an das Notstoppsystem angebunden ist und eine ausfallsichere Absperrung (sog. Double-Block-and-bleed-Ventile) der Hochdruckleitung ermöglicht. Eine Druckentlastung ist über den Abluftmast der Regasifizierungseinheiten (schiffsseitig) sowie über eine Entlüftungsleitung (landseitig) möglich.

Die Leitungen und Schläuche der Gashochdruckleitung werden mit Stickstoff auf Dichtigkeit geprüft und von möglichen Rest-Gasen bzw. Rest-Sauerstoff befreit (Inertisierung).

#### 4.6.4 High-integrity pressure protection system (HIPPS)

Bei dieser Überdrucksicherung, welche im Hochdruckteil des Systems an Bord der FSRU verbaut sind, handelt es sich um ein Druckentlastungsbauteil, welches den Austritt von Gas in die Atmosphäre vermeidet und den Anlagendruck in einer vorgegebenen Zeit auf einen Wert nahe Umgebungsdruck reduzieren kann.

Damit wird sichergestellt, dass selbst bei Leckagen oder Schlauchabriss der Austritt von Gas minimiert wird.

#### 4.7 KWK-Anlage

Die Energie- und teilweise Wärmeerzeugung (nur Neptune) erfolgt über eine geplante KWK-Anlage, die aus einer Gasturbine (GT) mit einem nachgeschalteten Heisswasserkessel besteht. Die Abwärme, die im Abgas der Gasturbine vorhanden ist, wird über Heisswasser zur Unterstützung der Wärmeerzeugung der Neptun eingesetzt. Strom wird mit Hilfe eines Generators erzeugt. Die Feuerungswärmeleistung der Gasturbine beträgt 105 MW.

Der erzeugte elektrische Strom wird sowohl für den Eigenbedarf der Anlage als auch zur Versorgung der beiden FSRU eingespeist.

Als Brennstoff kommt ausschließlich regasifiziertes Erdgas zum Einsatz.

#### 4.8 Versorgung und Anbindung der Anlagen

Zur Medienversorgung zwischen den FSRU und der KWK-Anlage sowie zum Transport des regasifizierten LNG zur OAL ist eine Rohrbrücke erforderlich. Sie dient der Versorgung der KWK-Anlage mit Erdgas aus der Regasifizierung und der Versorgung der FSRU mit Strom und



Heißwasser aus der KWK-Anlage. Zudem führt die Gasleitung über die Rohrbrücke zur Molchsendestation der OAL, um dort in die OAL einzuspeisen. Darüber hinaus ist eine H<sub>2</sub>-Leitung integriert. Betreiberin und Eigentümerin der Medienversorgungsleitung ist die Deutsche ReGas. Die Deutsche ReGas beabsichtigt, einen Dienstleister mit der operativen Betriebsführung der Gasleitung zu beauftragen. An den Flanschen der landseitigen Anlagen der OAL (Battery Limits) wird das von den FSRU stammende Gas, das nicht zur Versorgung der KWK-Anlage genutzt wird, an den OAL-Betreiber GASCADE übergeben.

Die Medienversorgungsleitung verläuft auf dem Gelände des Energie-Terminals und innerhalb des ISPS-Bereichs. Sie wird von den FSRU im Bereich der Molenstruktur unterirdisch geführt, biegt entlang der alten Straße zum Leuchtturm Richtung Norden ab und wird dann nach oben über eine Rohrbrücke über der Leuchtturmstraße auf die andere Seite der Mole geführt. Nach Kreuzung der Straße wird die Leitung in Betontröge verlegt und nach ca. 10 m wieder nach oben verzogen. Im Weiteren wird die Medienversorgung auf einer Stahlkonstruktion in ca. 2 m Höhe entlang der Mole Richtung Osten/Nordosten auf ca. 30 Stahlständern die Rohrleitungen auf Gleitlagern verlegt. Etwa 100 m vor der GASCADE Molchstation wird sie wieder unterirdisch über ein Übergangsstück auf die Nennweite 40 an Liefergrenze (Battery Limits) geführt. Die Gesamtlänge beträgt ca. 750 m.

## 4.9 Emissionen und Immissionen

### 4.9.1 Luftschadstoffe

Die Kessel der FSRU und der KWK-Anlage werden ausschließlich mit Erdgas

betrieben, so dass sich ausschließlich Emissionen von Stickoxiden und Kohlenmonoxid ergeben. Aufgrund der Verbrennungstemperatur sind relevante Emissionen von Methan und Formaldehyd auszuschließen. Eine relevante Emission von Staub ist ebenfalls auszuschließen.

Beim Betrieb der Stromerzeuger kommt es, insbesondere beim Anfahren, zu Einsatz von Marinediesel. Es ist insgesamt ein geringer Marinedieseleinsatz vorgesehen. Es ein maximaler Marinedieseleinsatz von 1 t je Tag vorgesehen. Der maximale Schwefelanteil im Diesel beträgt 0,1 %.

Im Rahmen des BImSchG-Antrages wurde eine Luftschadstoffprognose erstellt. Dabei wurden die zu erwartenden relevanten Luftschadstoffemissionen von Stickstoffoxiden und Ammoniak konservativ ermittelt. Für den Schornstein der KWK-Anlage erfolgte eine Schornsteinhöhenberechnung, unter Berücksichtigung der beiden FSRU, entsprechend den Anforderungen der TA Luft. Hinsichtlich der Ableitbedingungen der Abgase wurden jeweils konservative Ansätze berücksichtigt.

Die Ermittlung der Immissions-Zusatzbelastung durch die Anlagen erfolgt nach Anhang 2 der TA Luft.

Es wurden die Zusatzbelastungen auf Basis der ausgewiesenen Emissionen beim geplanten maximalen Betrieb berechnet.

Die Luftschadstoffbelastungen durch Stickstoffdioxid sind gering (irrelevant).

Ergänzend wurden die Stickstoffdepositionen für das Vorhaben nach BImSchG und für das Vorhaben zzgl. des Anlieferverkehrs berechnet. Bei den Berechnungen unter Berücksichtigung des Anlie-

ferverkehrs reicht die Isolinie des Abschneidewertes von 0,3 kg N/(ha\*a) bis zu dem nächstgelegenen GGB-Gebiet „Kleiner Jasmunder Bodden mit Halbinseln und Schmäler Heide“. Bei den Berechnungen für die Anlagen nach dem BImSchG befinden sich innerhalb der Isolinie des Abschneidewertes nach der TA Luft keine GGB-Gebiete.

Somit sind beim geplanten maximalen Betrieb der Anlagen keine relevanten Auswirkungen auf Grund von Luftschadstoffen zu erwarten.

### 4.9.2 Schall

Im Rahmen des BImSchG-Antrages wurde eine Schallprognose erstellt. Im Rahmen dieser Prognose wurden sowohl die Anlagengeräusche gemäß TA Lärm als auch Geräusche, die unter Seehafenumschlag fallen, untersucht. Für die Anlagengeräusche gemäß TA Lärm wurden zwei maßgebliche Betriebsszenarien der Anlage betrachtet:

- Szenario 1: Vor Errichtung der KWK-Anlage wird die notwendige Energie durch die bordeigenen Motoren der FSRU erzeugt (bis Dezember 2024 geplant).
- Szenario 2: Nach Errichtung der KWK-Anlage werden die bordeigenen Motoren nur noch betrieben, wenn die KWK-Anlage gewartet wird (weniger als elf Nächte pro Jahr).

Des Weiteren wurde eine umfangreiche Untersuchung der Vorbelastung getrennt in TA Lärm Anlagen und Seehafenumschlag durchgeführt.

Für Vor- und Zusatzbelastung wurden die Beurteilungspegel für Anlagen gemäß TA Lärm und Seehafenumschlag sowie die Gesamtbelastung an den maßgeblichen Immissionsorten ermittelt.

Abschließend wurden die Gesamtbelastungen bei Addition von Immissionen gemäß TA Lärm und Immissionen durch Seehafenumschlag berechnet.

Zudem wurde eine umfangreiche Diskussion von Immissionen tieffrequenter Geräusche durchgeführt.

Die Lage der nachfolgend genannten Immissionsorte ist in  $\Rightarrow$ Abbildung 8 dargestellt.

### Ergebnisse nach TA Lärm

Im Tageszeitraum befinden sich unabhängig vom Betriebsszenario fast alle Immissionsorte außerhalb des Einwirkungsbereichs der Anlage (außer IO 12 mit einer Unterschreitung von mindestens 8,6 dB). Auch in der Gesamtbelastung gemäß TA Lärm werden die Immissionsrichtwerte an allen Immissionsorten eingehalten.

In der Nacht rufen die Anlagengeräusche Immissionen hervor, die die Immissionsrichtwerte in Szenario 1 um mindestens 3,9 dB und im Szenario 2 um mindestens 8,9 dB unterschreiten. Damit hält die Anlage im Szenario 2 das Irrelevanzkriterium der TA Lärm ein.

In der Gesamtbelastung nach TA Lärm kommt es nachts vor allem aufgrund der Vorbelastung zu Überschreitungen der Immissionsrichtwerte. Im Szenario 1 kommt es an drei Immissionsorten (IO 03, IO 04 und IO 05) zu einer Überschreitung von 1 dB. Im Szenario 2 kommt es nur am IO 03 zu einer Überschreitung von 1 dB.

Mit den vorgeschlagenen Schallschutzmaßnahmen ergibt sich in Szenario 2 an den Immissionsorten eine Abnahme des Beurteilungspegels der Zusatzbelastung von 2 bis 3 dB. Aufgrund der hohen Teilpegel der Vorbelastung kommt es wei-

terhin zu Überschreitungen der Immissionsrichtwerte an IO 03 und IO 05 um 1 dB. In Szenario 2 können mit geeigneten Schallschutzmaßnahmen die Immissionsrichtwerte durch den Gesamtbeurteilungspegel TA Lärm eingehalten werden.

Die Emissionen der Motor-Kamine der FSRU weisen einen tieffrequenten Charakter auf. Im Szenario 1 wird am maßgeblichen Immissionsort IO 04 (Neu Mukran 5) eine Überschreitung der Hörschwelle um 1,9 dB prognostiziert. Es gibt keine Hinweise auf tieffrequente Einzeltöne gemäß DIN 45680. Der nächtliche Anhaltswert von 25 dB(A) für den tieffrequenten Beurteilungspegel ohne Einzeltöne wird sicher eingehalten.



Abbildung 8: Übersichtsplan mit Kennzeichnung der Anlagenteile und Immissionsorte.



### 4.9.3 **Temperaturausbreitung**

Die MS Neptune und die MS TransGas Power entnehmen Seewasser für verschiedene Kühl- und Prozesssysteme. Durch die Nutzung an Bord kommt es teilweise zu Temperaturerhöhungen und/oder -absenkungen des Seewassers, teilweise bleibt es unverändert (⇒Kapitel 4.5.9).

In der Temperaturausbreitungsberechnung wurden der Sommer- und Winterzeitraum berücksichtigt. Als Worst case Szenarien wurden

- der Sommerbetrieb ohne Wärme-einleitungen / nur Regas-Betrieb der TransGas Power bei vollständiger Versorgung der FSRU mit Strom/Wärme aus der KWK-Anlage
- der Winterbetrieb mit einer Wärme-einleitung beider FSRU ohne Strom/Wärme aus der KWK-Anlage

berücksichtigt.

Für die Auswertung der Modellergebnisse wurde der dreiwöchige Zeitraum aus den beiden Szenarien statistisch ausgewertet. Im vorliegenden Bericht werden die Ergebnisse für die Einleitungen von erwärmtem Wasser (Closed Loop) in der relevanten oberflächennahen Schicht und für die Einleitung von abgekühltem Wasser (Open Loop) in der sohnahen Schicht beschrieben.

Im Sommerszenario beschränken sich die berechneten maximalen sohnahen Temperaturveränderungen auf den Nahbereich des Hafens und zeigen sich im Wirkraum mit Abkühlungen von  $\Delta -1$  K bis ca. 500 m südlich des Leuchtturms Mukran. Im Mittel fallen durch die sohnahen Temperaturveränderungen zwischen 0 K und -1 K deutlich geringer aus.

Im Winterszenario werden maximale oberflächennahe Temperaturveränderungen von bis zu  $\Delta +10$  K nur auf Höhe der Einleitung am Heck der FSRUs berechnet. Der Wirkraum mit Temperaturveränderungen von bis zu  $\Delta +4$  K bleibt auf den Hafenbereich vor Terminal Nord beschränkt. Auswirkungen von  $\Delta +1$  K sind lediglich bis 50 m südlich des Leuchtturms Mukran feststellbar. Im Mittel fallen die oberflächennahen Temperaturveränderungen zwischen 0 K und 4 K auf den Nahbereich des Hecks der FSRUs deutlich geringer aus.

### **4.10 Anlagensicherheit**

#### 4.10.1 **Information der Öffentlichkeit**

Die Sicherheit der Nachbarschaft und der Mitarbeiter sowie der Schutz der Umwelt ist vorrangiges Anliegen der Deutschen ReGas. Für den Betrieb unserer Anlagen hat die Deutsche ReGas sichere Prozesse entwickelt und hält diese auf dem Stand der Sicherheitstechnik.

Zur Sicherung der Energieversorgung Deutschlands werden in den Betriebsbereichen der Deutsche ReGas gefährliche Stoffe gehandhabt.

Da das Terminal gemäß der Störfallverordnung in die „obere Klasse“ fällt, werden an die Deutsche ReGas umfangreiche Anforderungen in Bezug auf Schutzmaßnahmen, Sicherheitsvorkehrungen, Arbeitssicherheit, Umweltschutz sowie Gefahrenabwehr gestellt.

Insbesondere die Fälle, in denen die direkte Nachbarschaft von einem Ereignis betroffen sein kann, z.B. bei einem größeren Brand oder dem Freisetzen von Gefahrstoffen, sogenannte Störfälle, werden dabei besonders betrachtet.

Aufgrund der umfangreichen Sicherheitsvorkehrungen ist die Wahrscheinlichkeit sehr gering, dass Nachbarinnen und Nachbarn des Standorts oder Mitarbeiter durch einen Vorfall gefährdet werden.

Vorsorglich wurden Informationen und Hinweise, wie die Öffentlichkeit bei Eintritt eines Störfalls wirksam vor den Folgen geschützt werden kann, in einer Sicherheitsinformation zusammengestellt, die auf der Internetseite der Deutsche ReGas einsehbar ist.

### 4.10.2 Achtungsabstand

Zur Ermittlung des angemessenen Abstands wurden folgende Szenarien betrachtet:

- Szenario 01: Freisetzung von LNG im Bereich zwischen der Booster Unit und den Verdampfern (potenzielle Gefährdung durch Brand bzw. Explosion)
- Szenario 02: Landseitige Freisetzung von Hochdruck-Erdgas nach den Verdampfern (potenzielle Gefährdung durch Brand bzw. Explosion)

Es wurden unterschiedliche Folgen einer LNG-Freisetzung betrachtet. Abstandsbestimmend ist die Wärmestrahlung bei einer Gaswolkenexplosion, da hier der ermittelte Abstand mit ca. 347 m am größten ist. Dieser Abstand ist hinreichend weit, um die Auswirkungen bei den betrachteten Szenarien auf Menschen auf Werte unterhalb der Toleranzbelastungswerte gemäß KAS 18 zu begrenzen.

### 4.10.3 Sicherheitsbericht

Im vorgelegten Sicherheitsbericht ist der Betriebsbereich gemäß den Anforderungen des § 9 der 12. BImSchV unter Berücksichtigung des Anhangs II der 12.

BImSchV, des KAS-55 und der Vollzugshilfe zur Störfallverordnung vom März 2004 beschrieben.

Im Betriebsbereich der Deutschen ReGas GmbH & Co. KGaA werden Stoffe gehandhabt, die ein hohes Gefährdungspotential aufweisen. Diese Stoffe sind in erster Linie entzündbare Stoffe (LNG und regasifiziertes LNG (= Erdgas)).

Diesem Stoffpotential ist im Rahmen der sicherheitstechnischen Untersuchung der eingesetzten Anlagentechnik Rechnung getragen worden und es wurden umfangreiche Maßnahmen zu Sicherheitstechnik installiert. Diese Maßnahmen beinhalten geeignete störfallverhindernde und störfallbegrenzende Maßnahmen.

Zur Verifizierung der getroffenen Maßnahmen wurden repräsentative sog. Störfallablaufszenarien für vernünftigerweise nicht auszuschließende Ereignisse und für vernünftigerweise auszuschließender Ereignisse (Dennoch-Störfälle) festgelegt, deren Auswirkungen ermittelt und beurteilt wurden. Eine Stofffreisetzung und daraus resultierende Gefährdungen bleiben aufgrund der getroffenen Schutzmaßnahmen auf den Betriebsbereich beschränkt, daher sind diese durch die Betrachtung der Dennoch-Szenarien mit abgedeckt.

Es wurden vier vernünftigerweise auszuschließende Szenarien betrachtet. Die Ergebnisse zeigen auf, welche Bereiche innerhalb und außerhalb des Betriebsbereiches von einem Dennoch-Störfall betroffen sein könnten.

Unter Berücksichtigung der getroffenen Sicherheitsvorkehrungen ist eine ernste Gefahr außerhalb des Werksgeländes nicht zu besorgen. Die einschlägigen Beurteilungswerte werden im Falle eines



vernünftigerweise nicht auszuschließenden Ereignisses nicht überschritten.

Bei Menschen außerhalb des Geländes (öffentlichen Verkehrswege) kann eine Beeinträchtigung der Gesundheit aufgrund der etablierten Maßnahmen zur Auswirkungsbegrenzung und der installierten Anlagentechnik vernünftigerweise ausgeschlossen werden.

Abschließend ist festzustellen, dass unter Berücksichtigung aller beschriebener Schutzmaßnahmen und der in diesem Sicherheitsbericht ergänzenden Maßnahmen alle Betreiberpflichten gem. der 12. BImSchV eingehalten und erfüllt werden.

## 5 Umweltauswirkungen

### 5.1.1 Vorgelegte Umweltgutachten

Zur Ermittlung möglicher Umweltauswirkungen wurden folgende Fachgutachten erstellt:

- FFH-Verträglichkeitsuntersuchung für das Gebiet von gemeinschaftlicher Bedeutung „Kleiner Jasmunder Bodden mit Halbinseln und Schmalen Heide“ (DE 1547-303)
- FFH-Verträglichkeitsvoruntersuchung für das Europäische Vogelschutzgebiet „Binnenbodden von Rügen“ (DE 1446-401)
- FFH-Verträglichkeitsvoruntersuchung für das Gebiet von gemeinschaftlicher Bedeutung „Saßnitz, Eiskeller und Ruinen Dwasieden“ (DE 1447-303)

- Ermittlung von Beurteilungswerten für versauernde und eutrophierende Einträge in geschützte Biotope und FFH-LRT
- Landschaftspflegerischer Begleitplan
- Artenschutzfachbeitrag
- MSRL-Fachbeitrag
- WRRL-Fachbeitrag

Die weitreichendsten Umweltauswirkungen ergeben sich dabei für das Landschaftsbild (⇒Abbildung 9).



Abbildung 9: Vorhabengebiet (rot) mit 10.000 m Puffer (schwarz gestrichelt: optische Wirkungen Landschaftsbild).

## 5.2 FFH-Verträglichkeitsuntersuchung für das GGB „Kleiner Jasmunder Bodden mit Halbinseln und Schmäler Heide“ (DE 1547-303)

Das GGB DE 1547-303 „Kleiner Jasmunder Bodden mit Halbinseln und Schmäler Heide“ nimmt eine Fläche von ca. 4.051 ha ein und wird im Wesentlichen durch den Kleinen Jasmunder Bodden geprägt.

Im Ergebnis der Relevanzprüfung ist der Lebensraumtyp (LRT) 2180 (Bewaldete Dünen der atlantischen, kontinentalen und borealen Region) hinsichtlich möglicher erheblicher Beeinträchtigungen durch betriebsbedingte Stickstoffeinträge zu prüfen.

Die Küsten- bzw. Offenland-LRT 1210 (Einjährige Spülsäume), 2120 (Weißdünen mit Strandhafer) und 2130\* (Festliegende Küstendünen mit krautiger Vegetation) bzw. 4010 (Feuchte Heiden des nordatlantischen Raumes mit Erica

tetralix) und 5130 (Formationen von *Junciperus communis* auf Heiden und Kalkrasen) liegen außerhalb relevanter Stickstoffeinträge.

Es waren keine Arten nach Anhang II tiefergehend zu prüfen. Habitate des Fischotters befinden sich sowohl außerhalb als auch deutlich außerhalb der Schallkulisse als der am weitesten reichenden Projektwirkung mit Relevanz für Anhang II-Arten aus dem Vorhaben.

Um prüfen zu können, ob die Gesamtbelastung an Stickstoffeintrag die Critical Loads ggf. überschreitet und damit erhebliche Beeinträchtigungen ausgelöst werden könnten, wurden standortspezifische Critical Loads für eutrophierenden Stickstoff für die betroffene LRT-Fläche berechnet.

Der Critical Load, der für den betroffenen Bereich des LRT 2180 unter Berücksichtigung der Vegetation sowie der Bodenform und des Bodenwasserhaus-

haltes ermittelt wurde, beträgt 4,54 kg N/ha\*a. Die Hintergrundbelastung wird für den Standort mit 17,95 kg N/ha\*a angegeben. Die Gesamtbelastung aus Hintergrund- und Zusatzbelastung erreicht dementsprechend einen Wert von 18,25 kg N/ha\*a, der über dem o.g. Critical Load liegt.

Die Zusatzbelastung aus dem Vorhaben beträgt etwa 6,6 % des Critical Loads und übersteigt damit die N-Bagatellschwelle. Kumulative Zusatzbelastungen aus anderen Vorhaben bzw. Anlagen erreichen in Bezug auf Flächen innerhalb des GGB nicht den Relevanzwert von 1 kg N/ha\*a und spielen vorliegend keine Rolle.

Der LRT 2180 umfasst im GGB DE 1547-303 eine Gesamtfläche von ca. 81 ha. Von Stickstoffeinträgen > 0,3 kg N/ha\*a sind etwa 180 m<sup>2</sup> LRT-Fläche und damit ca. 0,02 der Gesamtfläche des LRT 2180 im GGB betroffen. Der Orientierungswert nach LAMBRECHT & TRAUTNER (2007) beträgt für einen relativen Verlust von < 0,1 % der LRT-Fläche im Gebiet 500 m<sup>2</sup>. Dementsprechend wird vorliegend die Flächen-Bagatellschwelle unterschritten und es sind keine erheblichen Beeinträchtigungen des LRT zu erwarten.

Im Ergebnis führt das geplante Vorhaben Energie Terminal Deutsche Ostsee im Hafen Mukran nicht zu erheblichen Beeinträchtigungen von für Schutzzweck und Erhaltungsziele maßgeblichen Bestandteilen des Gebietes von gemeinschaftlicher Bedeutung DE 1547-303 „Kleiner Jasmunder Bodden mit Halbinseln und Schmäler Heide“ geeignet.

Das Vorhaben ist daher als verträglich im Sinne des § 34 BNatSchG zu werten.

### 5.3 FFH-Verträglichkeitsvoruntersuchung für das Europäische Vogelschutzgebiet „Binnenbodden von Rügen“ (DE 1446-401)

In der vorgelegten FFH-Verträglichkeitsvoruntersuchung wurden mögliche Auswirkungen von Kulissenwirkungen und Schallemissionen auf Zielarten des VSG aus dem Betrieb der FSRU, der LNG-Carrier und der KWK-Anlage untersucht.

Im Ergebnis führt das geplante Vorhaben Energie Terminal Deutsche Ostsee im Hafen Mukran offensichtlich nicht zu erheblichen Beeinträchtigungen von für Schutzzweck und Erhaltungsziele maßgeblichen Bestandteilen des Europäischen Vogelschutzgebietes „Binnenbodden von Rügen“ (DE 1446-401).

Das Vorhaben ist daher als verträglich im Sinne des § 34 BNatSchG zu werten.

### 5.4 FFH-Verträglichkeitsvoruntersuchung für das Gebiet von gemeinschaftlicher Bedeutung „Saßnitz, Eiskeller und Ruinen Dwasieden“ (DE 1447-303)

In der vorgelegten FFH-Verträglichkeitsvoruntersuchung wurden mögliche Auswirkungen auf die Anhang II-Art Großes Mausohr untersucht.

Im Ergebnis führt das geplante Vorhaben Energie Terminal Deutsche Ostsee im Hafen Mukran offensichtlich nicht zu erheblichen Beeinträchtigungen von für Schutzzweck und Erhaltungsziele maßgeblichen Bestandteilen des Gebietes von gemeinschaftlicher Bedeutung „Saßnitz, Eiskeller und Ruinen Dwasieden“ (DE 1447-303).

Das Vorhaben ist daher als verträglich im Sinne des § 34 BNatSchG zu werten.

## 5.5 Landschaftspflegerischer Begleitplan

Das Vorhaben stellt einen Eingriff in Natur und Landschaft i. S. d. § 14 BNatSchG i. V. m. § 12 NatSchAG M-V dar.

Der Kompensationsbedarf für Eingriffe in das Landschaftsbild beträgt insgesamt 12,54 ha. Dafür sind Maßnahmen vorzunehmen, die eine Verbesserung des beeinträchtigten Landschaftsbildes nach sich ziehen (d. h. Mehrung ästhetisch wirksamer Strukturen). Maßnahmen zur Aufwertung des Landschaftsbildes sind in der Regel multifunktional auch für die Kompensation von Eingriffen in die Biotopfunktion geeignet, so dass sich der Kompensationsbedarf von 14.639 EFÄ (bezogen auf m<sup>2</sup>) in das Kompensationserfordernis für das Landschaftsbild (125.424,77 m<sup>2</sup>) eingliedert.

Die Recherche geeigneter Kompensationsmaßnahmen ist gegenwärtig noch nicht abgeschlossen.

Geeignet sind z. B.:

- Ökokonto Prätenow (Ostseeküstenland) VG-016: Entwicklung von Magergrünland auf Intensivacker sowie auf Ackergras, Anlage einer Kopfweidenreihe, Anlage punktueller Kleinstrukturen für Reptilien, Schutz und Erhaltung der vorhandenen Biotope).
- Ökokonto Neuanlage Wald bei Stadthof bei Bergen (Ostseeküstenland) VR-054: Anlage von Wald durch Sukzession mit Initialbepflanzung, Anlage von Waldrändern.

Entsprechend LGG, welches in § 6 Maßgaben für die Anwendung des Bundesnaturschutzgesetzes regelt, kann die Festsetzung von Ausgleichs- und Er-

satzmaßnahmen bis zu zwei Jahre nach Erteilung der Zulassungsentscheidung erfolgen. Hierfür hat der Verursacher die erforderlichen Angaben nach § 17 Absatz 4 Satz 1 Nummer 2 des Bundesnaturschutzgesetzes nachträglich zu machen. Mit der Umsetzung der Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen ist innerhalb von drei Jahren nach der Festsetzung zu beginnen.

## 5.6 Artenschutzfachbeitrag

Im Ergebnis der Untersuchungen führt das Vorhaben „Energie-Terminal Deutsche Ostsee“ bei Umsetzung der dargestellten Maßnahmen der Vermeidung/Minimierung für die artenschutzrechtlich relevanten Arten nicht zur Auslösung von artenschutzrechtlichen Verboten nach § 44 Abs. 1 BNatSchG.

## 5.7 WRRL-Fachbeitrag

Im vorgelegten Fachbeitrag wurde das Energie-Terminal Deutsche Ostsee Mukran hinsichtlich der Vorgaben der WRRL, insbesondere des Verschlechterungsverbot und Verbesserungsgebotes für den Küstenwasserkörper „Nord- und Ostrügensch Gewässer“ (WP\_13) bewertet. Der Schiffsverkehr durch die LNG-Lieferschiffe wurde ebenfalls in der Bewertung berücksichtigt.

Prognosen zu vorhabenbedingten Wirkungen durch Flächeninanspruchnahme, Abgasemissionen sowie Wasserentnahme und -einleitung sind auf das unmittelbare Umfeld der beiden FSRU und das Hafenbecken des Seehafen Mukran beschränkt und relevante Auswirkungen auf den Küstenwasserkörper „Nord- und Ostrügensch Gewässer“ sind nicht zu prognostizieren.

Die Auswirkungsprognose hat lokal begrenzte Wirkpfade aufgezeigt, die nicht geeignet sind, den ökologischen oder

chemischen Zustand der „Nord- und Osttrügensch Gewässer“

zu verschlechtern bzw. die Erreichung der Bewirtschaftungsziele des Gewässers zu behindern. Das Verschlechterungsverbot und Verbesserungsgebot werden eingehalten, den Vorgaben gem. EU-WRRL wird damit entsprochen.

### 5.8 MSRL-Fachbeitrag

Die Einflüsse des Betriebs der zwei FSRUs „Neptune“ und „TransGas Power“ im Seehafen Mukran wirken im Wesentlichen sehr kleinräumig im Hafen Mukran und betreffen einen stark vorbelasteten und dementsprechend naturfernen Teilbereich des zu betrachtenden Meeresgewässers Ostsee. Die vorhabenbedingten Auswirkungen sind nicht geeignet, eine Verschlechterung des Umweltzustands der deutschen Ostsee herbeizuführen oder einer Verbesserung entgegenzustehen.

## 6 Abkürzungsverzeichnis

AST	Anlandestation
BE	Betriebseinheit
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BOG	Boil-Off-Gas
EFÄ	Eingriffsflächenäquivalent
EST	Empfangsstation
EUGAL	Europäische Gas-Anbindungsleitung
FFH	Fauna-Flora-Habitat
FFH-VU	FFH-Verträglichkeitsuntersuchung
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit
GGB	Gebiet gemeinschaftlicher Bedeutung
GT	Gasturbine
HPMLA	Hochdruckverladearme
IMO	Internationale Maritime Organisation
ISPS	Sicherheitsbereich
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquefied Natural Gas
LNGG	Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases
LRT	Lebensraumtyp
LSG	Landschaftsschutzgebiet
MMSCFD	Million standard cubic feet per day
MSRL	Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie
NEL	Nordeuropäische Erdgasleitung
NSG	Naturschutzgebiet
OAL	Ostseeanbindeleitung
SCR	Selektive katalytische Reduktion
SPA	Special Protection Area/EU-Vogelschutzgebiet
STS	Ship-To-Ship





## Kurzbeschreibung

UBA      Umweltbundesamt  
UVP      Umweltverträglichkeitsprü-  
fung  
VSG      Vogelschutzgebiet  
VS-RL    Vogelschutzrichtlinie  
WRRL    Wasserrahmenrichtlinie