



► Nr. VO/2013/00811
öffentlich

Lübeck, 22.08.2013

Vorlage

Bereiche:
5.691 - Lübeck Port Authority

Bearbeitung: Michael Siemensen (E-Mail: michael.siemensen@luebeck.de Telefon: 122-6928)

Schaffung einer LNG-Infrastruktur im Lübecker Hafen zur Betankung von Schiffen

Beratungsfolge:

Datum	Gremium	Status	Zuständigkeit
04.09.2013	Senat	Nichtöffentlich	zur Vorberatung
16.09.2013	Bauausschuss	Öffentlich	zur Vorberatung
17.09.2013	Ausschuss für Umwelt, Sicherheit und Ordnung	Öffentlich	zur Vorberatung
24.09.2013	Hauptausschuss	Öffentlich	zur Vorberatung
26.09.2013	Bürgerschaft der Hansestadt Lübeck	Öffentlich	zur Entscheidung

Beschlussvorschlag:

Der Bürgermeister wird beauftragt, die Genehmigungsplanung für ein Small Scale LNG-Terminal im Lübecker Hafen zu erstellen und eine Anlagengenehmigung zum Bau und Betrieb gem. BImSchG zu beantragen.

Verfahren:

Beteiligte Bereiche/Projektgruppen: Lübecker Hafen-Gesellschaft mbH (LHG)
Stadtwerke Lübeck GmbH (SWL)

Ergebnis: zustimmend – die Anmerkungen und
Beiträge wurden eingearbeitet.

Beteiligung von Kindern und Jugendlichen
gem. § 47 f GO ist erfolgt:
Begründung:

- Ja
 Nein
Eine Beteiligung von Kindern und
Jugendlichen gem. § 47 f GO ist nicht erfolgt,
weil deren Belange nicht berührt werden.

Die Maßnahme ist:

- neu
 freiwillig
 vorgeschrieben durch:

Finanzielle Auswirkungen:

- Ja (Anlage 1)

Begründung:

Ab dem 01.01.2015 müssen die in den SECA-Gebieten, dazu gehören auch die Nord- und die Ostsee, verkehrenden Schiffe den neuen Schwefelgrenzwert von 0,1% einhalten. Der Einsatz von sauberem Schiffsdiesel als eine Option ist verhältnismäßig teuer und wird zwangsläufig die Transportkosten erhöhen. Der alternative Schiffsbrennstoff ist Flüssigerdgas (LNG = liquefied natural gas). LNG erscheint derzeit als die zukunftsreichste Möglichkeit, sämtliche bestehenden und noch zu erwartenden Schiffsemissionsregulierungen zu lösen und eine wirtschaftlich rentierliche Schifffahrt bzgl. der Transportkosten zu betreiben. Neubauten für die Ostsee werden daher verstärkt auf LNG als Schiffsbrennstoff angewiesen sein.

Die Möglichkeit, Filtersysteme (sog. Scrubber) einzusetzen, birgt Risiken, da der Betrieb zum einen teurer und zum anderen technisch für den Schiffsbetrieb noch nicht ausgereift ist und nur Schwefelanteile, aber nicht die restlichen Emissionsparameter eliminiert werden. Ein Scrubber stellt somit nur eine Übergangslösung dar.

Ein ausführlicher Sachstandsbericht zur Schaffung einer LNG-Infrastruktur im Lübecker Hafen mit der Begründung zur Einleitung des nächsten Planungsschrittes ist als Anlage 2 beigefügt. Hierin sind auch die einzelnen erforderlichen Arbeitsschritte zur Realisierung als Handlungsempfehlung aufgeführt. In der Anlage 3 ist die LNG-Potenzialanalyse für den Lübecker Hafen dargestellt und in Anlage 4 das Ergebnis zur Suche eines geeigneten Standorts für eine LNG-Anlage. Der am Besten geeignete Standort am Lehmannkai III steht aufgrund der hafenstrategischen Planungen der Fa. Lehmann KG nicht zur Verfügung. Die durch den Flächenbedarf für eine LNG-Tankanlage resultierende hafenbetriebliche Einschränkung ist zu groß.

LPA, SWL und LHG empfehlen aufgrund der in den Anlagen genannten Gründe das Projekt bis zum Vorliegen einer Genehmigung für den Bau und den Betrieb einer Small Scale LNG-Anlage im Lübecker Hafen für den Standort Skandinavienkai Anleger 8/8a voranzutreiben:

Für den sofortigen Beginn der Genehmigungsplanung sind die zeitlichen Abhängigkeiten mit einer voraussichtlichen Planungs- und Genehmigungsdauer inkl. Bauphase von ca. 3 Jahre (somit früheste Fertigstellung der Anlage Ende 2016) ausschlaggebend. Damit ist sichergestellt, dass, falls sich die Reedereien für eine Umrüstung (eher unwahrscheinlich) oder den Neubau eines Schiffes (Zeitbedarf ca. 2 Jahre) ab Ende 2014 entscheiden, mit der Infahrtstellung des Schiffes auch eine gesicherte LNG-Versorgung für Ende 2016 gewährleistet wird. Eine Bestellung neuer Schiffe mit LNG-Antrieb, die die Lübecker Häfen anlaufen, ist zur Zeit von den befragten Reedern für die nahe Zukunft nicht vorgesehen, in

einem Jahr jedoch nicht ausgeschlossen. Diese Zeit muss jetzt genutzt werden, die Planungen zu erstellen und die Genehmigungen zu erwirken.

Außerdem sind die strategisch bedeutenden Zusammenhänge für den Lübecker Hafen anzuführen. Zusätzlich ist auf die derzeit bestehenden förderrechtlichen Möglichkeiten hinzuweisen, hiernach kann nur die Hansestadt Lübeck als Antragsteller uneingeschränkt gefördert werden. Die Genehmigung ist auf beliebige Betreiber später übertragbar.

Die entstehenden Kosten zur Erwirkung einer Genehmigung wären von der Hansestadt Lübeck vorzufinanzieren. Die Teile der Planung der erforderlichen Infrastruktur werden von der LHG nach Fertigstellung der Anlage über den bestehenden Nutzungsvertrag refinanziert. Eine Refinanzierung der Planung der Anlage wird über das zukünftige Betreibermodell geregelt.

Anhand ausgewählter Zeitungsartikel gibt Anlage 5 einen Überblick über die LNG-Entwicklung im Nord- und Ostseeraum.

Anlagen:

Formblatt bzgl. der finanziellen Auswirkungen – Anlage 1

Sachstandsbericht zur Schaffung einer LNG-Infrastruktur im Lübecker Hafen zur Betankung von Schiffen – Anlage 2

LNG-Potenzialanalyse für den Lübecker Hafen – Anlage 3

Suche eines geeigneten Standorts für eine LNG-Anlage – Anlage 4

Ausgewählte Zeitungsartikel und Meldungen – Anlage 5

Senator/in F. - P. Boden

2. Verfahrensübersicht – Finanzielle Auswirkungen

KONSUMTIV

(Bei investiven Maßnahmen ist ggf. zunächst die **Anlagenbuchhaltung** (1.210) zu beteiligen!)

finanzielle Auswirkungen in €	2013	2014	2015	2016
Einzahlungen				
Auszahlungen	100.000,00	150.000,00	100.000,00	
Erträge				
Aufwendungen	100.000,00	150.000,00	100.000,00	

2013	Finanzplan	Ergebnisplan	für die Gesamtlaufzeit	Finanzplan	Ergebnisplan
Mittel veranschlagt	ja	ja			
Haushaltsbelastend	ja	ja		ja	ja
Haushaltsentlastend	nein	nein		nein	nein
Haushaltsneutral	nein	nein		nein	nein

Haushaltsjahr 2013	Produktsachkonten		Ergebnisplan	Finanzplan
	Bezifferung	Bezeichnung	Betrag (€)	Betrag (€)
(Minder) Einzahlungen:				
(Mehr) Einzahlungen:				
(Minder) Auszahlungen:	552001.000.7431002	Wasser und Hafan, Auszahlungen Bodenuntersuchungen Gutachten		100.000,00
(Mehr) Auszahlungen:				
Saldo Finanzplan				100.000,00
(Minder) Erträge:				
(Mehr) Erträge:				
(Minder) Aufwendungen:	552001.000.5431002	Wasser und Hafan, Aufwendungen Bodenuntersuchungen Gutachten	100.000,00	
(Mehr) Aufwendungen:				
Saldo Ergebnisplan			100.000,00	

Sachstandsbericht zur Schaffung einer LNG-Infrastruktur im Lübecker Hafen zur Betankung von Schiffen

Gliederung

- 1 Einleitung
- 2 Hintergrund
- 3 LNG-Potenzialanalyse Lübecker Hafen
- 4 Standortsuche
- 5 Anlagenkonzept und Baukosten
- 6 Zeitplanung und Förderung
- 7 Zusammenfassung und Ausblick
- 8 Handlungsempfehlungen

1 Einleitung

Die Bürgerschaft der Hansestadt Lübeck hat am 29.03.2012 unter TOP 8.3, Drs. Nr. 733 den Bericht der Lübeck Port Authority zum „Einsatz von Flüssiggas (LNG) für den Schiffsverkehr in Lübecker Hafen“ (Drucksache Nr. 673) zur Kenntnis genommen.

Seitens der Fraktion Bürger für Lübeck wurde hierzu in der Drs. Nr. 733 beantragt:

„Der Bürgermeister möge wie folgt umsetzen:

- LPA Teilnahme an / Initiierung von Arbeitsgruppen zur Entwicklung einer Infrastruktur für die Betankung von Schiffen mit LNG (liquefied natural gas);
- frühzeitiges Aufzeigen von Maßnahmen zur Schaffung der erforderlichen Infrastruktur;
- Ausloten und Abschließen von Geschäftsverträgen mit Gas-Lieferanten;
- Zusage einer rechtzeitigen (vor 2015) Versorgungssicherheit an die Reeder.“

Zu diesem Antrag wurde seitens BM P. Reinhardt beantragt, den Sachverhalt an die Aufsichtsräte von Lübecker Hafen-Gesellschaft mbH (LHG) und von der Stadtwerke Lübeck GmbH (SWL) zu überweisen. Die Überweisung wurde mehrheitlich beschlossen. Der Aufsichtsrat der LHG und der Aufsichtsrat der SWL haben sich zum Thema LNG grundsätzlich positiv bekannt.

Obwohl zum Schiffsbrennstoff LNG derzeit viele meist. international zusammengesetzte Arbeitsgruppen an diversen Themen (genehmigungstechnische Grundlagen, LNG-Risiko, Bunkervorgang, Schiffs- und Motorentchnik etc.) arbeiten, erschien es für die konkreten Belange des Lübecker Hafens vordringlich, das Thema LNG lokal zu betrachten und zu entwickeln. Deshalb haben die SWL und die LHG eine Arbeitsgruppe unter Beteiligung der LPA zur Prüfung der Genehmigungsfähigkeit und der wirtschaftlichen Randbedingungen eines Small Scale LNG-Terminals für den Lübecker Hafen einberufen. Da das LNG-Thema grundsätzlich den Ausbau der Hafeninfrastruktur und in diesem Zusammenhang gesamtstädtische Entwicklungsfragen und förderrechtliche Fragen behandelt, hat die LPA die federführende Rolle bei der Organisation und Bearbeitung übernommen. Im Zeitraum von August 2012 bis Juni 2013 wurde in der Regel einmal wöchentlich eine Arbeitsgruppensitzung durchgeführt. Zudem wurde eine monatlich stattfindende LNG-Projektgruppe eingerichtet. Teilnehmer waren die LPA, SWL, LHG, Fa. Lehmann KG, TT-Line, Finnlines, Landesbetrieb für Küstenschutz, Nationalpark und Meeresschutz SH (LKN), Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Verkehr und Technologie SH (MWAUT), Wasser- und Schifffahrtsamt Lübeck (WSA), Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume SH (LLUR), Beteiligungscontrolling der Hansestadt Lübeck, Industrie- und Handelskammer zu Lübeck sowie Wirtschaftsförderung Lübeck. An den Sitzungen haben auch regelmäßig Gäste teilgenommen, wie z. B. Vertreter der Hafenbehörden Oslo und Trelleborg, Sachverständige, Planer und Experten.

Die LPA, die LHG und die SWL erwarten unterschiedliche positive Effekte durch das Errichten und Betreiben einer solchen LNG-Anlage. Die LPA sieht die Möglichkeit, durch eine LNG-Betankungsanlage die bestehende Hafeninfrastruktur zukunftsweisend zu ergänzen und den Hafen nachhaltig weiter zu entwickeln. Die LHG sieht die möglichen positiven Vermarktungseffekte sowie die Erweiterung des Dienstleistungsangebots des Lübecker Hafens. Die SWL möchten durch Einspeisung ins städtische Erdgasnetz aus dem LNG-Tank den Spitzenbedarf (sog. Peaks) an einzelnen Wintertagen wirtschaftlicher abdecken und durch den Verkauf von LNG einen neuen zukünftigen Wachstumsmarkt eines alternativen Energieträgers erschließen.

2 Hintergrund

Aufgrund der durch die EU festgelegten MARPOL Annex VI Regelungen dürfen in den sog. SECA-Zonen (**S**ulphur **E**mission **C**ontrol **A**rea) (u.a. Nord- und Ostsee) ab 2015 nur noch

sehr begrenzte Schwefelemissionen (von bisher 1% auf 0,1% reduziert) durch den Schiffsbetrieb/-verkehr freigesetzt werden.

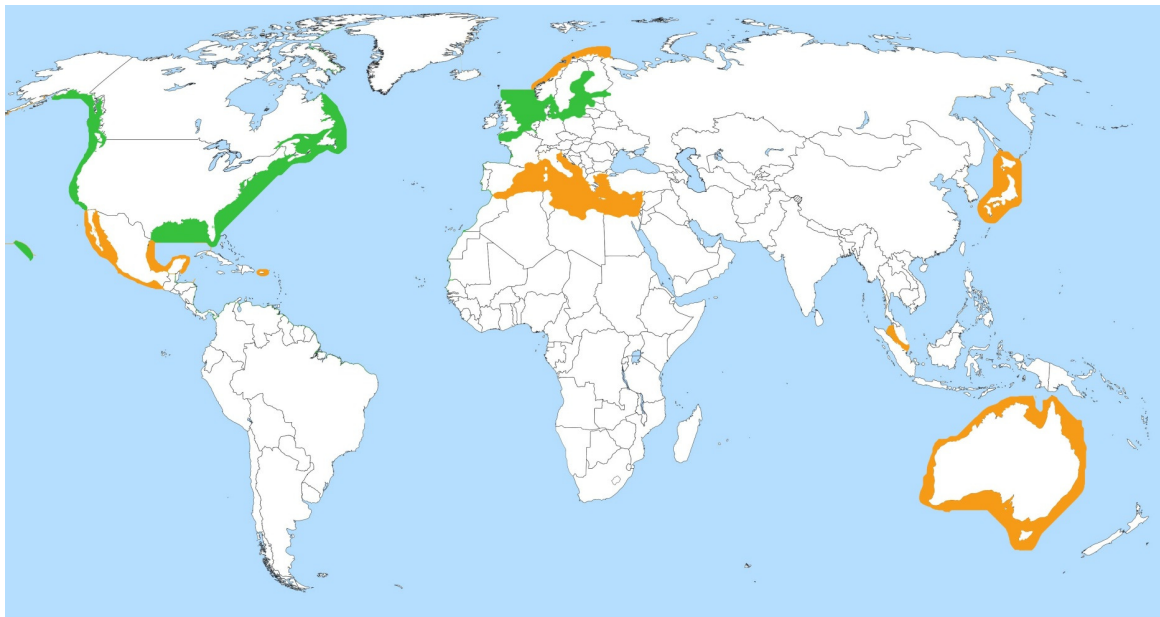


Abb. 1 – Übersichtsplan über bestehende (grün) und geplante (orange) SECA-Gebiete

Diese Grenzwerte sind mit den derzeit als Schiffsbrennstoff zum Einsatz kommenden Schwerölen nicht zu erreichen. Es müssen ab 2015 entweder saubere Dieselmotoren (MGO), aufwendige Abgas-Filtersysteme (Scrubber) oder alternative Schiffsbrennstoffe zum Einsatz kommen. Der alternative Schiffsbrennstoff ist Flüssigerdgas (LNG = liquefied natural gas). Dieser Schiffsbrennstoff erscheint derzeit als die zukunftsträchtigste Möglichkeit sämtliche bestehenden und noch zu erwartenden Schiffsemissionsregulierungen zu lösen und eine wirtschaftlich rentierliche Schifffahrt bzgl. Transportkosten zu betreiben. LNG minimiert neben Schwefel auch die Emissionen von Feinstaub, Russ, CO₂ und NO_x.

Die schon seit längerem bestehende Regelung zur Schwefelreduzierung auf 0,1 % wurde kürzlich durch eine Entscheidung des EU-Parlaments nochmals bestätigt, so dass allen Hoffnungen insbesondere der Reeder auf die Einführung einer Aufschubfrist oder Karenzregelung eine Absage erteilt wurde. Die Festlegungen sind somit von allen EU-Staaten zum 01.01.2015 verbindlich in nationales Recht umzusetzen, wiewohl die Reeder diese Regulierung für wirtschaftlich nicht tragbar halten.

Mit der bestehenden o. g. Regulierung ist der NO_x-Grenzwert bereits für Schiffsneubauten ab 2011 reguliert bzw. ab 2016 noch deutlich strenger reguliert. In den nächsten 6 bis 7 Jahren ist zu erwarten, dass auch für Schiffe im Bestand drastische Emissionsregulierungen

vom Gesetzgeber verabschiedet werden. Der Schiffsbrennstoff LNG ist als einziger in der Lage alle emissionsregulierten Parameter abzudecken.

Vorreiter in der Anwendung und Umsetzung von LNG als Schiffsbrennstoff ist Norwegen. Zudem wurde kürzlich das erste Schiff im Linienverkehr, die „Viking Grace“ der Reederei Viking-Line auf der Route Stockholm – Turku in Dienst gestellt. Die LNG-Betankung erfolgt per Bunkerbarge im Stockholmer Hafen. Zudem laufen konkrete Planungen zwischen Rostock und Gedser (Reederei Scandlines) und zwischen Hirtshals und Stavanger/Bergen sowie Hirtshals und Langesund LNG betriebene Fährschiffe einzusetzen (siehe Anlage 5). In Brunsbüttel und in Hamburg wird aktiv an einer LNG-Versorgung von Schiffen gearbeitet. In Swinemünde wird derzeit ein Import-Terminal gebaut, welches jedoch primär zur Energieversorgung des Landes Polen dienen soll. Die anderen Ostseeanrainer, wie Finnland und die baltischen Staaten sind ebenfalls aktiv mit dem Thema LNG zur Schiffsbrennstoffversorgung beschäftigt.

Da aktuell noch die rechtlichen Grundlagen und Vorgaben zum Thema „LNG“ sehr lückenhaft sind, besteht die Anforderlichkeit EU-weit einheitlich rechtliche Rahmenbedingungen zu schaffen. Dieses gilt insbesondere für den Bunkerprozess und den Betrieb der Schiffe mit LNG, da für den Transport und die Lagerung von LNG die gesetzlichen Vorgaben ausreichend sind. Das erfolgt derzeit über andere Arbeitsgruppen.

Im Rahmen der Ausarbeitung eines LNG-Konzeptes für den Lübecker Hafen wurden zwei Master Thesen von Studenten der Hochschule Wismar, Fakultät für Ingenieurwissenschaften - Bereich Seefahrt, erstellt. Die LPA betreute die Master Thesis, die sich mit der Suche eines geeigneten Standorts und der Dimensionierung der Anlagengröße beschäftigte. Die Stadtwerke betreute die Master Thesis, die sich mit der Anlagentechnik und Anlagenwirtschaftlichkeit auseinandersetzte. Die Ergebnisse sind in die nachfolgenden Darstellungen eingeflossen.

3 LNG-Potenzialanalyse Lübecker Hafen

Entscheidend für die Planung eines Small Scale LNG-Terminals ist die zu berücksichtigende Kapazität bzw. Lagermenge an LNG. Sie bestimmt die Anlagengröße und somit den Platzbedarf, die resultierenden sicherheitstechnischen Belange sowie das Umschlagskonzept.

Bei der LPA wurden zum Thema „LNG-Potenzialabschätzung für die Linienschifffahrt (Short Sea Shipping)“ drei Lösungsansätze bearbeitet. Details sind in der Anlage 3 dargestellt. Im Ergebnis ist festzuhalten, dass alle drei Ansätze zu vergleichbaren Größenordnungen kommen. Somit lässt sich ein stufenweise anwachsendes LNG-Potenzial pro Woche von rd. 700 m³ ab dem Jahr 2015 bis rd. 4.200 m³ für das Jahr 2030 benennen.

Anhand der prognostizierten LNG-Durchsätze ergibt sich für den Vollausbau (6.000 m³ Lagervolumen LNG) ein Flächenbedarf für ein LNG-Terminal von rd. 1 ha zzgl. eines Sicherheitsbereichs, der im Rahmen der weiteren Anlagenplanung zu spezifizieren ist.

Wahrscheinlich wird es neben der Linien-Seeschifffahrt zukünftig zahlreiche andere Nutzungsmöglichkeiten für LNG geben. Hierbei sind der ÖPNV (Busse und Priwallfähre), andere Seeschiffe, die Binnenschifffahrt, die sog. weiße Flotte, Umschlaggeräte im Hafen, Speditionen oder gewerbliche Betriebe mit hohem Energiebedarf etc. zu nennen. Eine Versorgung von anderen Hafenstandorten und der dort platzierten Kreuzfahrt kommt auch in Betracht. Eine LNG-Potenzialanalyse für diese Bereiche wurde derzeit nicht erstellt, kann aber grundsätzlich neben dem Peak-Shaving für das städtische Gasnetz von relevanter Bedeutung sein.

Neben dem ermittelten Flächenbedarf für eine LNG Tankanlage und im Hinblick auf eine flexible Anlagennutzung muss die LNG-Anlage folgendes Anforderungsprofil bzw. Eigenschaften für die nachfolgende Standortsuche besitzen:

1. Befüllung der Anlage über die Wasserseite mittels Tankschiff;
2. Befüllung der Anlage über die Landseite mittels Tankwagen;
3. Befüllung der Anlage über die Landseite mittels Bahn-Kesselwagen (optional);
4. Betankung von Fährschiffen über die Wasserseite mittels Bunkerbarge oder ähnliches;
5. Betankung von Fährschiffen über die Landseite mittels Tankwagen oder Tankcontainer;
6. Einspeisung von regasifiziertem LNG mittels Verdampfung in das städtische Gasnetz zwecks sog. „Peak Shaving“.

Die Versorgung der LNG-Tankanlage muss mittelfristig aufgrund betriebswirtschaftlicher Zwänge durch LNG-Tanker vorgenommen werden. Somit muss am Standort der LNG-Tankanlage eine Anlegemöglichkeit für diese Tanker vorhanden sein.

4 Standortsuche

Die Standortsuche für ein LNG-Terminal in Lübeck gestaltet sich im Abgleich zu anderen Hafenstädten wie Hamburg oder Rostock eher schwierig, da Lübeck keine Hafengebiete für den klassischen Flüssigbrennstoffumschlag und keinen Tankschiffhafen besitzt. Im Rahmen der Standortsuche wurden im Bereich der Trave 23 potenzielle Flächen ermittelt.

Anhand von Ausschluss- und Auswahlkriterien (Bewertungskriterien) wurden zwei primäre Standorte gefunden. Hierbei handelt es sich um einen Bereich am Lehmannkai III und um einen Bereich am Anleger 8/8a am Skandinavienkai. Eine detaillierte Zusammenstellung der Standortermittlung ist aus der Anlage 4 zu entnehmen.

5 Anlagenkonzept und Baukosten

Anhand des Ideallayouts (100 m x 100 m = 1 ha) wurde ein spezifisches Anlagenkonzept für den Standort Skandinavienkai Anleger 8/8a in Zusammenarbeit mit einem fachkundigen Ingenieurbüro erstellt. Das Konzept ist auch grundsätzlich auf den Standort am Lehmannkai III mit Anpassungen übertragbar. Die Standortwahl erfolgte aufgrund der derzeit ungeklärten geplanten Doppelnutzung von vorhandenen Anlegerkapazitäten und aufgrund der unmittelbaren Nähe zu den voraussichtlichen Hauptabnehmern aus der Seeschifffahrt (Skandinavienkai als größtes Lübecker Terminal). Als weiteres Argument ist die Entfernung von der 16 bar Gasleitung der Stadtwerke zu berücksichtigen (Skandinavienkai = 600m; Lehmannkai 3 = 1.800m). Zudem geht durch die gewählte Anlagenanordnung in der vorhandenen Hafemböschung am Skandinavienkai keine Hafenumschlagsfläche verloren.

Anhand des prognostizierten LNG-Potenzials für den Lübecker Hafen wurde ein stufenweise erweiterbares Anlagenkonzept ausgearbeitet. Derzeit marktüblich und dem Stand der Technik entsprechend sollen zylindrische Vakuumentanks mit einer Standardgröße von 1.000 m³ Fassungsvermögen (Maße: 100 m x 6 m) zum Einsatz kommen. Die Anlage ist anhand dieser Tankbehälter modular auf die jeweiligen Bedürfnisse und Entwicklung flexibel anpass- und erweiterbar. In die Böschung am Skandinavienkai besteht gem. Konzeptskizze die Möglichkeit insgesamt mind. 6.000 m³ Tankvolumen anzuordnen (siehe Abb. 2 und 3).

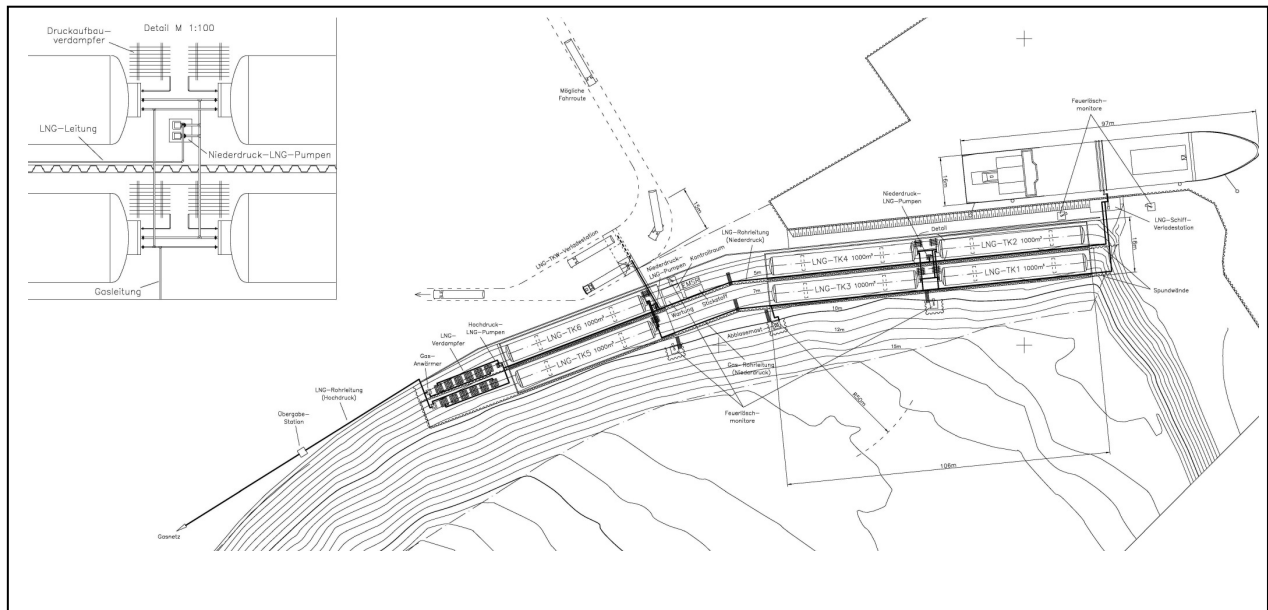


Abb. 2 – Übersichtsplan Vollausbau Small Scale LNG-Terminal (max. Tankvolumen 6.000 m³) am Standort Skandinavienkai Anleger 8/8a

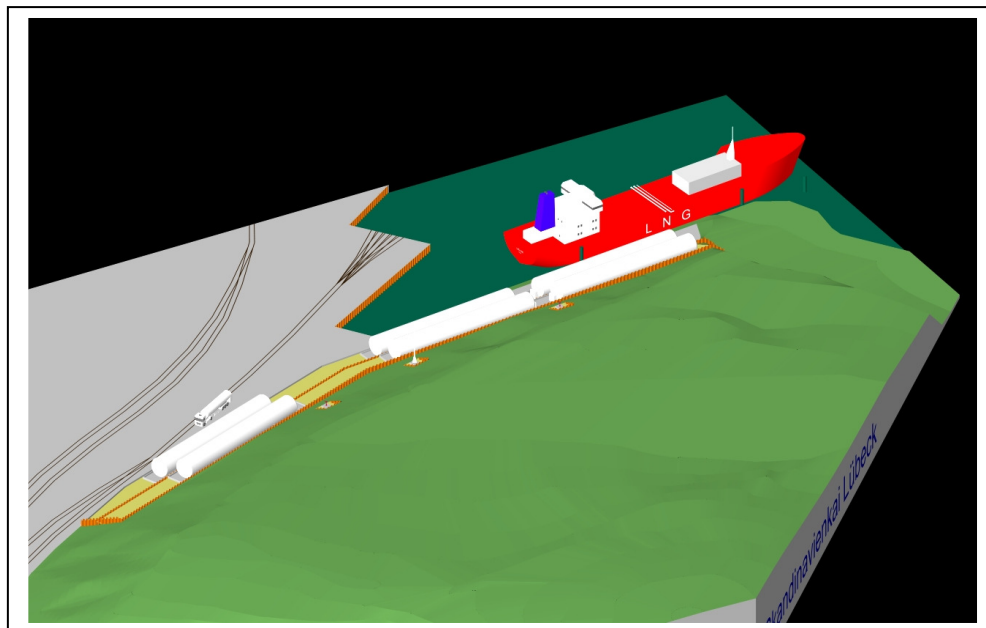


Abb. 3 – Visualisierung Vollausbau Small Scale LNG-Terminal (max. Tankvolumen 6.000 m³) am Standort Skandinavienkai Anleger 8/8a

Die modulare Entwicklung der LNG-Tankanlage ist auf Basis des LNG-Potenzials zeitlich wie monetär anhand der Tabelle 2 skizziert. Die erforderliche Infrastruktur in der Böschung (Flächenvorbereitung) und die Erweiterung des Tankvolumens können jeweils in Ausbaustufen bedarfsorientiert erfolgen.

Jahr	Baukosten Infrastruktur [€, netto]	Baukosten Anlagentechnik [€, netto]	Planungs-, Genehmigungs- und Bauüberwachungskosten	Investitions-kosten [€, netto]	Anlagenkapazität (Tankgröße 1.000 m³) [m³]	gerundeter Mittelwert aus Ansatz 1 und 2 LNG-Potenzial Short Sea Shipping - Linienschiffahrt [m³ pro Woche]
2015	3.100.000,00	3.700.000,00	680.000,00	7.480.000,00	1.000	500
2016			0,00	0,00	1.000	500
2017			0,00	0,00	1.000	1.000
2018			0,00	0,00	1.000	1.000
2019		1.350.000,00	67.500,00	1.417.500,00	2.000	1.500
2020			0,00	0,00	2.000	1.800
2021			0,00	0,00	2.000	1.950
2022	1.824.000,00	1.425.000,00	324.900,00	3.573.900,00	3.000	2.200
2023			0,00	0,00	3.000	2.400
2024			0,00	0,00	3.000	2.700
2025			0,00	0,00	3.000	2.800
2026		1.500.000,00	75.000,00	1.575.000,00	4.000	3.100
2027			0,00	0,00	4.000	3.400
2028			0,00	0,00	4.000	3.600
2029			0,00	0,00	4.000	3.900
2030	2.048.000,00	1.600.000,00	364.800,00	4.012.800,00	5.000	4.300
2031		1.625.000,00	81.250,00	1.706.250,00	6.000	
gesamt	6.972.000,00	11.200.000,00	1.593.450,00	19.765.450,00		

----- =
farblich markiert =

Ausbaustufen der Infrastruktur (3 Stufen)
Ausbaustufen der Anlagentechnik (6 Stufen)

Tab. 2 – Gesamt-Investitionsrahmen für den Bau der Infrastruktur sowie für die Anlagentechnik (ohne Grundstücks- und Betreiberkosten)

Die erste Ausbaustufe mit einem Tankvolumen von 1.000 m³ und der Verdampfeinheit zur Einspeisung ins städtische Gasnetz würde für den Standort Skandinavienkai somit rd. 7,5 Mio. € kosten (siehe Abb. 4 und 5). Diese Summe steht unter dem Vorbehalt, dass aus sicherheitstechnischen Erwägungen ein eigener Gefahrgutliegeplatz für den LNG-Tanker erforderlich ist. Sollte in Abstimmung mit dem Gutachter und Planer sowie der Genehmigungsbehörde LLUR und dem Wirtschaftsministerium MWAUT eine Mitnutzung des vorhandenen Anleger 8 möglich sein, könnten sich diese Kosten um ca. 1,5 Mio. € reduzieren. Im weiteren Projektverlauf wird sich entscheiden, ob das Land Schleswig-Holstein hierfür die Hafenvorordnung des Landes Schleswig-Holstein (HafVO SH), §19 (3), anpassen muss.

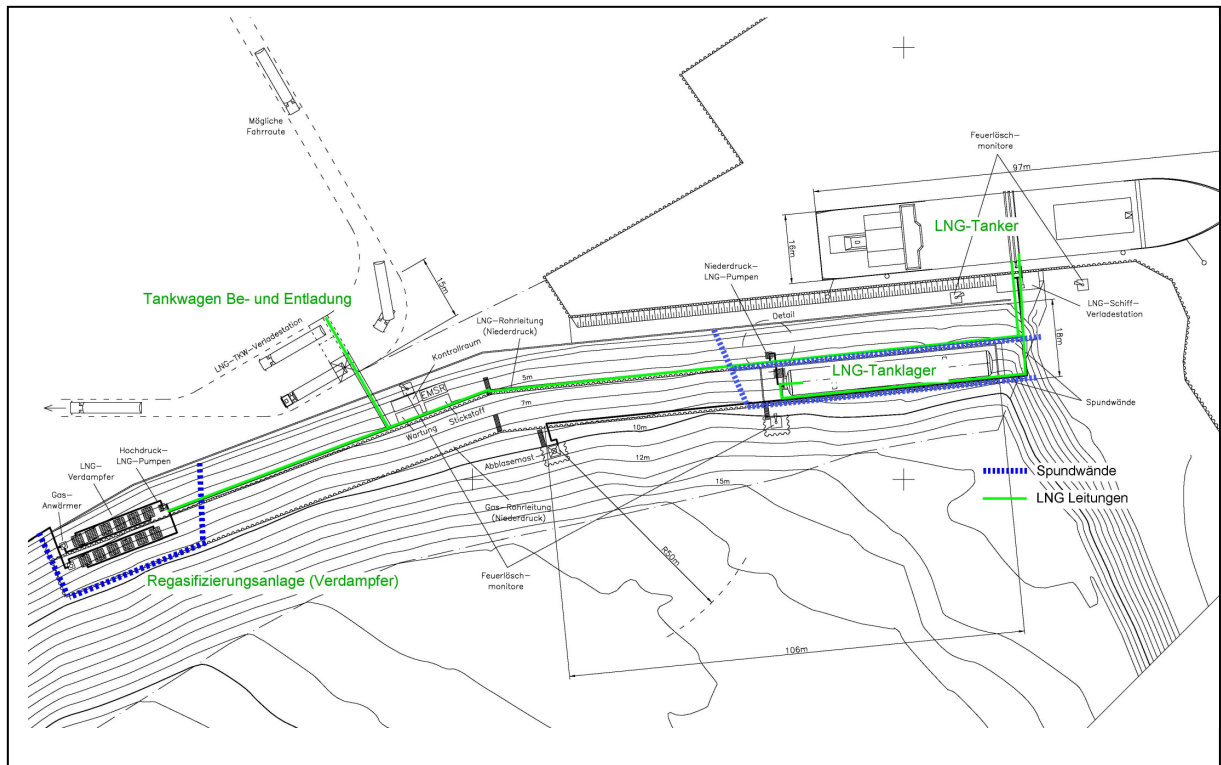


Abb. 4 - Übersichtsplan zur ersten Ausbaustufe des Small Scale LNG-Terminals (Tankvolumen 1.000 m³) am Standort Skandinavienkai Anleger 8/8a

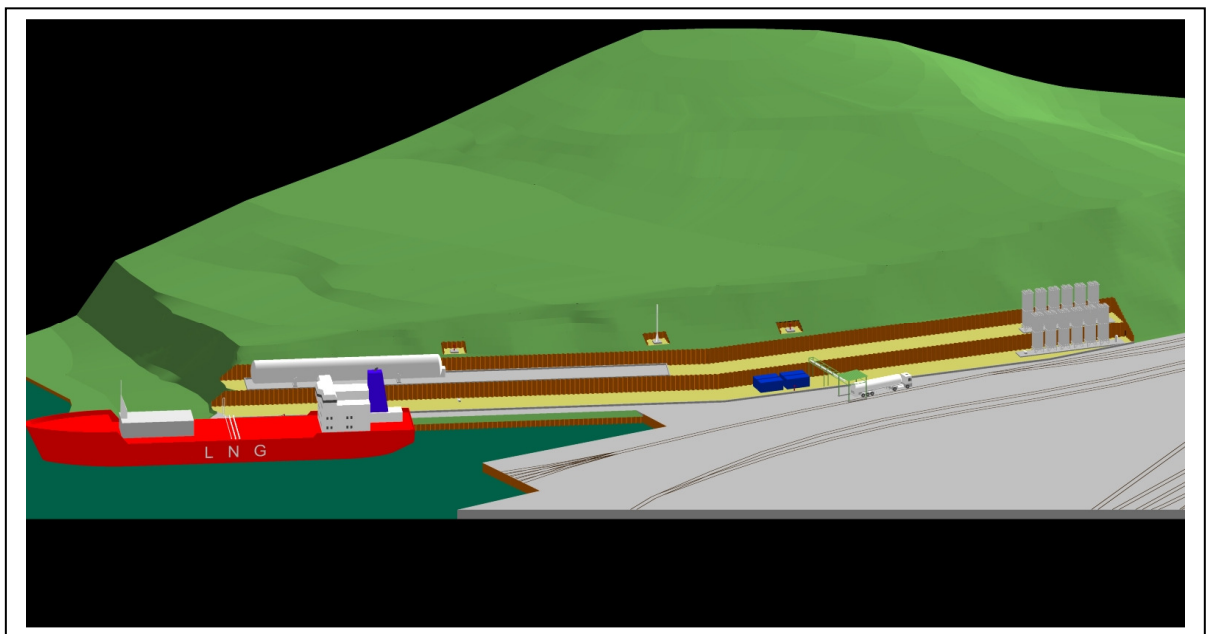


Abb. 5 - Visualisierung zur ersten Ausbaustufe des Small Scale LNG-Terminals (Tankvolumen 1.000 m³) am Standort Skandinavienkai Anleger 8/8a

6 Zeitplanung und Förderung

Im Hinblick auf die nächste Emissionsregulierungsstufe (01.01.2015) sind unmittelbar weitere Planungsschritte zu veranlassen, wenn die Möglichkeit einer LNG-Betankung im Lübecker Hafen zeitnah vorgehalten werden soll. Für die erforderlichen gutachterlichen und ingenieurplanerischen Bearbeitungen sind rd. 9 Monate und für die Genehmigungsbearbeitung mit öffentlicher Beteiligung mindestens 6 Monate zu berücksichtigen, so dass frühestens mit einer Anlagengenehmigung Mitte 2015 zu rechnen wäre. Für die Bauauschreibung und Baudurchführung ist mindestens 1,5 Jahr zu kalkulieren, so dass vorbehaltlich der kontinuierlichen Fortführung der weiteren Schritte die Anlage Ende 2016 nach etwa knapp 3 Jahren in Betrieb gehen könnte.

Zudem müssen Fördermöglichkeiten für Hafenstädte und Reedereien verbindlich zugesagt werden, um den Einsatz von LNG initiieren und in Anbetracht der derzeit vorliegenden wirtschaftlichen Verhältnisse gewährleisten zu können. In diesem Zusammenhang hat die EU beschlossen, dass alle wichtigen TEN-T Häfen (Trans-European Transport Network oder Transeuropäisches Verkehrsnetz – der Hafen Lübeck gehört dazu) in Europa spätestens bis 2020 eine entsprechende Infrastruktur für die Versorgung von LNG-betriebenen Schiffen vorhalten müssen. Für diesen Plan der EU, saubere Brennstoffe einzusetzen, sollen insgesamt 2,1 Milliarden € als Fördermittel bereit gestellt werden, um eine LNG-Bunkerlogistik für die Schifffahrt aufzubauen. Hierzu arbeitet die EU konkret an einem entsprechenden Förderprogramm (Modalitäten und Förderquoten sollen laut Auskunft des Hanse-Office Brüssel im August 2013 veröffentlicht werden). Derzeit gilt, dass derjenige, der zu erst kommt, am schnellsten mit hoher Unterstützung rechnen kann. Voraussetzung zur Förderung ist eine Einstufung als TEN-T Hafen und die Einhaltung der derzeit in Bearbeitung befindlichen Gesetze und Standards, die 2014 verfügbar sein sollen.

Zudem erscheinen weitere Fördermöglichkeiten über andere Förderprogramme, wie EFRE (auch EU) oder GRW möglich. Denkbar sind auch Kombinationen aus den drei Förderprogrammen, z.B. eine Förderung im Rahmen des EU-Förderprogramms EFRE (Förderquote max. 50%) und TEN-T (max. 20%) oder ein EU-Förderprogramm mit dem GRW-Förderprogramm (max. 50%) des Landes Schleswig-Holstein. Jedoch kann nach derzeitigem Kenntnisstand nur ein EU-Fördertopf (entweder EFRE oder TEN-T) zur Förderung herangezogen werden. Eine Förderquote von 50 – 70 % erscheint derzeit erreichbar. Die Fa. Linde hat kürzlich für die Errichtung eines kleinen Import-LNG-Terminals (Kapazität: 30.000 m³) in der Nähe von Göteborg rd. 34,3 Mio. € Fördergelder im Rahmen des Projekts „Motorways of the Sea (Förderprogramm Marco Polo)“ erhalten (siehe Zeitungsartikel in Anlage 5).

Ohne finanzielle Förderungsmöglichkeiten ist eine wirtschaftliche Realisierung eher unwahrscheinlich. Mit den genannten Förderquoten kann seitens der SWL eine Wirtschaftlichkeit für das Aufstellen und Betreiben einer solchen LNG-Anlage wahrscheinlich dargestellt werden.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Ab dem 01.01.2015 müssen die in der Ostsee verkehrenden Schiffe den neuen Schwefelgrenzwert einhalten.

Die Einführung von LNG als Schiffsbrennstoff ist für den Bereich Short Sea Shipping prädestiniert, da diese Schiffe sich zu 100% in den festgelegten SECA-Gebieten aufhalten. Derzeit sind die Umschlagszahlen und somit die wirtschaftlichen Begleitumstände für die Reeder auf der Ostsee eher schlecht, so dass die zur Umrüstung auf LNG bzw. zum Neubau von Schiffen erforderlichen Investitionen auf Seiten der in Lübeck operierenden Reeder aus wirtschaftlichen und technischen Gründen noch nicht initiiert wurden.

Die Reedereien, die Schiffe auf der Ostsee betreiben, müssen ab 01.01.2015 die Emissionsregulierungen befolgen und ihren Betrieb entsprechend umstellen. Mit MGO als Brennstoff (quasi entschwefelter Schiffsdiesel) steigen die Brennstoffkosten um mind. 30% an – aufgrund der dann rasant wachsenden Nachfrage wahrscheinlich noch deutlich höher. Somit werden zwangsläufig die Transporte mehr kosten und die Umschlagszahlen evtl. sinken. Die Möglichkeit Filtersysteme (Scrubber) einzusetzen, birgt Risiken, da der Betrieb zum einen teurer und zum anderen technisch für den Schiffsbetrieb noch nicht ausgereift ist und nur Schwefelanteile aber nicht die restlichen Emissionsparameter eliminiert werden. Ein Scrubber stellt somit nur eine Übergangslösung dar.

Vorteile einer LNG-Tankanlage für den Lübecker Hafen

- LNG kann als Alternative deutlich günstiger als MGO angeboten werden.
- Die Lübecker Hafeninfrastruktur wird zukunftsgerichtet ausgebaut und erweitert und in der Position als Bestandteil des TEN-T Netzes gestärkt.
- Den betreffenden Reedereien wird durch die Lübecker Initiative bzgl. die Entwicklung einer LNG-Tankanlage der Rücken gestärkt und Sicherheit gegeben. Der Schiffsbrennstoff LNG ist in Lübeck aus erster Hand verfügbar.

- Die rechtzeitige Entscheidung für LNG sichert die Versorgung ab 2016 und kann somit Kunden und Ladungsvolumen halten bzw. evtl. ausweiten.
- Für die Versorgung der LNG-Tankanlage im Lübecker Hafen wäre neben Schiene und Seewasserstraße der Elbe-Lübeck-Kanal als alternative Schiffsroute sinnvoll. Es könnten Transportkosten gespart werden.
- Die Auslastung der Anlage ist nicht wie in anderen Hafenstandorten nur über die Schifffahrt abgedeckt, sondern durch das sog. Peak-Shaving der SWL gestützt. Mit einer LNG-Tankanlage erzielt die SWL wirtschaftliche wie betriebliche Vorteile.
- Die Investition in eine LNG-Anlage wird nicht unerheblich gefördert.
- Der Einsatz von LNG führt zur Reduzierung der Umweltverschmutzung und ist ein wichtiger Meilenstein für eine nachhaltige Hafenwirtschaft. LNG kann als einziger alternativer Schiffsbrennstoff alle zu erwartenden und bereits bestehenden Schiffsemissionsregulierungen einhalten. Die Luftqualität und die NOx-Bilanzierung im Bereich der Hafenanlagen und um die Hafenanlagen werden sich spürbar verbessern.
- Da LNG als alternativer Antriebsstoff derzeit neben der Schifffahrt zahlreiche weitere Potenzialfelder aufweist, wird eine LNG-Anlage im Lübecker Hafen die zukünftige wirtschaftliche Entwicklung der Stadt fördern und erleichtern.
- Für das Kreuzfahrtgeschäft kann eine LNG-Tankanlage marktstrategische Vorteile bringen.
- Neben der SWL als Betreiber der Anlage können grundsätzlich auch private Betreiber (Bomin-Linde oder Gasnor-Shell) zum Zuge kommen.

Nachteile einer LNG-Tankanlage für den Lübecker Hafen

- Übernahme des finanziellen Risikos für den Bau und den wirtschaftlichen Betrieb, insbesondere für die erste Ausbaustufe bei geringer Nachfrage.
- Innerbetriebliche Einschränkungen im Hafen durch Sicherheitsauflagen beim Umschlag von LNG sind möglich.

8 Handlungsempfehlung

Die BImSchG-Anlagengenehmigung gilt 3 Jahre und ist standortbezogen, jedoch auf beliebige Betreiber übertragbar. Da für den Lübecker Hafen nur die Hansestadt Lübeck / LPA für die benannten Förderprogramme als Antragssteller uneingeschränkt gefördert wird, empfiehlt sich die LPA als federführender Projektträger.

Aufgrund der gesetzlichen Vorgaben des BImSchG beschränkt sich der Genehmigungsumfang in der 1. Ausbaustufe auf eine maximale Anlagenkapazität von 2.000 m³. Für die Planungs- und Genehmigungsphase werden ca. 350.000 € Planungsmittel kalkuliert. Die Kosten schlüsseln sich wie folgt auf:

Nr.	Bezeichnung	Kosten hinterlegt durch	Kostenansatz [€, netto]
1	Wirtschaftlichkeitsberechnung Investitionssumme Infrastruktur+Anlage	geschätzt	15.000,00
2	Vermessungsleistungen	geschätzt	15.000,00
3	Baugrunderkundung und Gründungsberatung	geschätzt	20.000,00
4	Flora & Fauna Kartierung	geschätzt	15.000,00
5	UVS-/FFH-Verträglichkeitsprüfung	geschätzt	20.000,00
6	technische Anlagenplanung inkl. Erstellung der Scoping-Unterlagen sowie der Genehmigungsplanung inkl. Genehmigungsunterlagen (inkl. Betriebsanweisung, Notfall- und Alarmplan)	geschätzt/ Auskunft	110.000,00
7	Sicherheitsbericht zur Anlagenplanung	Auskunft/A ngebot	50.000,00
8	Prüfung des Sicherheitsbericht durch einen nach §29a BImSchG anerkannten bzw. zugelassene Sachverständigen inkl. Abnahme	Auskunft	15.000,00
9	Genehmigungsgebühren	Auskunft	40.000,00
10	fachliche Beratung bei der Erstellung von Förderanträgen	geschätzt	5.000,00
11	Nebenkosten wie z.B. Kopierkosten der Genehmigungsunterlagen etc.	geschätzt	15.000,00
12	Unvorhergesehenes	+10%	32.000,00
			352.000,00
		rd.	350.000,00

Tab. 3 – Zusammenstellung der Planungsmittel für die Erarbeitung der Genehmigungsunterlagen inkl. Genehmigungsgebühren

LPA, SWL und LHG empfehlen aufgrund der vorher benannten und nachfolgenden Gründe das Projekt bis zum Vorliegen einer Genehmigung für den Bau und den Betrieb einer Small Scale LNG-Anlage im Lübecker Hafen für den Standort Skandinavienkai Anleger 8/8a voranzutreiben:

Zum einen sind die zeitlichen Abhängigkeiten mit einer voraussichtlichen Planungs- und Genehmigungsdauer inkl. Bauphase von ca. 3 Jahre bis Ende 2016 zu nennen. Damit ist sichergestellt, dass falls sich die Reedereien bis Ende 2014 für eine Umrüstung oder den Neubau eines Schiffes (Zeitbedarf ca. 2 Jahre) entscheiden, mit der Infahrtstellung des Schiffes auch eine gesicherte LNG-Versorgung für Ende 2016 gewährleistet wird. Zum anderen sind die strategisch bedeutenden Zusammenhänge für den Lübecker Hafen anzuführen. Zusätzlich ist auf die derzeit bestehenden fördertechnischen Möglichkeiten hinzuweisen.

Der alternative Standort am Lehmannkai III steht aufgrund der hafenstrategischen Planungen der Fa. Lehmann KG nicht zur Verfügung. Die durch den Flächenbedarf für eine LNG-Tankanlage resultierende hafenbetriebliche Einschränkung ist zu groß.

Die entstehenden Kosten zur Erwirkung einer Genehmigung wären von der Hansestadt Lübeck vorzufinanzieren. Die Teile der Planung der erforderlichen Infrastruktur werden von der LHG nach Fertigstellung der Anlage über den bestehenden Nutzungsvertrag refinanziert. Eine Refinanzierung der Planung der Anlage wird über das zukünftige Betreibermodell geregelt.

Die nächsten Schritte sind:

- I. Beauftragung der Planung und Stellung des Genehmigungsantrags für eine LNG-Tankanlage;**
- II. Klärung der Fördermöglichkeiten sowie Beantragung von Fördermitteln;**
- III. Prüfung und Festlegung des Betreibermodells;**
- IV. Sobald die Refinanzierung sichergestellt ist, erfolgt die Haushaltsanmeldung der Baumaßnahme.**

LNG-Potenzialanalyse für den Lübecker Hafen

Entscheidend für die Planung eines Small Scale LNG-Terminals ist die zu berücksichtigende Kapazität bzw. Lagermenge. Sie bestimmt die Anlagengröße und somit den Platzbedarf, die resultierenden sicherheitstechnischen Belange sowie das Umschlagskonzept. Bei der LPA wurden zum Thema „LNG-Potenzialabschätzung für die Linienschifffahrt (Short Sea Shipping)“ drei Lösungsansätze bearbeitet.

Ansatz 1

Der Det Norske Veritas (DNV) hat eine Abschätzung zur weltweiten LNG-Nachfrage aus der Seeschifffahrt für 2020 auf der Prognose für Schiffsneubauten auch für den Raum Europa und Ostsee vorgenommen. Derzeit werden in dieser Region zwischen 0,07 bis 0,09 Mio. t LNG pro Jahr benötigt – vorwiegend in Norwegen. In 2020 soll der Bedarf an LNG auf 1,4 bis 2,2 Mio. t pro Jahr anwachsen.

Global LNG bunker demand by 2020



Abb. 1 – Übersicht "bunker demand 2020" (Quelle DNV)

Für alle 139 dem Trans-European Transport Network (kurz: TEN-T) zugehörigen See- und Binnenhäfen errechnet sich daraus eine durchschnittliche Nachfrage auf Basis der Maximalprognose von 2,2 Mio. t pro Jahr von 43 t pro Tag. Würden nur die 20 wichtigsten TEN-T Häfen ein LNG-Terminal anbieten (Lübeck ist TEN-T Hafen) würden durchschnittlich dort 300 t LNG pro Tag abgerufen.

Durch diese Annahmen lassen sich für 2012 bis 2020 über eine entsprechende Mittelwertbildung, eines unterstellten linearen Zuwachses sowie Umrechnung ein Bedarf an LNG für den Hafen Lübeck von 2.000 m³ pro Woche für 2020 bzw. 4.800 m³ pro Woche für 2030 abschätzen (siehe Tab. 1).

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4	
Jahr	Minimum für 139 Hafenstädte [m ³ /Woche]	Maximum für 139 Hafenstädte [m ³ /Woche]	Minimum für 20 wichtigste Hafenstädte [m ³ /Woche]	Maximum für 20 wichtigste Hafenstädte [m ³ /Woche]	Mittelwert [m ³ /Woche]
2015	174	269	1.207	1.871	880
2020	428	672	2.972	4.670	2.186
2025	682	1.075	4.734	7.470	3.491
2030	935	1.478	6.502	10.270	4.796

Tab. 1 – Ergebnisse LNG-Potenzial auf Basis der Zahlen vom DNV

Ansatz 2

Anhand des derzeitigen Schiffsbrennstoffverbrauchs (z. B. Schweröl) und einer prognostizierten Steigerung des Schiffsbrennstoffverbrauchs (von 2007 bis 2020) von rd. 30 % (Quelle IMO) wurden für die Strecken Travemünde-Helsinki und Travemünde-Trelleborg pro Schiffstour LNG-Verbräuche berechnet. Abgesehen davon, dass in den Häfen derzeit sowieso nur schwefelarmer Diesel gefahren werden darf, wurden für die weiteren Berechnungen ein mittlerer Schwerölverbrauch auf der Ostsee von rd. 75 t/d für ein RoPax- und RoRo-Schiff im Linienverkehr angenommen. Hieraus lässt sich ein mittlerer Schwerölverbrauch von knapp 3.000 l/h errechnen. Für die rd. 1.132 km von Travemünde nach Helsinki benötigt die Reederei Finnlines rd. 28,5 Stunden – demzufolge rd. 85.000 l Schweröl oder 75 l/km. Die Reederei TT-Line benötigt 8,5 Stunden Fahrtzeit für die 221 km zwischen Travemünde und Trelleborg. Daraus berechnen sich rd. 16.500 l Schweröl oder

auch 75 l/km. Durch Umrechnung mit Hilfe des spezifischen Gewichts von Schweröl, dem Energiewertvergleich pro kg zwischen LNG und Schweröl und dem Umrechnungsfaktor für Tonnen in m³ LNG lässt sich aus den ermittelten Werten ein LNG-Äquivalent in m³ zum benannten Schwerölverbrauch berechnen.

Strecke	Entfernung [km]	Dauer [h]	Verbrauch Schweröl [t]	Äquivalent LNG [m ³]	Anzahl der Fahrten*	LNG Potenzial [m ³ pro Woche]
Travemünde-Helsinki	1.132	28,5	85.000	160,5	2	321,0
Travemünde-Trelleborg	221	8,5	16.500	31,1	13	404,3

*derzeit fährt Finnlines im Rundkurs und nicht bestimmte Routen; TT-Line fährt derzeit 5 Tage mit 4 Abfahrten und 2 Tage mit 3 Abfahrten mit 2 Schiffen

Tab. 2 – Übersicht LNG-Äquivalente zum Schwerölverbrauch

Unter der Annahme, dass beim Szenario A - Minimum ab 2017 das erste Schiff LNG tanken möchte und alle 2 Jahre ein Schiff hinzukommt, ergibt sich anhand des Durchschnittspotenzials von 363 m³ LNG/Woche und einer prognostizierten Verbrauchssteigerung für Schiffsbrennstoff von rd. 30% ein Potenzial von rd. 2.500 m³ LNG/Woche für 2030. Für das Szenario B - Maximum, dass ab 2015 das erste Schiff LNG tankt und rd. alle 1,5 Jahre ein Schiff hinzukommt ergibt sich ein LNG Potenzial von rd. 5.000 m³/Woche (Tab. 3).

Jahr	Szenario A		Szenario B		Mittelwert [m ³ /Woche]
	Anzahl Schiffe Minimum	LNG-Bedarf Minimum inkl. Verbrauchssteigerung [m ³ /Woche]	Anzahl Schiffe Maximum	LNG-Bedarf Maximum inkl. Verbrauchssteigerung [m ³ /Woche]	
2015	0	0	1	547	273
2020	2	977	4	1.954	1.466
2025	3	1.466	6	2.932	2.199
2030	5	2.443	10	4.886	3.664

Tab. 3 – LNG-Potenzial anhand der Schwerölverbräuche

Unter der Annahme, dass von 2015 bis 2030 im Liniendienst minimal 5 Schiffe bzw. maximal 10 Schiffe LNG tanken wollen, ergibt sich im Vergleich zum Ansatz 1 ein mittlerer LNG-Bedarf für das Jahr 2030 von rd. 3.700 m³ pro Woche für den Lübecker Hafen (Tab. 3).

Ansatz 3

Beim Ansatz 3 handelt es sich um die LNG-Potenzialabschätzung aus der zugehörigen Master Thesis. Hier wurden die in Lübeck im Linienverkehr agierenden RoPax- und RoRo-Schiffe hinsichtlich Baujahr, Leistung, Anzahl der Fährfahrten, reine Fahrzeiten und die Hafentiegezeit gelistet und analysiert. Mit Hilfe der Liste, die die Jahresleistung der jeweiligen Schiffsmotoren in MW/h schätzt, wird über das Alter der Schiffe und die Annahme, dass Schiffe nach 10 Jahren Betriebszeit auf LNG umgestellt bzw. nach 30 Jahren durch neue LNG betriebene Schiffe ersetzt werden, der LNG-Bedarf in m³ pro Woche anhand der HL-spezifischen Schiffsflotte hochgerechnet. Es wurden zwei Varianten unter Berücksichtigung des prognostizierten Wachstums beim Umschlagsvolumen berechnet. Die Variante X berücksichtigt das reale Wachstum im Lübecker Hafen der letzten 17 Jahre (1% pro Jahr). Die Variante Y den Ansatz des „Baltic Transport Outlook bis 2030“ aus dem Jahr 2011 (BTO), der von 2,5% pro Jahr ausgeht.

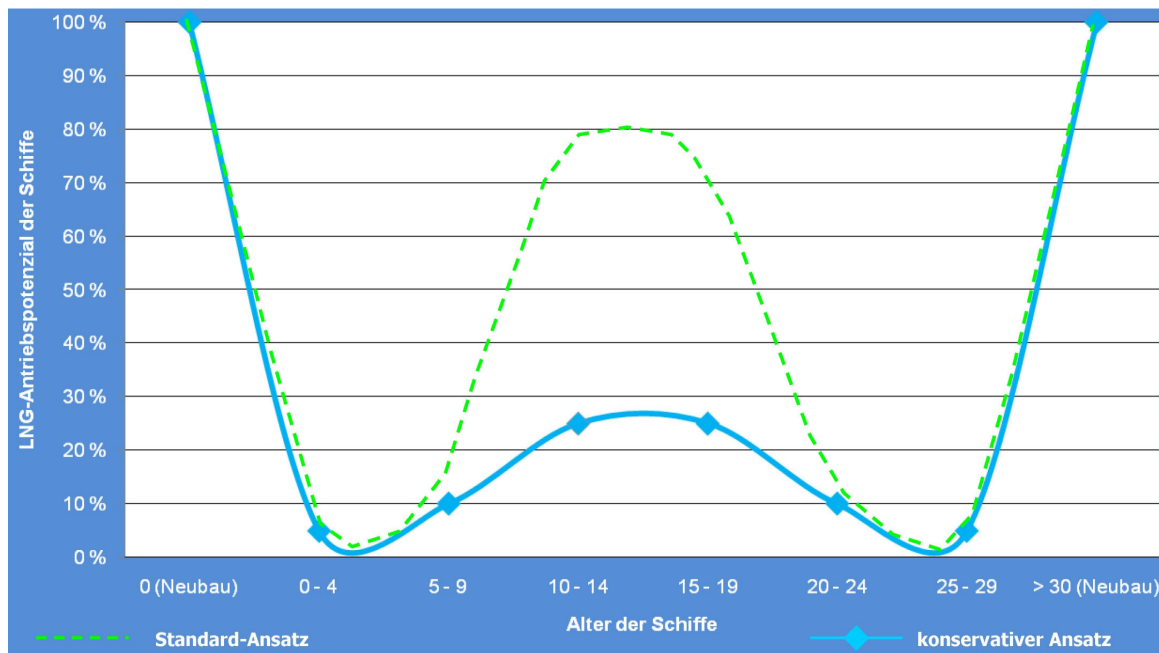


Abb. 2 – Übersicht zum LNG-Antriebspotenzial in Abhängigkeit der Schiffsalter

Angenommen wird, dass nach 10 Jahren Betriebszeit nur jedes 4. Schiff auf LNG umgerüstet sein soll, was als eher konservativer Ansatz beurteilt wird. So ergibt sich im Durchschnitt ein wöchentliches LNG-Potenzial für 2030 von 4.200 m³ (siehe Tab. 4)

	Variante X	Variante Y	
Jahr	Wachstumsrate gem. Entwicklung wie in den letzten 17 Jahren [m ³ /Woche]	Wachstumsrate gem. Prognose der BTO (2011) [m ³ /Woche]	Mittelwert [m ³ /Woche]
2015	1.000	1.000	1.000
2020	1.900	2.100	2.000
2025	3.400	3.700	3.550
2030	4.000	4.400	4.200

Tab. 4 – LNG-Potenzial anhand der Lübecker Schiffsflotte

Ergebnis der Ansätze

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass alle drei Ansätze zu vergleichbaren Größenordnungen kommen. Somit lässt sich ein stufenweise anwachsendes LNG-Potenzial von rd. 700 m³ im Jahr 2015 bis rd. 4.200 m³ pro Woche für das Jahr 2030 benennen.

Anhand der prognostizierten LNG-Durchsätze ergibt sich ein Flächenbedarf für die Anlage von rd. 1 ha für den Vollausbau (6.000 m³ Lagervolumen LNG) zzgl. eines Sicherheitsbereichs, der im Rahmen der weiteren Anlagenplanung zu spezifizieren ist.

Wahrscheinlich wird es neben der Linien-Seeschifffahrt zukünftig zahlreiche andere Nutzungsmöglichkeiten für LNG geben. Hierbei sind der ÖPNV (Busse und Priwallfähre), andere Seeschiffe, die Binnenschifffahrt, die sog. weiße Flotte, Umschlaggeräte im Hafen, Speditionen oder gewerbliche Betriebe mit hohem Energiebedarf etc. zu nennen. Eine Versorgung von anderen Hafenstandorten und der dort platzierten Kreuzfahrt kommt auch in Betracht. Eine LNG-Potenzialanalyse für diese Bereiche wurde derzeit nicht erstellt, kann aber grundsätzlich neben dem Peak-Shaving für das städtische Gasnetz von relevanter Bedeutung sein.

Suche eines geeigneten Standorts für eine LNG-Anlage

Die Standortsuche in Lübeck gestaltet sich im Abgleich zu anderen Hafenstädten wie Hamburg oder Rostock eher schwierig, da Lübeck keine Hafenbereiche für den klassischen Flüssigbrennstoffumschlag besitzt (Stichwort: Tankschiffhafen). Im Rahmen der Standortsuche wurden anhand von diversen Suchkriterien (Suchraum stromabwärts der Eric-Warburg-Brücke, Hoheitsgebiet der Hansestadt Lübeck, bestehende Terminalflächen und Kaianlagen, direkt am Traveufer gelegene Industriebrachen, potenzielle Hafenerweiterungsflächen gemäß geltendem Hafenentwicklungsplan unter Ausschluss von Naturschutzgebieten) im Bereich der Trave 23 potenzielle Flächen ermittelt.

Anhand von Ausschluss- und Auswahlkriterien (Bewertungskriterien) wurden die potenziellen Standorte bzgl. ihrer Eignung bewertet. Die Ausschlusskriterien sind einzuhaltende Abstandsempfehlungen zur Wohnbebauung und Gebäuden mit gewerblicher Nutzung sowie zum Schifffahrtsweg Trave bzw. anderer relevanter Einbauten z.B. eine 380 kV-Hochspannungsleitung. Zudem können besondere Erfordernisse hinsichtlich der Abstände aufgrund der Anlagentechnik sowie die generelle Grundstücksverfügbarkeit Ausschlusswirkung haben. Vier Flächen sind aus letzterem Grund sofort entfallen.

Als Auswahlkriterien wurden derzeit eine generelle Risikobewertung für grundsätzlich mögliche Standorte, das vorhandene Flächenpotenzial z. B. für evtl. Erweiterungen, die vorhandene Anlegerlänge bzw. vorhandene Anlegerinfrastruktur, die Entfernung vom städtischen Gasnetz sowie die voraussichtliche Genehmigungsdauer und die Zeit für eine bauliche Umsetzung angewendet. Die Auswahlkriterien „Herzustellende Infrastruktur“ (Kaianlage + Flächenherstellung, Baggerung etc) sowie der Bau der Gasleitung sind als Kriterium „Investitionskosten“ ermittelt, zusammengefasst und bewertet worden.

In einem weiteren Schritt sind für die ermittelten Bewertungskriterien (Ausschluss- bzw. weiche Auswahlkriterien) Bezugsgrößen für die Ausschlusskriterien und ein Punkte- und Wichtungssystem für die sog. weichen Auswahlkriterien festgelegt worden.

Für die Planung von LNG-Tankanlagen existieren in Deutschland keine vollständigen Handlungsanweisungen oder Gesetzesvorgaben. Für die Ermittlung einer Abstandsempfehlung im Rahmen der Standortsuche wurde von der Genehmigungsbehörde

eine von einem Sachverständigen angefertigte Gefährdungsbeurteilung für den chemischen Stoff LNG gefordert.

Als Stoff ist LNG (reines Methan) grundsätzlich als ein brennbares Gas einzustufen, welches in Verbindung mit Luft bzw. Sauerstoff explosiv sein kann (Explosionsgruppe II A). Das LNG ist in seinem tiefkalten und flüssigen Aggregatzustand (-163 °C) abgesehen von den kryogenen Eigenschaften als ungefährlich zu bezeichnen. Gefährlich ist der schlagartige Übergang aus dem flüssigen in den gasförmigen Aggregatzustand unter atmosphärischen Bedingungen. Im Abgleich zum LPG (Propan/Butan) liegt jedoch eine deutlich niedrigere und somit ungefährlichere kritische Temperatur (-82,5 °C zu 96,8 °C/152,1 °C) vor.

Im Rahmen der Gefährdungsbeurteilung wurde durch Ausbreitungsberechnungen anhand von diversen Unfall- und Leckage-Szenarien für eine LNG-Tankanlage eine Abstandsempfehlung zu Wohngebieten abgeleitet. Für die Landseite ergibt sich eine Abstandsempfehlung im Sinne der KAS-18 von 90 bis 120 m. Nach Bearbeitung einer konkreten Anlagenplanung und Berücksichtigung von Sicherheitsvorkehrungen gem. Stand der Technik können die resultierenden und konkreten Sicherheitsabstände für die eigentliche Anlage bestimmt werden. Diese können noch deutlich geringer als die Abstandsempfehlungen für die Standortsuche auf der Planungsebene sein.

Der vom Gutachter empfohlene Abstand zu landseitigen Wohnbauten wurde von Seiten der LNG-Projektgruppe mit einem 10 m (+8%) Sicherheitsaufschlag versehen.

Laut geltenden Vorgaben des Wasser- und Schifffahrtsamtes Lübeck (WSA) ist zwischen dem Hauptfahrwasser und dem am Anleger liegenden Schiff ein Sicherheitsabstand von 20,0 m und zu festen Einbauten wie Kaianlagen ein Abstand von 50,0 m für normale Fährschiffe/Schiffstypen einzuhalten. Für LNG-Tankschiffe ist laut den zuständigen Behörden (WSA und Hafenkapitän) dieser Sicherheitsabstand an das Gefahrgut „Flüssiggas“ anzupassen. Für die Standortbewertung wurde seitens der Hafenplanung dieser Wert vorerst verdoppelt und mit 40,0 m bzw. zu festen Einbauten mit 70,0 m Abstand gerechnet.

		Abstand zum Haupt- fahrwasser Trave [m]	Abstand zum Wohngebiet [m]	Abstand zum Mischgebiet [m]
Nr.	Standort	70m	130m	130m
1	Kohlenhofkai	30	5	35
2	Ostpfeußenkai	15	250	10
3	Skandinavienkai – Hillenberganleger	60	150	420
4	Skandinavienkai – zweiter Bauabschnitt	25	540	965
5	Skandinavienkai – Anleger 8a	100	1.030	1.040
6	Lehmannkai 3	190	430	830
7	Schlutupkai II - West	570	230	170
8	Seelandkai	55	520	370
9	Herreninsel- Klärwerksgelände	110	440	370
10	CTL - Cargo Terminal Lehmann	45	145	70
11	Ölmühle/Schrotthandel	35	210	100
12	Lehmannkai 1	25	100	120
13	ehemals Kraftwerk Siems	40	210	270
14	Teerhofinsel – BGS	180	1.410	1.360
15	Teerhofinsel - Petroleumhafen	30	720	640
16	Nordlandkai – Anleger 5	60	535	470
17	Nordlandkai – Anleger 4	20	520	610
18	Nordlandkai – Havemann	10	280	470
19	Konstinkai	100	70	170

Tab. 1 – Übersicht nach Anwendung der Ausschlusskriterien (Rot hinterlegt)

Nach Anwendung der Ausschlusskriterien verbleiben derzeit fünf potenzielle Standorte: BGS-Gelände auf der Teerhofsinsel, ehemaliges Klärwerksgelände auf der Herreninsel, Bereich am Schlutupkai II, Lehmannkai 3 sowie Skandinavienkai im Bereich Anleger 8/8a. Anhand der Tabelle 1 wird deutlich, dass die Fahrwassergeometrie der Trave maßgeblich zum Ausschluss zahlreicher potenzieller Standorte führt, insbesondere der von der LHG favorisierte Standort Skandinavienkai – Hillenberganleger konnte aus diesem Grund nicht weiter berücksichtigt werden.

Das Ergebnis der Bewertung der weichen Auswahlkriterien für die verbliebenen Standorte ergibt sich wie folgt:

		Summe der Punkte		Realisierungsdauer Gen. - Bau	Gesamtinvestitionskosten Infrastruktur [€]	Risikobewertung	Vereinbarkeit mit Bestand	Revierzeit
	Maximale Punktzahl	90		10	40	20	15	5
Nr.	Standort			2015	15.000.000			
1	Skandinavienkai - Anleger 8a	50	Angabe Punkte	2 - 2 4	5.290.000 26	12	3	5
2	Lehmannkai 3	64	Angabe Punkte	5 - 4 9	1.900.000 35	11	6	3
3	Schlutupkai II - West	28	Angabe Punkte	1 - 2 3	13.350.000 4	10	8	3
4	Herreninsel - Klärwerksgelände	24	Angabe Punkte	1 - 2 3	14.817.500 1	8	10	2
5	Teerhofinsel - BGS	37	Angabe Punkte	1 - 2 3	8.860.000 16	7	10	1

Tab. 2 – Übersicht Standortbewertung anhand der Auswahlkriterien

		Summe	Gesamtkosten Infrastruktur [€]	Gesamt Baggerung [€]	Dalbenganleger [€]	Flächenvorbereitung [€]	Verlängerung MOP 16 [€]	Rückbau von Bestand [€]	Grunderwerb [€]
Nr.	Standort	40	15.000.000			2.500m ²			1ha
1	Skandinavienkai – Anleger 8a	26	5.290.000	-	1.500.000	3.100.000	650.000 (650 m)	40.000	-
2	Lehmannkai 3	35	1.900.000	-	-	100.000	1.780.000 (1.780 m)	20.000	-
3	Schlutupkai II - West	4	13.350.000	8.415.000	2.500.000	275.000	2.160.000 (2.160 m)	-	-
4	Herreninsel - Klärwerksgelände	1	14.817.500	10.562.500	2.500.000	275.000	1.480.000 (1.480 m)	-	-
5	Teerhofinsel – BGS	16	8.860.000	5.415.000	2.500.000	275.000	170.000 (170 m)	-	500.000

Tab. 3 – Detailübersicht zum Auswahlkriterium Gesamtinvestitionskosten Infrastruktur

		wasserseitig		landseitig		
		Summe	Geometrie Fahrwasser	Begegnungsregelung, -verbote	Abstand zu Bestand	Standort-nachteil LNG-Terminal
Nr.	Standort	20	5	5	5	5
1	Skandinavienkai - Anleger 8a	12	3	4	2	3
2	Lehmannkai 3	11	3	4	2	2
3	Schlutupkai II - West	10	3	3	2	2
4	Herreninsel - Klärwerksgelände	8	2	2	2	2
5	Teerhofinsel - BGS	7	2	1	3	1

Tab. 4 – Detailübersicht zum Auswahlkriterium „Generelle standortbezogene Risikobewertung“

Nach wie vor gilt die Bewertung hinsichtlich der Wasserseite sowie zur 380kV-Leitung unter Vorbehalt, da noch kein gutachterlich belegter Wert für die einzuhaltenden Sicherheitsabstände vorliegt.

Derzeit liegt der Lehmannkai 3 mit 64 von 90 Punkten (64/90) auf Platz 1, gefolgt vom Skandinavienkai – Anleger 8/8a mit 50/90.

Für die Standorte Herren- und Teerhofsinsel sowie Schlutupkai II sind wegen der bisher dort komplett fehlenden Hafeninfrastruktur sehr hohe Gesamtinvestitionskosten (ohne Kosten für den eigentlichen Anlagenbau) zu erwarten.

Anhand des Ideallayouts (100 m x 100 m = 1 ha) wurde ein spezifisches Anlagenkonzept für den Standort Skandinavienkai Anleger 8/8a in Zusammenarbeit mit einem fachkundigen Ingenieurbüro erstellt. Das Konzept ist auch grundsätzlich auf den Standort am Lehmannkai III mit Anpassungen übertragbar. Die Standortwahl erfolgte aufgrund der derzeit ungeklärten geplanten Doppelnutzung von vorhandenen Anlegerkapazitäten und aufgrund der unmittelbaren Nähe zu den voraussichtlichen Hauptabnehmern aus der Seeschifffahrt (Skandinavienkai als größtes Lübecker Terminal). Als weiteres Argument ist die Entfernung von der 16 bar Gasleitung der Stadtwerke zu berücksichtigen (Skandinavienkai = 600m; Lehmannkai 3 = 1.800m). Zudem geht durch die gewählte Anlagenanordnung in der vorhandenen Hafenböschung am Skandinavienkai keine Hafenumschlagsfläche verloren.

Ausgewählte Zeitungsartikel und Meldungen

6. AUGUST 2013



Die neue Großfähre "Berlin" für die Strecke Rostock-Gedser schwamm fertig nur als Miniatur in der Hamburger "Wunderland"-Ausstellung. Die Reederei Scandlines verhandelt nun mit einem anderen Schiffbauer über zwei neue Neubauten.

03.07.2013 | HAFEN | WIRTSCHAFT > MARITIME WIRTSCHAFT > SCANDLINES VERHANDELT ÜBER FÄHRENNEUBAUTEN

Ersatz für "Copenhagen" und "Berlin" in Aussicht

Die deutsch-dänische Reederei und das Unternehmen STX Finland haben heute eine Absichtserklärung unterzeichnet, die nach weiteren Verhandlungen bis Ende des Sommers in einen Vertrag münden soll. Demnach soll der finnische Schiffbaukonzern die zwei Fähren für die Strecke Rostock-Gedser bauen. Die Erklärung enthält auch den Auslieferungstermin im Frühjahr 2015.

Geplant sind zwei „Doppelendfähren“, die dank ihrer Konstruktion auch auf der Route Puttgarden-Rødby fahren können sollen. Jede Fähre wird Kapazität für 1300 Passagiere und 72 Lkw oder 382 Pkw bieten. Die Fähren werden mit umweltfreundlicherem Flüssigerdgas (LNG) statt traditionell mit Schweröl betrieben.

Weiterführende Artikel:

Keine neuen Fähren nach Gedser

Scandlines hatte ursprünglich die Stralsunder Werft mit den Schiffsneubauten beauftragt. Wegen verschiedener Mängel löste die Reederei kurz vor Fertigstellung den Vertrag auf, der Schiffbaubetrieb meldete Insolvenz an. Für die unfertigen Fähren "Copenhagen" und "Berlin" wird ein neuer Käufer gesucht. Im Überseehafen waren bereits im Frühling 2012 extra neue Anleger für diese Fähren gebaut worden. "Die waren speziell für die Schiffe, die in Stralsund gefertigt werden sollten, ausgelegt. Für die ganz neuen Doppelendfähren, die jetzt im Gespräch sind, müssen sie angepasst werden", sagt Christian Hardt, Sprecher der Rostocker Hafengesellschaft Hero. Über Kosten und Umfang könne er jetzt noch nichts sagen, aber: "Scandlines ist das bewusst. Und es herrscht Einverständnis darüber, dass die Reederei diese Anpassungsmaßnahmen bezahlen wird."

PM/RENATE GUNDLACH

Zweites Kreuzfahrt-Fährschiff von Fjord Line zu Wasser gelassen



Unter Anwesenheit tausender Zuschauer wurde am 1. März 2013 das zweite neue Kreuzfahrt-Fährschiff der Reederei Fjord Line im polnischen Gdansk zu Wasser gelassen.

Der 170 Meter lange Neubau, der ab Spätherbst 2013 als MS Bergensfjord zum Einsatz kommen soll, wird in wenigen Tagen – schon in den Farben der Reederei – nach Norwegen geschleppt. Hier erfolgt in der Werft Bergen Group Fosen die Innenausstattung und Fertigstellung aller übrigen ausstehenden Arbeiten.

Die zukünftige MS Bergensfjord bietet Platz für 306 Kabinen bzw. 1.500 Passagiere und bis zu 600 Pkw. An Bord erwartet Passagiere eine nordisch entspannte Atmosphäre mit verschiedenen Restaurants, Bars, Shops und anderen Annehmlichkeiten. Dies gilt ebenso für das baugleiche Schwesterschiff MS Stavangerfjord, das schon am 29. Mai auf Jungfernfahrt gehen wird. Nach dem Einsatz beider Schiffe bedient Fjord Line dann mit täglichen Abfahrten die Linie Hirtshals (DK) -Stavanger/Bergen nach Fjordnorwegen und die Linie Hirtshals-Langesund in Telemark mit Anschluss nach Oslo.

MS Bergensfjord und MS Stavangerfjord werden ausschließlich mit CO₂-neutralem Flüssiggas (LNG) statt wie üblich mit Schweröl angetrieben. Damit erfüllt die norwegische Reederei schon jetzt die strengen Umweltauflagen, die im Fährverkehr in Nordeuropa erst ab 2015 gelten werden.



15 LNG-Stationen in den Niederlanden

Die LNG-Tochter des Energiekonzerns GDF Suez, das Unternehmen GDF Suez LNG Solutions, will in den Niederlanden in den kommenden bis zu fünf Jahren umfassend in den Aufbau einer LNG-Versorgungsinfrastruktur investieren. Das teile das Unternehmen jetzt mit. Demnach sollen bis etwa 2017/2018 insgesamt 15 LNG-Bevorratungsstationen eingerichtet werden. Diese Anlagen sind dabei sowohl für die Versorgung von Schiffen als auch von Lkw vorgesehen.

Der Energiekonzern sieht in LNG einen entscheidenden Beitrag zur wirkungsvollen Senkung der vom Verkehrssektor ausgehenden Umweltbelastung, und zwar sowohl beim Ausstoß von Luftschadstoffen als auch bei den Geräuschemissionen. Für Lkw ist LNG interessant, weil der Straßengüterverkehr in den kommenden Jahren mit weiteren Umweltauflagen zu rechnen hat. Der Konzern hat derzeit 17 eigene LNG-Carrier im Einsatz. EHA

EU-Geld für neues LNG-Projekt

Hafen Göteborg erhält rund 35 Millionen Euro – Terminal wird Gemeinschaftsprojekt



Foto: Hafens Göteborg

Universalhafen Göteborg: Künftig wird sein Portfolio um einen LNG-Terminal ergänzt

Der westschwedische Hafen Göteborg erhält mit einem Betrag von 305 Millionen SEK (rund 35 Millionen Euro) nachhaltige Unterstützung aus Brüssel für den geplanten LNG-Terminal.

Damit bekommt der Einsatz des umweltfreundlichen Flüssigerdgases vor allem in der Schifffahrt ei-

nen entscheidenden Impuls, ist Magnus Karestedt, Vortandschef des Hafens Göteborg, überzeugt. Der neue Terminal wird als Gemeinschaftsprojekt vom niederländischen Tanklager-Logistiker Koninklijke Vopak NV sowie dem schwedischen Gas-Infrastruktur-Spezialisten Swedegas realisiert. Der Terminal soll rechtzeitig zur Verschärfung der

Luftreinhalte-Grenzwerte in Nord- und Ostsee betriebsklar sein. Neben Schiffen soll der Terminal auch anderen potenziellen LNG-Verbrauchern zur Verfügung stehen. Vopak ist im LNG-Sektor bereits sehr erfahren. So nahm der Konzern im Herbst 2011 im Hafen Rotterdam den Großterminal „Gate“ in Betrieb. Diese Anlage ist allerdings als Import-

Terminal für die heimische Ergasversorgung bestimmt. Vopak ist darüber hinaus in weiteren Häfen aktiv, da es im LNG eine sinnvolle Ergänzung zum bestehenden Kerngeschäft sieht.

Den Weg für den in Göteborg zu errichtenden Terminal haben die Hafenverwaltungen des Ostseehafens sowie des Rotterdamer Hafens (HbR) entscheidend genehmigt. Einen ganz entscheidenden Raum nahm in den zurückliegenden Monaten die Erarbeitung eines sicherheitstechnischen Regelwerkes ein. Gerade der HbR hat stets betont, dass LNG nur dann erfolgreich sein kann, wenn es für die potenziellen Nutzer, allen voran die Reedereien, ein einheitliches Regelwerk gibt, das den Bereich des Bunkerprozesses abdeckt.

Auch andere Ostseehäfen sind intensiv mit dem Thema LNG befasst. Weit gediehen sind dabei die Pläne im südwestfinnischen Hafen Turku. EHA

Kanada baut neue Terminals

Asiatische Länder sollen Absatzmärkte für LNG werden

Kanada will neue Absatzmärkte für Flüssigerdgas erschließen. Dafür sind aber noch Investitionen in die Infrastruktur nötig.

Schon heute ist Kanada nach den USA und Russland der drittgrößte Erdgasproduzent weltweit. Bis 2020 soll die jährliche Förderung von derzeit rund 150 Milliarden Kubikmeter auf 200 Milliarden Kubikmeter steigen. Allerdings konzentriert sich der bisherige Hauptabnehmer – die USA – verstärkt auf die eigene Schiefergasförderung und wird deshalb in den kommenden Jahren voraussichtlich weniger abnehmen. Deswegen will Kanada neue Absatzmärkte erschließen, darunter Japan, Südkorea, China, Indien, Singapur, Malaysia und Thailand.

Um die entsprechende Infrastruktur bauen zu können, hat die nationale Energiebe-

hörde nun drei Exportlizenzen für Flüssiggas (LNG) erteilt. Die größte Anlage entsteht derzeit in der Hafenstadt Kitimat in British Columbia. Dort soll neben einer Verflüssigungsanlage mit einer Kapazität von 90 Millionen Kubikmeter täglich auch ein kompletter Terminal für den anschließenden Seetransport über den Pazifik gebaut werden. Die Kosten liegen bei rund neuen Milliarden Euro. Beteiligt ist ein Konsortium aus Shell Canada, Korea Gas Corp., Mitsubishi und Petro China. Ebenfalls in Kitimat bauen die beiden US-Konzerne Chevron und Apache eine entsprechende Anlage, die eine tägliche Kapazität von 20 Millionen Kubikmetern haben soll.

Die Inbetriebnahme beider Terminals soll stufenweise ab 2015 erfolgen. NfA/pk

„Ostfriesland“ 2014 einsatzklar

Der Umbauftrag wird in Bremen und Bremerhaven vollständig ausgeführt



Foto: AG EMS

Künftig noch sauberer und auch länger: die „Ostfriesland“

► von Seite 1

Konzept, ein komplett neues Achterschiff zu bauen“, begründet Dr. Bernhard Brons, Vorstand der AG „EMS“, die Vergabe-Entscheidung. Um den bestmöglichen Raum für die neue Antriebstechnik zu bieten, hat sich BVT für einen Neubau des Achterschiffes entschieden: „So können wir den Anforderungen der Technik besser entsprechen, da der spezielle Tank eben auch einen besonderen Platzbedarf hat“,

erklärt Thorsten Rönner, einer der beiden Geschäftsführer der BVT. Geplant ist, den Stahlschiffbau des neuen Achterschiffes auf der Werft in Bremen-Vegesack zu vollziehen. In Bremerhaven erfolgt dann später der Zusammenbau mit dem vorhandenen Schiff, das Mitte 2014 betriebsklar sein soll. Die Fähre erhält zwei neue 6-Zylinder-Wärtsilä-W20DF-Generatorsätze sowie einen Gastank Wärtsilä LNGPac. EHA

„OSTFRIESLAND“

Typ: Auto- und Personenfähre

Baujahr: 1985

Werft: Martin Janssen GmbH & Co. KG Schiffs-werft Leer

BRZ: 1860

Länge: 78,70 Meter

Breite: 12,60 Meter

Tiefgang: 2,56 Meter

Geschwindigkeit: 15,5 Knoten

Maschinenleistung: 2 x 1300 PS

Passagiere (maximal): 1200

Fahrtgebiet: Emsrevier in der beschränkten Auslandsfahrt

16.06.1

7017 LWS

Bunkerschiff soll auf dem Rhein für LNG-Nachschub sorgen

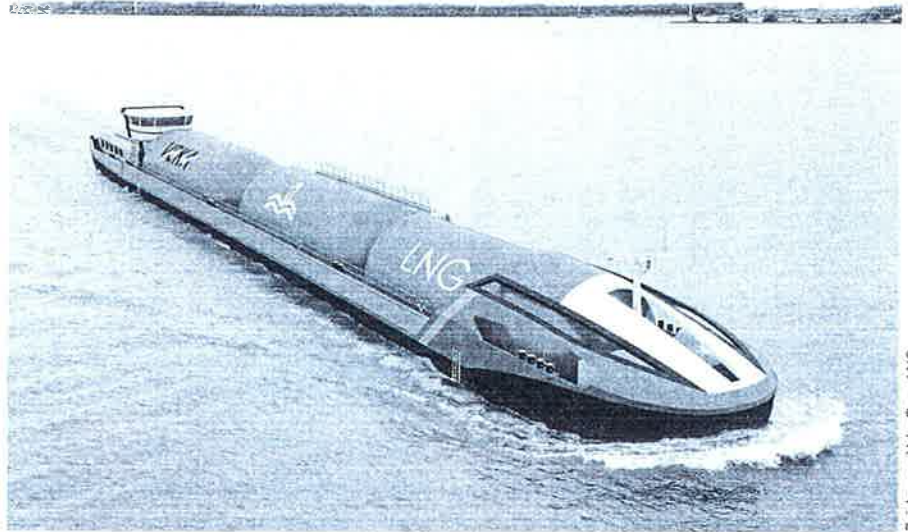
Die Veka-Gruppe und die Reederei Deen Shipping bündeln ihre Kräfte, um dem Einsatz von LNG als Schiffskraftstoff zum Durchbruch zu verhelfen. Gemeinsam wollen die beiden niederländischen Unternehmen zwei Binnentanker bauen und betreiben, die künftig entlang der Rheinschiene Tankstellen mit verflüssigtem Erdgas versorgen sollen.

Von Hermann Garrelmann

Das Tempo, mit dem auch bei Veka in der jüngeren Vergangenheit ständig neue Schiffe gebaut wurden, dürfte sich deutlich verlangsamen. Das weiß auch Unternehmenschef Peter Versluis. Doch er sieht auch Chancen in der inzwischen lang anhaltenden Krise. »Es ist auch eine Zeit, in der man Innovationen entwickeln kann«, sagt er. Ein jeder für sich, besser aber noch gemeinsam mit Partnern. In der Reederei Deen Shipping hat er nicht nur einen Mitstreiter gefunden, sondern auch ein Thema, das beide gern vorantreiben wollen: verflüssigtes Erdgas, kurz LNG (liquified natural gas) als Ausgangsstoff für einen alternativen und umweltfreundlichen Kraftstoff. Erste Erfahrungen haben die zwei neuen Partner unabhängig voneinander bereits sammeln können.

Veka hatte schon vor sieben Jahren mit der »Pioneer Knutsen« auf der Werft in Werkendam einen seegehenden LNG-Tanker gebaut. Und Gerard Deen hatte als erster Reeder überhaupt einen Tanker in Fahrt gesetzt, der aus LNG gewonnenes Gas als Kraftstoff verbrennt. Seit mehr als anderthalb Jahren ist die »Argonon« bereits im Einsatz und hat ihre Tauglichkeit während etlicher tausend Betriebsstunden unter Beweis gestellt.

Das Schiff fährt im sogenannten Dual-Fuel-Betrieb zu 80 % mit Gas als Kraftstoff und nur noch zu 20 % mit Gasöl für die Zündung. Gegenüber einem reinen Dieseltankbetrieb konnten die Emissionen nach Angaben von Deen beim Kohlendioxid (CO₂) um 20 %, bei Stickoxiden (NO_x) um 50 %, bei Schwefeloxiden (SO_x) um 80 % und sogar um 95 % beim Feinstaub verringert werden. Die Bunkerkosten seien um 20 % gesunken, damit amortisiere sich die Investition innerhalb von sechs Jahren. Unterwegs ist die »Argonon« allerdings mit einer befristeten Ausnahmegenehmigung der ZKR, weil weiterhin ein verbindliches Regelwerk für den LNG-Einsatz fehlt und vermutlich noch Jahre auf sich warten lässt. Auch andere Probleme gelten noch nicht gelöst, so zum Beispiel die flächendeckende Verteilung von



Zeichnung: Veka Deen LNG

Der LNG-Binnentanker als erstes Projekt der neuen Partnerschaft von Veka und Deen.

verflüssigtem Erdgas an Bunkerstationen im Binnenland. Auch Deens »Argonon« wird noch per Lkw betankt.

Gleich das erste Projekt des neuen Unternehmens Veka Deen LNG soll erste Abhilfe schaffen. Schon Ende vergangenen Jahres hatte die Werftengruppe Entwürfe für gleich drei LNG-Tanker vorgelegt, darunter auch für einen Binnentanker. Dieses Konzept wurde nun nicht nur modifiziert, sondern soll tatsächlich auch schnellstmöglich gebaut werden. »Das ist eigentlich ein logischer Schritt«, kommentierte Versluis das Projekt. Denn es sei künftig mit einer wachsenden Zahl von LNG-getriebenen Binnenschiffen zu rechnen. Erst jüngst hatte Shell mit der »Greenstream« den ersten von zwei LNG-Tankern für die Rheinschiene in Dienst gestellt. Zwar soll mit einer LNG-Ladung die gesamte Strecke von Rotterdam bis Basel und retour zu schaffen sein, doch gerade die noch fehlende Infrastruktur und Versorgungssicherheit gelten als Haupthemmnisse bei der Markteinführung von LNG.

Der im Modell auf der »Construction & Shipping Industry« gezeigte Tanker soll 2015 in Fahrt gehen. Knapp 90 m lang und gut 10 m breit, kann er in drei Drucktanks rund 2.250 m³ des auf mi-

nus 162 ° Celsius abgekühlten, komprimierten Erdgases transportieren, dessen boil off (Abdampfmenge) für den eigenen Antrieb verwendet werden soll. Lediglich noch 1 % Diesel soll als Zündhilfe dazugegeben werden, damit seien die Schiffe nahezu emissionsfrei unterwegs, heißt es.

Mit zwei von diesen Schiffen soll künftig LNG aus den Seehäfen in Zeebrügge, Antwerpen oder – nach der Fertigstellung des LNG-Terminals auf der Maasvlakte 2 – auch von Rotterdam aus zu den Bunkerstationen und Tankstellen im Hinterland gebracht werden. Möglich und denkbar sei aber auch die Übernahme der Ladung direkt von großen seegängigen LNG-Tankern, sagte Gerard Deen während der Messe-Präsentation.

Eigenes Entwicklungszentrum

Veka, eine der größten und erfolgreichsten Werftengruppen in den Niederlanden, hat weitere Pläne über das neue Joint Venture mit Deen hinaus. Auf dem Betriebsgelände in Werkendam sollen eine neue 600 m lange Kaje und zwei neue Hallen gebaut werden. Auch ein firmeneigenes Entwicklungszentrum soll entstehen, das innovative Ideen für eine »grüne« Binnenschifffahrt liefern soll – am liebsten aus dem eigenen Haus.

Clean ships fuelled by LNG

It is anticipated that within this decade a considerable share of new ships will use gas fuelling. Until 2020, the key issues sulphur and nitrous oxides as well as particles will have a significant regulatory impact. By Klaus Nienaber

International shipping is a heavily regulated industry. Nevertheless, this decade will see plenty of additional regulations coming into force, with significant economic and operational implications. »Managing the cumulative impact may be one of the decade's key challenges, and companies that do not make the right choices may see their long-term viability suffer«, explains Erik Nyhus, Director Environment of Det Norske Veritas (DNV).

Stricter environmental regulations

Today, DNV is a global provider of services for managing risk. Originally the company came from creating safety in shipping, later better known as maritime industry. Established in 1864, DNV now is an independent foundation with the purpose of safeguarding life, property and the environment. Having large oil and gas fields just off their rocky coast, Norway and DNV, together with its home nation, became engaged in developing safety for the exploration and exploitation of these new energy resources. These new times began in the late 1960s.

Recently, DNV stated in its »Technology Outlook 2020«: »Impending stricter environmental regulations that require that the emission levels of SO_x (sulphur oxides), NO_x (nitrous oxides) and PM (particulate matter) are reduced, and probably CO₂ also,

are pushing the maritime industry towards using cleaner energy sources. Increases in bunker oil prices will probably accelerate this transition.«

Abatement technologies, such as exhaust gas recirculation, scrubbers, or catalytic reduction, can meet some of these regulations, but typically CO₂ emissions are increased. Alternatively LNG (liquefied natural gas), bio-fuel blends, or more radical energy sources like wind or sun could be exploited. The implementation of these new technologies could face significant technical and economic challenges, and the time frame ranges from a few years for LNG to decades for wind or sun.

Shipping as emission source

SO_x, NO_x and PM are all emissions into air that result from combustion of marine fuels. The local environmental effects of these are generally well known and include acidification and eutrophication, both of which have potentially severe ecosystem impacts and negative health effects on exposed populations.

The impacts are generally well understood and in some parts of the world (e.g. the EU and USA) have led to strict regulation of emissions from land-based sources. In recognition of shipping becoming a dominant emission source, emissions have been internationally regulated by the Inter-

national Maritime Organization (IMO) through the MARPOL Convention (International Convention for the Prevention of Pollution from Ships).

This gives a combination of general maximum global emission levels and significantly more stringent levels applying to designated sea areas generally known as emission control areas (ECAs). The regulations allow emissions to be mitigated by either changing the fuel type or cleaning the exhaust gas.

There are certain key dates that represent crucial regulatory deadlines for shipping:

- January 2015: 0.1 % sulphur (S) in ECA,
 - January 2016: NO_x Tier 3 in ECA,
 - January 2020 or 2025: 0.5 % S global cap.
- Prior to 2015, operators will have to choose between installing technically complicated and probably expensive exhaust gas cleaning systems (scrubbers) or switching to low sulphur fuel for all ships operating in an ECA. Low sulphur fuel options will realistically be either expensive distillates or LNG, the latter in practical terms being an option only for newbuildings.

For ships built in 2016 and onwards and operating in an ECA, the NO_x requirements add another layer of complexity due to possible difficulties in technically integrating SO_x and NO_x solutions. Finally, in 2020 or 2025 (pending an IMO decision in 2018) the 0.5 % S global cap will enter into force,



North Sea RoPax ferry »Stavangerfjord«

Source: Fjord Line

changing the economics of the decisions made in the preceding years.

Fuelled by natural gas

A switch to natural gas could virtually eliminate the emission of SO_x and particulate matter (PM), and NO_x emissions could be reduced by 90 % in gas-fuelled, lean-burn, four-stroke engines. Such engines are suitable for cruise ships, smaller cargo and service vessels, and also for auxiliary power generating.

Although natural gas combustion can reduce CO₂ emissions by up to 25 % compared with marine diesel oil, emissions of unburned methane represent a problem. Methane is a greenhouse gas (GHG) that is 21 times more potent than CO₂. Depending on the engine type, the change in CO₂ equivalent emissions range from a reduction of 20 % up to a net increase.

Engines fuelled by natural gas, either as CNG (Compressed Natural Gas) or LNG (Liquefied Natural Gas), are widely used for power generation and transport on land.

Technical details		»Boknafjord«	»Stavangerfjord«	»Viking Grace«
Owner		Fjord1, NOR	Fjord Line, NOR	Viking Line, FIN
Builder		Fiskerstrand BLRT	Bergen Group Fosen	STX Turku Shipyard
Finished		December 2011	October 2012	January 2013
Type of vessel		Double-ended	RoPax ferry	RoPax ferry
Length o. a.	m	129.90	170.00	218.00
Breadth	m	18.80	27.50	~32.00
Draught	m	5.00	6.35	~7.00
Gross tonnage	GT	7,500	25,000	57,000
Passengers		600	1,500	2,800
Passenger cabins		none	306	880
Crew		included	70-100	200
Vehicle lanes	m	396	3,900	1,275
Cars		242	600	(500 m)
Main engines		Rolls-Royce	MAN Diesel	Wärtsilä Diesel
Type		3 x 9C25:33L9A	4 x 10L32/44CR	4 x 8L50DF
Fuel		Gas	MDO (Gas)	Gas
Power	kW	3 x 2,310	4 x 5,600	4 x 7,800
Aux. engines	kW	1 x 2,850	3 x 1,980	diesel-electric
Propulsion		4 x AZP100	2 cp-propellers	2 cp-propellers
Speed	kn	20.5	21.5	~22.0
Class		DNV	DNV	LR



Baltic Sea cruise ferry »Viking Grace«

Source: STX Finland



Fachwerkstatt · Großlager · Verkauf · Reparatur **TELEFON: 040/25 90 17**

SIDO Ing. GmbH
Anckelmannstraße 33
20537 Hamburg
Fax: 040/250 80 40
www.sido-elektromotoren.de
sido@sido-elektromotoren.de

Der Lieferant für die Schifffahrt
IP 56 Oberdeckmotoren · Normmotoren · IP 55 + IP 23
Bremsmotoren · Getriebemotoren · Ex"e" und Ex"d" Motoren
Generatoren

SIEMENS SEW EURODRIVE SCHORCH ABB VEM cemp