

Antwort

der Bundesregierung

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Victor Perli, Dr. Gesine Löttsch, Klaus Ernst, weiterer Abgeordneter und der Fraktion DIE LINKE.
– Drucksache 20/6290 –**

Aktuelle Planung von LNG-Terminals in Deutschland

Vorbemerkung der Fragesteller

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat in einem Bericht vom 2. März 2023 umfangreich zum Stand des Baus von deutschen Terminals für Flüssigerdgas („Liquified Natural Gas“, LNG) an den Haushaltsausschuss (HHA) des Deutschen Bundestages berichtet (HHA-Drucksache 20/3623, www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20230303-Ing-bericht.pdf, im Folgenden „Bericht des BMWK an den HHA“). Zuvor hatte dafür das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) dem BMWK mit einer „Analyse der globalen Gasmärkte bis 2035“ zugearbeitet (www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/20230303-Ing-studie.pdf). Mitte März 2023 wurde durch eine Drucksache an den Haushaltsausschuss (20/3637) bekannt, dass die Kosten für die Terminals um mehrere hundert Millionen Euro steigen und jetzt insgesamt bei deutlich über 10 Mrd. Euro liegen sollen.

Sowohl zu den Kosten als auch zur Notwendigkeit der LNG-Terminals stellen sich weiterhin viele Fragen. Die Dimension der LNG-Kapazitäten in Deutschland steht trotz der inzwischen schon vom BMWK reduzierten Planung infrage (vgl. z. B. newclimate.org/sites/default/files/2023-03/newclimate_Ing_uber_kapazitat_deutschland.pdf). Insbesondere die vor Rügen geplanten Terminals zur Versorgung der ab Lubmin laufenden Landröhren werden von Lokalpolitik (vgl. jüngst www.zeit.de/news/2023-03/20/Ing-terminal-brandbrief-der-insel-buergermeister-an-schwesig), Landesregierung (www.ndr.de/nachrichten/mecklenburg-vorpommern/Schwesig-lehnt-Plaene-fuer-LNG-Terminal-des-Bundes-vor-Ruegen-ab,Ingterminal200.html) und Umweltschutzverbänden (z. B. dem Naturschutzbund Deutschland [NABU], mitmachen.nabu.de/de/ruegen) abgelehnt.

1. Worauf beruhen die im Bericht des BMWK an den Haushaltsausschuss (HHA) (Tabelle, S. 7, Zeile 2) genannten ausländischen Bedarfe?

Haben die dort genannten Länder ihr Interesse an einem Import über Deutschland kommuniziert, und steht die Bundesregierung hierzu in Gesprächen?

Die genannten Bedarfsgrößen sind als Differenz aus den Gesamtverbräuchen der Staaten Tschechien, Slowakei, Österreich und der Ukraine bzw. Moldau und den jeweiligen bisherigen Transitmengen aus Deutschland in diese Staaten berechnet worden. Dabei wurde angenommen, dass die Bezugsquellen in Russland liegen und nicht mehr zur Verfügung stehen. Für das bei dieser Rechnung entstehende Delta wird unterstellt, dass die Staaten 50 Prozent des Gasbedarfs über deutsche Importterminals beziehen werden. Für die verbleibenden 50 Prozent wird angenommen, dass die genannten Staaten diese Menge über andere Importrouten, z. B. über nordwesteuropäische LNG-Terminals, sichern können. Daraus ergibt sich für Tschechien eine angenommene zusätzliche Nachfrage von circa 1 Mrd. Kubikmeter pro Jahr; für die Slowakei 0,15 Mrd. Kubikmeter pro Jahr; für Österreich 0,5 Mrd. Kubikmeter pro Jahr und für die Ukraine und Moldau zusammen 4,5 Mrd. Kubikmeter pro Jahr (bzw. nach angenommener sinkender Eigenförderung der Ukraine ab 2026 5 Mrd. Kubikmeter pro Jahr). Insgesamt ergibt sich so eine Menge von zusätzlichen circa 6 bis 7 Mrd. Kubikmeter pro Jahr, die in den kommenden Jahren zur Versorgung dieser Staaten in die Bedarfsberechnung einbezogen wird. Im Jahr 2023 wird aufgrund von bereits laufenden Beschaffungsmaßnahmen der Staaten für dieses Jahr von etwas geringeren zusätzlichen Bedarfen in Höhe von 5,5 Mrd. Kubikmeter ausgegangen.

Die Bundesregierung steht mit Vertretern aller genannten Staaten in Gesprächen zu deren Energieversorgung. Das Interesse an deutschen Flüssigerdgas-(LNG-)Importkapazitäten wurde dabei teilweise explizit bekundet.

2. Warum findet sich im Bericht des BMWK an den HHA nicht mehr die „Regasifizierungsstation Lubmin“ mit 12,5 Mrd. m³ pro Jahr Kapazität, die noch in der Antwort der Bundesregierung zu Frage 17 der Kleinen Anfrage der Fraktion DIE LINKE. auf Bundestagsdrucksache 20/5170 genannt war?

Wurde dieses Projekt abgesagt, und wenn ja, entstehen dem Bund dennoch Kosten (ggf. welche)?

Die Antwort zu Frage 17 der genannten Kleinen Anfrage bezog sich auf eine Regasifizierungsstation eines privaten Projektbeteiligten, die als Teil des Gesamtprojektes am Ostseestandort vor Sellin geplant war. Der Projektpartner hat die entsprechenden Projektpläne jedoch im Anschluss beendet, sodass das Projekt nicht mehr in der Kapazitätsplanung des Berichtes an den HHA einfließt. Hierdurch entstehen dem Bund keine Kosten.

3. Warum findet sich im Bericht des BMWK an den HHA nicht mehr die zweite Phase des Lubmin-Projekts mit Bundesbeteiligung („Lubmin II“), die sich noch in einer internen Übersicht des BMWK vom Dezember 2022 fand (twitter.com/MKreutzfeldt/status/1626492142297268225)?

Wurde dieses Projekt abgesagt, und wenn ja, entstehen dem Bund dennoch Kosten (ggf. welche)?

Die ursprünglich für das Projekt Lubmin geplante zweite Phase sah in der Projektplanung die Errichtung einer Regasifizierungsstation durch einen privaten Projektpartner vor. Nachdem der Projektpartner ausgestiegen ist, wird diese

zweite Phase nicht weiterverfolgt. Hierdurch entstehen dem Bund keine Kosten.

4. Warum fehlten in der Analyse des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) für das BMWK die beiden festen Terminals in Stade und Wilhelmshaven, und war dies eine Vorgabe des BMWK oder hat das EWI das so entschieden?

Die Eingangsgrößen der Berechnungen des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) wurden zwischen EWI und Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) auf Basis des zum Zeitpunkt der Festlegung der Annahmen aktuellen Planungsstandes der deutschen LNG-Importinfrastruktur abgestimmt. Da für die in Stade und Wilhelmshaven geplanten festen Terminals zum Zeitpunkt der Festlegung der Annahmen keine finale Investitionsentscheidung getroffen wurde, hat das EWI die beiden Terminals nicht in die Berechnung aufgenommen. Dies bedeutet nicht, dass die beiden Terminals im Sinne der Versorgungssicherheit nicht notwendig wären. So rechnet die Studie des EWI nicht mit exogenen Ereignissen wie Sabotage oder Havarie an anderen bestehenden Importquellen. Um sich gegen diese Risiken zu wappnen, sind Reserven in Form von ausreichenden LNG-Importkapazitäten von großer Bedeutung.

5. Warum finden sich in der Übersichtstabelle im Bericht des BMWK an den HHA (S. 7 ff.) keine Spitzenlasten für die LNG-Terminals, obwohl das BMWK intern damit rechnet (vgl. Dokument des BMWK vom Dezember 2022, twitter.com/MKreutzfeldt/status/1626492142297268225), und für wie lange kann ein LNG-Terminal mit Spitzenlast betrieben werden?

Die Floating Storage and Regasification Units (FSRU) haben die Möglichkeit, vorübergehend mit Spitzenkapazitäten zu regasifizieren. Diese Spitzenlasten ermöglichen die Regasifizierung größerer Mengen an LNG, sind aber technisch nur sehr eingeschränkt nutzbar und können in der Kalkulation insoweit keine feste Planungsgröße bilden. Für die Regasifizierung mit Spitzenlast wird Seewasser durch die FSRU geleitet und als Wärmequelle verwendet. Dafür wird eine relativ hohe Temperatur des Seewassers benötigt, wodurch dieses Verfahren nur in den warmen Monaten zum Einsatz kommen kann. Zudem kann die Methode nur vorübergehend verwendet werden, da sie die Maschinen der FSRU unter erhöhten Stress setzt und zusätzlichen Wartungsbedarf generiert. Zwecks Betriebssicherheit ist teilweise eine Höchstdauer für diesen Spitzenbetrieb definiert.

6. Warum wird im Bericht des BMWK an den HHA die Nutzung der Terminals in der Tabelle auf S. 6 ff. nur bis 2030 dargestellt, obwohl die Charterzeiträume bis zu 15 Jahre betragen (vgl. S. 12)?

Die im Bericht an den Haushaltsausschuss vorgelegte Tabelle zu den LNG-Kapazitätsbedarfen hatte insbesondere den Anspruch, den Aufbau von Importkapazitäten durch die sukzessive Inbetriebnahme der deutschen LNG-Projekte zu illustrieren. Da mit den letzten Inbetriebnahmen durch die festen LNG-Terminals in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Stade und Wilhelmshaven im Jahr 2026 bzw. 2027 gerechnet wird, wurde zur Darstellung der Zeithorizont bis 2030 gewählt. Ein weiterer Zuwachs von Kapazitäten über 2030 hinaus ist nicht vorgesehen. Vielmehr können während der gesamten Dauer der Charterverträge die Verträge entweder gekündigt oder aber die FSRU an einem ande-

ren Ort bzw. als LNG-Tanker eingesetzt und die Regasifizierungskapazitäten so verringert werden.

7. Warum weichen im Bericht des BMWK an den HHA die Mindest-Charterdauern für einige FSRU (S. 12) so stark von den angegebenen Nutzungsdauern (Tabelle, S. 8) ab (z. B. Wilhelmshaven II zwei Jahre Nutzung, fünf Jahre Charter; Stade drei Jahre Nutzung, zehn Jahre Charter; Brunsbüttel vier Jahre Nutzung, zehn Jahre Charter)?

Teilt die Bundesregierung die Einschätzung der Fragestellenden, dass insofern hier für den Bund ungünstige Verträge geschlossen wurden, zumal trotz der kurzen Nutzung dieser FSRU vor allem ab 2026 hohe Sicherheitspuffer verbleiben, wie das BMWK selbst in seiner Tabelle (S. 9, Zeile 31) darstellt?

Das BMWK hat sich bei der Charterung der fünf FSRU für möglichst kurze Vertragsdauern eingesetzt. Um die FSRU nach Ausbruch des Krieges in der Ukraine in einem begrenzten Markt und unter hohem Wettbewerberdruck möglichst schnell zu sichern, musste hierbei auch auf Konditionen der Schiffseigner, beispielsweise bei der Vertragsdauer, eingegangen werden. Sobald die FSRU innerhalb der Charterdauer an den bisherigen Einsatzorten in Deutschland nicht mehr benötigt werden, werden sie an anderen Orten als FSRU oder mobil als LNG-Tanker zum Transport von LNG eingesetzt.

8. Was genau ist mit den „Ausstiegsoptionen“ gemeint, die es laut dem Bericht des BMWK an den HHA „zum Großteil“ (S. 12) bei den FSRU geben soll (bitte für einzelne FSRU genau beantworten und darstellen, welche Zahlungen der Bund ggf. nach dem Ausstieg noch leisten müsste)?

Die Möglichkeit einer vorzeitigen Kündigung ist in einigen Charterverträgen gegeben. Genaue Ausführungen zu den Charterdauern und den vorzeitigen Ausstiegsmöglichkeiten hat das BMWK in einem separaten Bericht dargelegt. Dieser ist in der Geheimschutzstelle des Deutschen Bundestages hinterlegt.

9. Warum wird im Bericht des BMWK an den HHA (Tabelle, S. 9, Zeile 29) das feste Terminal in Wilhelmshaven „Grüngasterminal“ genannt, und unterscheidet sich dieses Terminal insofern technisch von den anderen?

Das feste LNG-Terminal am Standort Wilhelmshaven unterscheidet sich insofern von den in Brunsbüttel und Stade geplanten LNG-Terminals, als dass es als Importterminal für (verflüssigtes) aus grünem Wasserstoff hergestelltem Methan konzipiert ist. Da sich dieses Methan stofflich nicht von jenem in fossilem LNG unterscheidet, kann die Importkapazität des LNG-Terminals vorübergehend und bei entsprechender Nachfrage auch für den Import von fossilem LNG zur herkömmlichen Erdgasversorgung genutzt werden.

10. Welche Unternehmen mieten nach Kenntnis der Bundesregierung welche LNG-Terminals in Deutschland für welche Zeiträume?

Die Regasifizierungskapazitäten der Bundes-FSRU werden künftig durch die bundeseigene Deutsche Energy Terminal GmbH (DET) vermarktet.

Erste Verträge wurden für das FSRU-Terminal Wilhelmshaven I über den Zeitraum von Mitte Januar 2023 bis Ende März 2024 abgeschlossen. Die Vergabe von Kapazitäten des FSRU-Terminals in Brunsbüttel erfolgt in Kürze. Die wei-

tergehende öffentliche Vermarktung über eine Online-Plattform ist derzeit in Vorbereitung; dazu zählt auch die Bestimmung der anzubietenden Zeiträume. Die Kapazitäten am landseitigen Terminal in Brunsbüttel, an dem die Bundesregierung über die KfW Anteile in Höhe von 50 Prozent hält, sind vertraglich für eine Dauer von fünfzehn Jahren an die Unternehmen RWE, Conoco Philips und Ineos vergeben worden.

Kundenverträge privater Terminalbetreiber kommentiert die Bundesregierung nicht.

11. Welche Studien zur Gasversorgung in Deutschland aus dem Jahr 2023 und dem Jahr 2022 sind der Bundesregierung über die Analyse des EWI hinaus bekannt, und wie bewertet sie diese?

Die Gasversorgung in Deutschland ist im Kontext der internationalen Gasmärkte zu bewerten. Aus den Jahren 2023 und 2022 sind der Bundesregierung mehrere Studien zur Bewertung der internationalen Gasversorgung bekannt, darunter (in alphabetischer Reihenfolge): BP Energy Outlook 2023, Exxon Outlook for Energy 2022, Fraunhofer IEG et al. 2023 (Europäische Gasversorgungssicherheit vor dem Hintergrund unterbrochener Versorgung aus Russland), IEA World Energy Outlook 2022, McKinsey Global Energy Perspective 2022. Die Bewertung der Studien hängt unter anderem von der jeweils betrachteten Fragestellung, den getroffenen Annahmen, den verwandten Methoden und dem Zeitpunkt der Veröffentlichung ab.

12. Welche Gesamtausgaben des Bundes für LNG-Terminals sind aktuell zu erwarten?

Die Gesamtkosten für die Standorte Wilhelmshaven I, Wilhelmshaven II, Brunsbüttel und Stade sowie die Charterkosten für eine fünfte FSRU sowie Teilkosten für den Bau der Anbindungspipeline zu einem Ostseestandort belaufen sich aktuell auf etwa 9 Mrd. Euro. Zusätzlich verbleiben im Haushalt noch rund 550 Mio. Euro gesperrter Mittel, die ursprünglich für die Charterung und den Betrieb einer sechsten FSRU vorgesehen waren. Nach einer finalen Entscheidung für einen Standort der fünften Bundes-FSRU im Ostseeraum müssen weitere Mittel für den Terminalbetrieb und den Fertigbau der Pipeline beantragt werden. Ein Großteil der Mittel wird u. a. durch Gebühren zurückfließen.

13. Wie verteilen sich die Mehrkosten für LNG-Terminals, die das BMWK am 6. März 2023 beantragt hat (laut HHA-Drucksache 20/3637), auf die einzelnen dort genannten Gründe (S. 6 ff.; bitte nach überplanmäßigen Ausgaben für 2023 und Verpflichtungsermächtigungen trennen)?

Wegen andauernder Diskussionen über den FSRU-Ostsee-Standort hat das BMWK den Antrag vom 6. März 2023 auf überplanmäßige Ausgaben abgeändert und den Haushaltsausschuss lediglich um Genehmigung von 668,703 Mio. Euro überplanmäßiger Ausgaben und Entsperrung von 123,35 Mio. Euro gesperrter Ausgabeermächtigungen, die ursprünglich für eine sechste FSRU vorgesehen waren, nun aber für die anderen fünf Standorte genutzt werden sollen, gebeten. Diese wurden vom Haushaltsausschuss und dem Bundesfinanzministerium entsprechend am 29. März 2023 gewährt. Im Ergebnis wurden damit 668,703 Mio. Euro zusätzliche Haushaltsmittel gewährt und Ausgabeermächtigungen in Höhe von 123,35 Mio. Euro umgewidmet. Der Mehrbedarf an Verpflichtungsermächtigungen wurde vollständig durch Entsperrung von bei den Titeln veranschlagten Verpflichtungsermächtigungen gedeckt, die ursprünglich

ebenfalls für die sechste FSRU vorgesehen war. Mit den Mitteln werden folgende Mehrkosten finanziert:

- Mehrkosten Brunsbüttel von insgesamt 428,8 Mio. Euro (davon 165,7 Mio. Euro im Jahr 2023 und 264,1 Mio. Euro in den Jahren 2024 ff.),
- Mehrkosten WHV I von insgesamt 471,55 Mio. Euro (davon 11,95 Mio. Euro im Jahr 2023 und 459,6 Mio. Euro in den Jahren 2024 ff.),
- Mehrkosten WHV II von insgesamt 290,5 Mio. Euro (davon 183,7 Mio. Euro im Jahr 2023 und 106,8 Mio. Euro in den Jahren 2024 ff.),
- Zusätzlich Mittel für Ostseestandort in Höhe von 240 Mio. Euro (davon 240 Mio. Euro im Jahr 2023).

Mehrbedarfe, die nicht standortgebunden sind, ergeben sich wie folgt:

- Mehrkosten aus Genehmigungen und zusätzlichen Verträgen von insgesamt 510 Mio. Euro (davon 200 Mio. Euro im Jahr 2023 und 310 Mio. Euro in den Jahren 2024 ff.),
- Mehrkosten aus Rückbauverpflichtungen in Höhe von 79,5 Mio. Euro (davon 79,5 Mio. Euro in den Jahren 2024 ff.),
- Mehrkosten aus Charterverträgen von insgesamt 856,7 Mio. Euro (davon 18,4 Mio. Euro im Jahr 2023 und 838,3 Mio. Euro in den Jahren 2024 ff.),
- Kosten für den Kauf von CO₂-Zertifikaten in Höhe von insgesamt 19,8 Mio. Euro im Jahr 2023.

14. Warum ist im Bericht des BMWK an den HHA davon die Rede, dass der Bund an die Unternehmen, die LNG-Infrastruktur vorfinanziert haben, „Pachtzahlungen“ (S. 13) leiste, und bedeutet dies, dass der Bund nur Pächter der FSRU ist und diese eigentlich den Unternehmen gehören?

Welche Summen haben private Unternehmen vorfinanziert, und warum war diese Vorfinanzierung nötig, obwohl der Bund selbst schon ab 2022 Milliardensummen über den Bundeshaushalt bereitgestellt hat?

Die schwimmenden LNG-Terminals (FSRU) werden vom Bund gechartert, der Bund ist nicht Eigentümer. Der Bau der hafenseitigen Infrastruktur wurde bzw. wird durch die privaten Projektpartner an den jeweiligen Standorten vorfinanziert und entsprechend in deren Eigentum gebaut. Eine Ausnahme ist das FSRU-Projekt in Wilhelmshaven II, bei dem derzeit geplant ist, dass die Infrastruktur im Eigentum des Bundes gebaut werden soll. Die Amortisation der von den Projektpartnern getätigten Investitionen erfolgt über die Betriebsdauer der FSRU in Form von Pachtzahlungen des Bundes. Die Mittel für diese Pachtzahlungen sind im Bundeshaushalt in Form von Barmitteln und Verpflichtungsermächtigungen hinterlegt. Diese Art der Projektstrukturierung war geeignet, um eine unmittelbare und zügige Projektrealisierung zu ermöglichen.

15. Warum soll laut dem Bericht des BMWK an den HHA bis 2027 nur knapp 1 Mrd. Euro über Gebühren erlöst werden (vgl. S. 14), obwohl die Gesamtkosten allein für die schwimmenden Terminals (FSRU) bei inzwischen wohl deutlich über 10 Mrd. Euro liegen (vgl. HHA-Drucksache 20/3637) und 2027 schon die meisten FSRU in dieser Funktion außer Betrieb sein sollen (vgl. Bericht, Tabelle, S. 8, Zeilen 20 bis 22)?

Für eine Gesamtbetrachtung der Kosten und Einnahmen der FSRU ist zu beachten, dass ihr Wert sich primär aus der Gewährleistung der Gas-Versorgungssicherheit in den kommenden Jahren ergibt und nicht aus einer betriebswirt-

schaftlichen Kosten-Nutzen-Betrachtung. Zudem ist die gesamte Charterdauer auch über 2027 hinaus zu betrachten, inkl. einer Nachnutzung an anderen Standorten bei einer Ablösung durch die festen LNG-Terminals. Im Ergebnis schätzt das BMWK die Einnahmen für das Jahr 2023 derzeit auf 60 bis 90 Mio. Euro. Für die Jahre 2024 bis 2027 werden sich die Einnahmen aktuellen Schätzungen zufolge auf insgesamt 690 bis 930 Mio. Euro belaufen. Aufgrund fehlender Erfahrungswerte ist diese Schätzung mit hoher Unsicherheit behaftet, die oben genannten Schätzwerte spiegeln konservative Annahmen wider und können in der Praxis ggf. höher ausfallen. Angesichts der immens hohen volkswirtschaftlichen Kosten, die eine Gasmangellage verursachen würde, betrachtet das BMWK die FSRU in jedem Fall als eine sinnvolle Investition.

16. Plant die Bundesregierung, die Kosten des Bundes für die LNG-Terminals langfristig komplett über die Netznutzungsentgelte zu refinanzieren, und wenn ja, bis wann?

Falls nein, mit welchem nicht refinanzierten, vom Bund abschließend zu finanzierenden Betrag plant die Bundesregierung?

Derzeit ist nicht geplant, die Kosten des Bundes für die LNG-Terminals über die Netznutzungsentgelte zu refinanzieren. Der abschließend zu finanzierende Beitrag des Bundes ergibt sich entsprechend aus der Differenz zwischen den Kosten, die dafür im Haushalt vorgesehen sind und den Einnahmen aus den Regasifizierungskapazitäten.

17. Warum sinken die Kosten für die FSRU laut dem Bericht des BMWK an den HHA ab 2027 kaum (Tabelle, S. 13), insbesondere was die Charterraten angeht, obwohl zu diesem Zeitpunkt nur noch zwei von fünf FSRU in Betrieb sein sollen (Tabelle, S. 8)?

Rechnet die Bundesregierung insofern damit, dass der Bund nach der eigenen Nutzung der FSRU diese weder vorzeitig kündigen noch eine einnahmewirksame Verwendung wie durch Weitervercharterung oder Nutzung als Tanker (vgl. Antwort der Bundesregierung zu Frage 17 der Kleinen Anfrage der Fraktion DIE LINKE. auf Bundestagsdrucksache 20/5170) realisieren können wird?

Die FSRU wurden vom Bund für eine Dauer von fünf, zehn bzw. fünfzehn Jahren gechartert. Entsprechend sind im Haushalt Mittel für die Charterraten über diese Dauer hinterlegt. Wenn die gecharterten FSRU nicht mehr für die Regasifizierung benötigt werden, können sie als LNG-Carrier eingesetzt werden oder für den Einsatz als FSRU weiterverchartert werden. Durch diese Vercharterungen würden Einnahmen anfallen, die in den Bundeshaushalt zurückfließen. Da solche Einnahmen aber nicht sicher sind, können sie aktuell nicht als Charterrate mindernde Einnahmen im Haushalt berücksichtigt werden.

Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 8 verwiesen.

18. Wie verändern sich die Charterraten für LNG-Carrier bei der Nutzung als Tanker statt als FSRU (vgl. Antwort der Bundesregierung vom 5. Januar 2023 auf die Berichtsanforderung des Abgeordneten Victor Perli zu „Flüssigerdgas-Terminals“)?

Die Charterrate für den Einsatz als Tanker weicht teilweise von jener für den Einsatz als stationäre FSRU ab. Genauere Angaben zur Höhe der jeweiligen Raten macht die Bundesregierung zur Wahrung von Geschäftsgeheimnissen nicht.

19. Gibt es weiterhin eine Finanzierung des Bundes von 100 Mio. Euro für das feste LNG-Terminal in Stade (vgl. www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/lueneburg_heide_unterelbe/LNG-Terminal-in-Stade-Bund-gibt-100-Millionen-dazu,aktuelllueneburg7700.html), und wenn ja, warum wird dieses Terminal im Bericht des BMWK an den HHA dennoch als (rein) privat eingeordnet (vgl. Tabelle, S. 9, Zeilen 27 und 28)?

Die Meldung des NDR, auf die verwiesen wird, bezieht sich auf eine Förderung im Zusammenhang mit dem Anleger in Stade und steht in direktem Zusammenhang mit der Bundes-FSRU am Standort. Hierfür besteht die genannte Finanzierungsbeteiligung des Bundes in Höhe von 100 Mio. Euro. Das landseitige Terminal wird privat finanziert.

20. Mit welchen Mitteln unterstützt die Bundesregierung den Bau eines bzw. mehrerer LNG-Terminals vor der Insel Rügen, und wie ist zu den verschiedenen Optionen dafür der jeweilige Planungs- oder Erwägungsstand?

Die Bundesregierung plant, eines der fünf vom Bund gecharterten Regasifizierungsschiffe (FSRU) an einem möglichen LNG-Terminal vor Rügen zu stationieren. Ob und inwieweit weitere Bundesmittel für einen Bau einer Anbindungsleitung und bzw. oder eines LNG-Terminals vor Rügen bereitgestellt werden, hängt maßgeblich von den Planungen ab, die noch nicht abgeschlossen sind.

21. Werden von der Bundesregierung weiterhin Alternativen zu dem LNG-Terminal vor Rügen geprüft (bitte Details angeben bzw. begründen)?

Die Bundesregierung prüft zu einem LNG-Terminal vor Rügen alternative Standorte und Leitungsführungen in technischer, rechtlicher und finanzieller Hinsicht.

22. Warum genau wurde Rostock als LNG-Terminal-Standort verworfen (vgl. Bericht des BMWK an den HHA, S. 17; bitte detailliert erläutern), und wurde eine Lösung mit einem Steigerturm (Risertower) wie vor Sellin für Rostock geprüft, bzw. wenn nein, warum nicht?

Am Standort Rostock wurden im Jahr 2022 verschiedene Konzepte geprüft, darunter auch privatwirtschaftliche Projektpläne. Die Prüfung des durch den Bund anvisierten Standorts im Hafen Rostock im Sommer 2022 hat eine Inkompatibilität der parallelen Anlandung von Öl und LNG im Hafen Rostock ergeben. Eine Konkurrenz zwischen Öl- und LNG-Anlandung bestand sowohl in Befahrung des Hafens (aufkommender Schiffsverkehr) als auch bei paralleler Verarbeitung bzw. Weitertransport von Gas und Öl als explosive Substanzen, weshalb Rostock als LNG-Terminal-Standort im Sommer 2022 verworfen wurde.

23. Wann soll nach Kenntnis der Bundesregierung das Planfeststellungsverfahren für die LNG-Pipeline von Sellin bzw. Rügen nach Lubmin abgeschlossen sein?

Herrin des Planfeststellungsverfahrens ist die Genehmigungsbehörde in Mecklenburg-Vorpommern. Der Bundesregierung liegen keine konkreten Termine zum Abschluss des Verfahrens vor.

24. Welche Kapazität (in Milliarden m³ pro Jahr) soll nach Kenntnis der Bundesregierung die geplante LNG-Pipeline von Sellin bzw. Rügen nach Lubmin haben?

Die bisher geplante Anbindungsleitung soll eine durchschnittliche Gesamtkapazität von circa 27,5 Mrd. Kubikmeter aufweisen, die technisch maximale Förderkapazität kann je nach Länge der Leitung und Druckverhältnissen auch darüber hinausgehen.

25. Ist nach Kenntnis der Bundesregierung für ein LNG-Terminal vor Rügen bzw. die Pipeline von dort nach Lubmin eine Umweltverträglichkeitsprüfung nach polnischem Recht nötig, und wenn ja, wird diese bereits vorgenommen?

Für Vorhaben, die ihren Standort in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) Deutschlands haben, ist nicht polnisches, sondern deutsches Recht maßgeblich.

26. Warum sind nach Kenntnis der Bundesregierung laut Antrag beim Bergamt Stralsund für die LNG-Pipeline bis zu 38 Milliarden m³ pro Jahr Kapazität geplant (www.bergamt-mv.de/serviceassistent/download?id=1656051), obwohl die Kapazität der Terminals in Lubmin im Bericht des BMWK an den HHA nur noch mit 15 Milliarden m³ pro Jahr angegeben wird (vgl. Tabelle, S. 8, Zeilen 23 und 24), und soll mit der Pipeline überhaupt das private Terminal in Lubmin beliefert werden oder nur das des Bundes?

Nach Kenntnis der Bundesregierung muss der Antragsteller eine sogenannte „nachrichtliche Benennung“ über die Dimension des Gesamtprojektes angeben. Neben der geschätzten Regasifizierungskapazität gehört dazu offenbar auch die Angabe der technisch maximalen Förderkapazität der Leitung, unabhängig davon, in welcher Größenordnung diese später auch tatsächlich genutzt wird. An eine Anbindungsleitung würden sowohl die vom Bund als auch die privat geplanten Regasifizierungseinheiten angeschlossen.

27. Plant die Bundesregierung die Nutzung einer der bestehenden Gasröhren von Nordstream 1 oder 2 für die LNG-Pipeline von Sellin (bzw. Rügen) nach Lubmin?
- a) Wenn ja, welche genauen Abschnitte, und wird dazu mit Russland verhandelt?
- b) Wenn nein, was sind die Gründe (technische, finanzielle, sonstige)?

Die Fragen 27 bis 27b werden gemeinsam beantwortet.

Die Bundesregierung untersucht im Rahmen einer notwendigen Alternativenprüfung sämtliche LNG-Terminal-Optionen und deren Anbindung an das Gasnetz in technischer, rechtlicher und finanzieller Hinsicht im Sinne der Versorgungssicherheit. Die noch nicht abgeschlossenen Prüfungen umfassen auch die Nutzung bestehender Gasleitungen. Planungen dazu existieren nicht.

28. Wie ist der Stand der Verhandlungen über eine Nutzung von übrigen Nordstream-2-Röhrenteilen zum Bau der LNG-Pipeline von Sellin bzw. Rügen nach Lubmin (vgl. www.zeit.de/wirtschaft/2023-02/nord-stream-pipeline-rohre-lng)?

Für den Aufbau eines FSRU-Ostseestandortes wurden – nach umfassender Betrachtung aller relevanten Fragen – nicht verlegte Nord-Stream-2-Röhren erworben.

29. Welche Kosten würden nach Schätzung der Bundesregierung beim Neubau einer LNG-Pipeline von Sellin bzw. Rügen nach Lubmin entstehen, und welche, wenn man eine der bestehenden Röhren (Nordstream 1 oder 2) und/oder übrige Röhrenteile (s. o.) nutzen würde?

Da die Planungen des Neubaus einer LNG-Pipeline (genauer Verlauf, Länge, Materialien, Bauzeit etc.) nicht abgeschlossen sind, ist eine Kostenschätzung durch die Bundesregierung zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich. Darüber, welche Kosten bei Nutzung bestehender Röhren anfallen würden, liegen der Bundesregierung keine Informationen vor.

30. Kann die Bundesregierung bestätigen, dass aktuell schon Erkundungsarbeiten vor Rügen für das geplante Terminal stattfinden, obwohl keine Genehmigung durch das Bergamt Stralsund vorliegt (www.ndr.de/nachrichten/mecklenburg-vorpommern/LNG-Terminal-vor-Ruegen-RWE-bestaetigt-Erkundungsarbeiten,lng692.html), und wenn ja, wie ist das rechtlich möglich?

Der Bundesregierung ist nicht bekannt, dass rechtlich genehmigungsbedürftige Erkundungsarbeiten vor Rügen stattfinden, ohne dass eine Genehmigung vorliegt.

31. Ab welcher Länge einer LNG-Anschlusspipeline bzw. im Fall welcher Unterstützung durch die Bundesregierung für eine solche ist nach Einschätzung der Bundesregierung eine Notifizierung der Unterstützung des Projekts bei der EU notwendig (bitte Kriterien der Notifizierung benennen)?

Ist dies, wenn nötig, bereits erfolgt, bzw. wann soll es ggf. geschehen?

Ob eine Notifizierung bei der Kommission der Europäischen Union (EU-Kommission) erforderlich ist, entscheidet sich anhand des jeweiligen Fördervolumens. Die Länge einer Anschlussleitung ist hierfür unerheblich.

32. Welche Studien, Berichte oder Gutachten liegen der Bundesregierung darüber vor, inwiefern in den bestehenden Verteilernetzen ein ausreichender Durchfluss des LNG von West nach Ost möglich ist, und wie hoch sind die Kapazitäten der Netze in diese Richtung?

LNG ist Erdgas, welches auf mindestens minus 161 Grad Celsius abgekühlt wurde und deshalb in einem verflüssigten Zustand vorliegt. Deshalb kann LNG nicht direkt in Erdgasleitungen eingespeist und transportiert werden. Nach der Anlandung und Löschung von LNG an speziellen LNG-Terminals wird das LNG durch Erwärmung regasifiziert und in das Fernleitungsnetz als vorgelagerte Netzstufe einspeist. Mittels der Gasverteilernetze erfolgt anschließend die Verteilung an die Letztverbraucher. Die Transportkapazitäten der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) ergeben sich aus dem durch die FNB kürzlich veröffent-

lichten Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas (fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/C3%A4ne/netzentwicklungsplan-2022/).

33. Teilt die Bundesregierung die Einschätzung der Studie des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung „Deutschlands Gasversorgung ein Jahr nach russischem Angriff auf Ukraine gesichert, kein weiterer Ausbau von LNG-Terminals nötig“ (www.diw.de/de/diw_01.c.866810.de/publikationen/diw_aktuell/2023_0086/deutschlands_gasversorgung_ein_jahr_nach_russischem_angriff__ine_gesichert_keinweiterer_ausbau_von_lng-terminals_noetig.html); wenn nein, warum nicht)?

Die Planung der Bundesregierung zum Aufbau von deutschen LNG-Importkapazitäten verfolgt den Anspruch, die Versorgung auch bei Ausfall anderer Gasbezugsquellen, wie beispielsweise Gasflüssen aus anderen Staaten, sichern zu können. Hierfür reichen bisher existente Importmöglichkeiten für Deutschland nicht aus; die Einschätzung der genannten Quelle wird daher nicht geteilt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die zur Verfügung stehende Kapazität nicht automatisch mit der physisch anlandenden Gasmenge gleichzusetzen ist. Bei Fortbestehen aller etablierten Bezugsquellen würden einige Importkapazitäten gegebenenfalls ungenutzt bleiben. Ebenso unterliegen die derzeit geplanten LNG-Projekte Realisierungsrisiken und kommen gegebenenfalls nicht in diesem Umfang zustande. Auch hierfür ist der Aufbau von „Ersatzkapazitäten“ geboten.

34. Welche Berechnungen hat die Bundesregierung dazu durchgeführt, wie sich die Speicherkapazität für Erdgas entwickelt, und wurde dabei auch geprüft, ob durch eine Erhöhung der Kapazität auf LNG-Terminals verzichtet werden könnte (vgl. www.heise.de/news/Gasversorgung-Besser-zusaetzliche-Speicher-bauen-als-noch-mehr-LNG-Terminals-7545091.html)?

Gasspeicheranlagen dienen in erster Linie der Deckung der sogenannten Spitzenlastnachfrage, d. h. der Bereitstellung der dort eingelagerten Gasmengen im Fall eines kurzfristig auftretenden Bedarfs (Versorgungsfunktion, v. a. Wärmeerzeugung, aber auch Verstromung). Hierfür ist es erforderlich, dass die Gasspeicheranlagen zu Beginn des Winters ausreichend gefüllt sind, was eine entsprechende Importinfrastruktur voraussetzt. Gasspeicher können die LNG-Importinfrastruktur gerade nicht ersetzen, da sie im System des liberalisierten Gasmarktes gerade nicht die Funktion einer dauerhaften Reserve erfüllen, sondern grundsätzlich zum Ende des jeweiligen Speicherzyklus entleert und anschließend neu befüllt werden.

Gemäß des Jahresberichts 2021 des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie in Niedersachsen (abrufbar unter www.lbeg.niedersachsen.de/erdoel-erdgas-jahresbericht/jahresbericht-erdoel-und-erdgas-in-der-bundesrepublik-deutschland-936.html) befinden sich bundesweit circa 2 360 Mio. Kubikmeter an Arbeitsgasvolumen in neuen Kavernenspeichern in Planung oder Bau, was nach Umsetzung einem Ausbau von circa 10 Prozent der gesamten derzeitigen Speicherkapazität deutscher Kavernen- und Porenspeicher entsprechen würde.

35. Wie bewertet die Bundesregierung die Aussage der Gasnetzbetreiber, dass momentan zu viele LNG-Kapazitäten geplant würden (twitter.com/HeilmannFelix/status/1618199842626613248)?

Die Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber bezieht sich nicht auf den aktuellen Ausbauvorschlag im aktuellen Netzentwicklungsplan Gas 2022 bis 2032. Die

Aussage wurde im Rahmen einer Konsultationsveranstaltung durch die Fernleitungsnetzbetreiber getätigt, bei der es um die sogenannte LNGPlus-Variante A ging. Das Ergebnis dieser Variante wurde durch die Fernleitungsnetzbetreiber verworfen, siehe beispielsweise Seite 17 des Entwurfsdokumentes zum Netzentwicklungsplan: „Die Fernleitungsnetzbetreiber haben aufgrund der wesentlich höheren Netzausbaukosten und der Tatsache, dass die angefragten 182 GWh/h Importkapazitäten für LNG-Anlagen für die Versorgung von Deutschland und den europäischen Nachbarländern nicht erforderlich sind, die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A als Netzausbauvorschlag nicht in Betracht gezogen.“ (abrufbar unter fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/03/2023_03_31_FNB_GAS_2022_P4_NEP_Entwurf_DE.pdf).

Der Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, welcher am 31. März 2023 veröffentlicht wurde, beinhaltet stattdessen einen bedarfsgerechten Netzausbau, der zukünftig zusätzliche Einspeisungen in Höhe von 65 Gigawattstunden pro Stunde an deutschen LNG-Anlagen und 31 Gigawattstunden pro Stunde an Grenzübergangspunkten ermöglichen wird, also in Summe weitaus weniger als in der verworfenen LNGplus-Variante A modelliert.

Der aktuelle Ausbauvorschlag der deutschen LNG-Importinfrastruktur ist so konzipiert, dass es auch in einem Spitzenlastfall, beispielsweise bei einer länger anhaltenden Kälteperiode, zu keinen kapazitiven Versorgungsengpässen kommen wird. Die zur Verfügung stehende Import- und Transportkapazität ist daher nicht gleichzusetzen mit der faktisch anlandenden Gasmenge.

Das Fernleitungsnetz soll ebenso einen Beitrag zur Versorgung europäischer Nachbarn, insbesondere in Ost- und Südosteuropa, leisten.

36. Mit welchen Zusatzkosten beim Fernleitungsnetzausbau rechnet die Bundesregierung durch die Nutzung von LNG (bitte detailliert auflisten, woraus zusätzliche Kosten entstehen), und spiegeln sich ggf. diese Zusatzkosten bereits im Netzentwicklungsplan, bzw. wie ist hier der Stand des Verfahrens?

Der Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2022 bis 2032 (NEP) enthält durch die Fernleitungsnetzbetreiber vorgeschlagene Ausbaumaßnahmen, die den Abtransport von regasifiziertem Erdgas aus LNG-Anlagen ermöglichen.

Insgesamt beziffert der NEP die Investitionen für Ausbauten, die in Verbindung mit LNG-Anlagen stehen, auf rund 2,6 Mrd. Euro, wovon rund 0,5 Mrd. Euro für die Errichtung von Anbindungsleitungen anfallen. Die Anbindungsleitungen sind formell nicht Teil des NEP sondern werden nur informativ aufgeführt. Die verbleibenden rund 2,1 Mrd. Euro beziffern die planerischen Investitionen, die für den Abtransport von Erdgas angefallen sind (rund 0,2 Mrd. Euro) bzw. anfallen würden (rund 1,9 Mrd. Euro).

Jährliche Kapitalkosten für diese Investitionen finden Eingang in die Netzentgelte ab 2024 über Anträge zur Gewährung eines Kapitalkostenaufschlags nach § 10a der Anreizregulierungsverordnung, die von den Fernleitungsnetzbetreibern zum 30. Juni 2023 gestellt werden. Die Höhe dieser jährlichen Kapitalkosten kann erst mit Vorlage der vorgenannten Anträge genauer beziffert werden.

Zu beachten ist dabei, dass nicht alle Projekte tatsächlich realisiert werden, da beispielsweise auch die Anbindung des Standortes Rostock in der Planung enthalten ist, diese jedoch aktuell nicht weiterverfolgt wird.

37. Hat der Bund den LNG-Terminals Garantien hinsichtlich eines möglichen Ausfalls von LNG-Lieferungen respektive einer später nicht mehr nötigen Nutzung von Terminals gegeben (also ähnlich dem Verfügbarkeitsmodell bei öffentlich-privaten Partnerschaften für Autobahnen; bitte ggf. getrennt nach FSRU und festen Terminals bzw. nach privaten und mit Beteiligung des Bundes beantworten)?

Der Betrieb der FSRU des Bundes und die Vermarktung von deren Kapazitäten obliegt der Deutschen Energy Terminal GmbH (DET). Diese bereitet derzeit die öffentliche Vermarktung der Kapazitäten vor. Die Ausgestaltung der Verträge und Regelungen bei ausbleibenden LNG-Lieferungen werden durch die DET bestimmt. Eine Garantieübernahme des Bundes ist in diesem Zusammenhang nicht vorgesehen.

Im Fall des LNG-Terminals Brunsbüttel sind bereits Kundenverträge geschlossen worden. Die Vertragskonditionen bei ausbleibenden Lieferungen kommentiert die Bundesregierung aus Vertraulichkeitsgründen nicht. Auch hier ist keine Garantie des Bundes für den Fall ausbleibender Lieferungen vorgesehen.

In die vertraglichen Regelungen der beiden festen Terminals in Stade und Wilhelmshaven hat die Bundesregierung keinen Einblick.

Grundsätzlich sind am Markt auch Lieferverträge möglich, durch die der buchende Kunde Gebühren an den Terminalbetreiber entrichtet, die gebuchte Regasifizierungsleistung jedoch nicht in Anspruch nimmt.

38. Hat sich die Bundesregierung vertraglich zu garantierten Nutzungszeiten der LNG-Terminals verpflichtet (ggf. zu welchen)?

Die maximale Nutzungsdauer der FSRU (zum Zweck der Regasifizierung oder als LNG-Tanker) ist vertraglich geregelt, kann aber teilweise bei Bedarf verkürzt werden.

Die Konditionen zur Nutzung der Infrastruktur sind mit den Partnern an den jeweiligen FSRU-Standorten derzeit teilweise noch in Aushandlung und können als Geschäftsgeheimnisse an dieser Stelle nicht kommentiert werden.

39. Welche weltweiten Großschadensereignisse sind der Bundesregierung im Zusammenhang mit dem Betrieb von
- LNG-Carriern,
 - FSRU oder
 - festen LNG-Terminals
- bekannt?

Die LNG- und FSRU-Technologie ist erprobt und weltweit (auch in Deutschland) im Einsatz. Unfälle und Umweltschäden sind daran gemessen extrem selten. Im Zeitraum von 1963 bis 2022 gab es 180 Unfälle von LNG-Carriern. Seit dem Betrieb von FSRU-Terminals – sowie an landseitigen LNG-Importterminals – wurden weltweit keine schwerwiegenden Zwischenfälle gemeldet. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die höchsten Standards für die Sicherheit und Gefahrenabwehr im Seeverkehr gelten und die angenommenen Schutzmaßnahmen ordnungsgemäß und rechtzeitig umgesetzt und erforderlichenfalls verbessert werden.

40. Welcher technische Mehraufwand ist nach Kenntnis der Bundesregierung erforderlich, um Pipelines und Speicher eines LNG-Terminals wasserstofffähig („H2-ready“) zu bauen?

Für die Nutzung landseitiger Terminals mit Wasserstoff und dessen Derivate sind aus technischer Sicht insbesondere die Sicherheitsabstände zu Schutzobjekten sowie Material und Konstruktion von Fundamenten und Tanks von Bedeutung. Die Fundamente müssen für das höhere Gewicht durch beispielsweise eine Ammoniak-Nutzung ausgelegt werden und die Innenbeschichtung der Tanks für Wasserstoff und dessen Derivate geeignet sein. Es wird zudem auf die Antwort zu Frage 41 verwiesen.

41. Bei welchen technischen Bestandteilen eines LNG-Terminals ist eine Umrüstung auf Wasserstoff nach Kenntnis der Bundesregierung nicht möglich (bitte angeben, wie viel Prozent der Gesamtkosten eines LNG-Terminals dies sind)?

Die Bundesregierung unterzieht die geplanten festen LNG-Terminals derzeit lediglich einer Prüfung für das Wasserstoffderivat Ammoniak. Sie geht nach derzeitigem Kenntnisstand davon aus, dass grundsätzlich alle Bestandteile der festen LNG-Terminals durch Umrüstung auch für den Import von Ammoniak geeignet sein werden. Für den Import von reinem Wasserstoff wäre diese Frage separat zu prüfen; hierzu liegen noch keine gesicherten Erkenntnisse vor.

42. Für was genau werden die 22,5 Mio. Euro verwendet, mit denen das Terminal in Brunsbüttel für Wasserstoff bzw. seine Derivate weiterverwendbar gemacht werden soll (vgl. Antwort der Bundesregierung vom 5. Januar 2023 auf die Berichtsanforderung des Abgeordneten Victor Perli zu „Flüssigerdgas-Terminals“; bitte Kosten für einzelne Faktoren aufschlüsseln)?

Die ausgewiesene Summe von 22,5 Mio. Euro wird zum einen zur Sicherstellung und Ausrichtung der Lagertanks und ihrer Fundamente auf die höhere Dichte von Ammoniak genutzt. Ebenso ist die grundsätzliche Vorplanung von Rohrleitungsträgern und Fundamenten für den Ammoniakbetrieb vorgesehen. Eine Kostenausweisung dieser einzelnen Komponenten ist derzeit aufgrund sich verändernder Preislevels nicht möglich.

43. Inwiefern wird die Bundesregierung sicherstellen, dass eine zusätzliche LNG-Pipeline durch die Ostsee auch wasserstofffähig sein wird?

Für die mögliche zusätzliche LNG-Pipeline durch die Ostsee würden die erworbenen Nordstream-2-Röhrenteile genutzt. Jüngste Forschungsberichte zur Wasserstofftauglichkeit von Stählen kommen zu der Einschätzung, dass die in der Gasnetzinfrastuktur in Deutschland verbauten Stähle für den Betrieb mit Wasserstoff geeignet sind.

44. Welcher Stahl wird nach Kenntnis der Bundesregierung bei den geplanten festen LNG-Terminals in Deutschland für die Teile verwendet, die ggf. später mit Ammoniak oder Wasserstoff in Berührung kommen würden?

Der verwendete Stahl ist insbesondere für die Tanks der Terminals von Bedeutung. Am Standort Stade sollen 9-Prozent-Nickelstahl oder spezielle Membrantanks aus Edelstahl eingesetzt werden. Auch für das Terminal in Brunsbüttel

soll 9-Prozent-Nickelstahl verwendet werden, welcher später für die Nutzung mit Ammoniak mit Aluminium oder Edelstahl ausgekleidet werden soll. Beim festen LNG-Terminal Wilhelmshaven ist nach Kenntnis der Bundesregierung kein Kontakt der verwendeten Stähle mit Ammoniak oder Wasserstoff vorgesehen, da die Wasserstoffatome hierbei gebunden im LNG angelandet werden.

45. Wie viel höher sind nach Kenntnis der Bundesregierung die Gesamtkosten eines reinen LNG-Terminals im Vergleich zu denen eines LNG-Terminals, bei dem alle Teile, wo es technisch möglich ist, wasserstofffähig sind?

Zu einem Vergleich liegen der Bundesregierung keine Informationen vor.

46. Welche Importmenge Wasserstoff (in Terrawattstunden, ggf. in Form von Derivaten) könnten nach Kenntnis der Bundesregierung die drei geplanten festen LNG-Terminals nach der Umrüstung jährlich annehmen?

Eine genaue Prognostizierung der über die drei festen LNG-Terminals importierbaren Wasserstoffmenge ist derzeit noch nicht möglich, da diese abhängig ist von Anlieferungs- und Entleerungszyklen.

47. Mit welcher nötigen Importmenge Wasserstoff (in Terrawattstunden, ggf. in Form von Derivaten) rechnet die Bundesregierung bis 2030 bzw. bis 2040 oder 2045?

In der neuen Nationalen Wasserstoffstrategie 2023 geht die Bundesregierung von einem Gesamtwasserstoffbedarf von 95 bis 130 Terawattstunden im Jahr 2030 aus. Zwischen 45 und 90 Terawattstunden hiervon sollen importiert werden. Tatsächlich benötigte Importmengen nach 2030 sind aufgrund der hohen Dynamik im Hochlauf der Wasserstoffmärkte schwer zu quantifizieren.

Deutschland wird jedoch in erheblichem Umfang auf Importe von Wasserstoff und dessen Derivate angewiesen sein.

48. Sind der Bundesregierung konkrete Fälle aus dem Jahr 2023 oder dem Jahr 2022 bekannt, in denen Geschäfte des Bundes zur Lieferung von LNG nach Deutschland dazu führten, dass andere Staaten keine Lieferungen mehr bekamen oder sogar bestehende Verträge gebrochen wurden (vgl. allgemein dazu www.reuters.com/markets/asia/gas-shortage-expose-s-fragile-south-asian-economies-more-pain-2023-02-20/)?

Der Bundesregierung liegen keine entsprechenden Erkenntnisse vor.

