

Bericht des Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministeriums zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals

I. Ausgangslage

Der russische Angriffskrieg auf die gesamte Ukraine hat die Parameter der Sicherheitsarchitektur grundlegend verändert und damit einhergehend auch die Parameter der Energiesicherheitsstruktur. Aufgrund des Agierens des Aggressors musste sich die Bundesregierung auf Störungen und einen - dann eingetretenen - Ausfall russischer Gaslieferungen einstellen. Daher mussten unter Hochdruck und in großer Schnelligkeit alternative Versorgungsmöglichkeiten mit Gas geschaffen werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Eine zentrale Lehre der durch den russischen Angriffskrieg ausgelösten Energiekrise ist zugleich, dass die Verwundbarkeit, die durch einseitige Abhängigkeit entstanden ist, überwunden und durch neue Robustheit ersetzt werden muss. Aufgabe ist, im Sinne der Versorgungssicherheit eine resiliente Energieinfrastruktur zu errichten die sich am Vorsorgeprinzip orientiert, Risiken einpreist und in europäischer Solidarität gedacht wird. So wie andere europäische Staaten über ihre Infrastruktur Deutschland mit versorgen, muss Deutschland in der Lage sein, auch Nachbarn mit zu versorgen. Entsprechend sind Sicherheitspuffer notwendig, um auch für kritische Situationen gewappnet zu sein und bei sich verändernden Situationen flexibel agieren zu können. Dieser Aufgabenbeschreibung folgt die Planung der LNG-Infrastruktur der Bundesregierung.

Schlagartig nach Beginn des russischen Angriffskriegs im Februar 2022 stieg die Nachfrage nach LNG zur deutschen und europäischen Gasversorgung. Deutschland hatte bis dahin keine eigenen LNG-Terminals errichtet. Ebenso stand fest, dass die seinerzeit bereits geplanten landseitigen LNG-Terminals in Brunsbüttel und Stade mit einer Bauzeit von ca. 3,5 Jahren nicht zur kurzfristigen Kompensation russischer Gaslieferungen würden beitragen können. Die einzige Option, schnell direkt LNG nach Deutschland zu importieren, lag somit in der Installation von unmittelbar einsetzbaren schwimmenden LNG-Terminals, sogenannte Floating Storage and Regasification Units (FSRU), an der deutschen Küste. Insgesamt wurden im Jahr 2022 fünf FSRU durch den Bund gechartert ("Bundes-FSRU"). An diesen schwimmenden Terminals wird flüssiges Erdgas erwärmt, verdampft und in einen gasförmigen Zustand zurückverwandelt, damit es in dieser Form ins Leitungsnetz eingespeist werden kann.

Die FSRU in Wilhelmshaven I ist seit Beginn des Jahres 2023 in Betrieb, die kommerzielle Einspeisung von Gas hat begonnen. Auch in Brunsbüttel läuft die Inbetriebnahme derzeit an. Zum kommenden Winter sollen die FSRU an den übrigen Standorten in Wilhelmshaven II, Stade und Lubmin an den Start gehen. Der Betrieb der Bundes-FSRU erfolgt durch die 100%ige Bundesgesellschaft Deutsche Energy Terminal GmbH. Ihr fallen die Einnahmen aus der Vermarktung der Regasifizierungskapazitäten zu, die zurück in den Bundeshaushalt fließen. Neben den Bundes-FSRU gibt es ein privates FSRU-Projekt, das in Lubmin von der Firma ReGas errichtet wurde. Dieses ist seit Anfang 2023 in Betrieb.

Neben den schwimmenden Terminals sind derzeit drei landseitige Terminals zum Import von LNG geplant. Dabei handelt es sich zum einen um ein bis Ende 2026 in Betrieb zu nehmendes Terminal in Brunsbüttel, an dem der Bund über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) zu 50 % beteiligt ist. Zusätzlich sind zwei private Terminals vorgesehen - eins durch das Konsortium Hanseatic Energy Hub (HEH) in Stade mit geplantem Betriebsstart im Jahr 2027 und eins durch ein Konsortium aus Tree Energy Solutions (TES) und Engie in Wilhelmshaven mit Startplanungen für 2026.

II. Importkapazitäten und Gasbedarfe

II.1 Gasbedarfe

Zur Herleitung der notwendigen Kapazitäten zum Import von Flüssigerdgas, die in Deutschland zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit aufgebaut werden müssen, wird zunächst von der prognostizierten Gasnachfrage ausgegangen, die mit den deutschen Klimazielen des geltenden Klimaschutzgesetzes kompatibel

sind. Der in der u.s. Tabelle dargestellte Verlauf bis 2030 orientiert sich an den Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, die im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) für die zukünftige Entwicklung des Energiesystems modelliert werden. Das hier gewählte Szenario (T45-RedEff) ist innerhalb der Langfristszenarien aufgrund der in diesem Szenario geringen Energieeffizienz das Szenario mit dem höchsten Gasverbrauch im Jahr 2030. Für den Gasverbrauch 2030 wurde dieses Szenario zugrunde gelegt, um im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ein konservatives Szenario zu nutzen. In dem Szenario wird bis 2030 von einem Rückgang des Erdgasverbrauchs auf ein Niveau von ca. 74 Mrd. m³ ausgegangen (vergleiche nachfolgende Tabelle, Zeile 1). Ziel der Bundesregierung ist aber dennoch eine weitergehende Senkung des Gasverbrauchs. 2022 lag der Gasverbrauch in Deutschland (und Europa) insbesondere aufgrund der sehr stark erhöhten Gaspreise, befristeter Maßnahmen zur Reduzierung des Erdgasverbrauchs sowie der milden Witterung deutlich unter dem Verbrauch im Jahr 2021 (in 2021 ca. 99 Mrd. m³ im Vergleich zu ca. 82 Mrd. m³ in 2022 (Quelle: Bundesnetzagentur)). Für das laufende und kommende Jahr wird eine Erhöhung des Gasverbrauchs in Deutschland im Vergleich zum Jahr 2022 unterstellt. Dies spiegelt u.a. eine Erhöhung der industriellen Produktion auf Grund der sich aktuell normalisierenden Preise wider.

Neben der Deckung der eigenen Erdgasbedarfe in Deutschland geht die Bundesregierung davon aus, dass durch den teilweisen oder gänzlichen Ausfall russischer Pipeline-Gaslieferungen auch verschiedene Staaten in Mittel- und Osteuropa verstärkt auf den Import von Erdgas via Deutschland angewiesen sein werden. Insbesondere Staaten ohne eigene Küste, über die LNG auf dem Seeweg angelandet werden kann, könnten neben den bisherigen Importwegen via Pipeline auch auf die deutsche LNG-Importinfrastruktur zurückgreifen. Die Bundesregierung geht von zusätzlichen Versorgungsbedarfen durch Tschechien, die Slowakei, Österreich sowie die Ukraine und Moldau aus. Bedarfsgrößen sind als Differenz aus Gesamtverbräuchen der jeweiligen Staaten und bisherigen Transitmengen aus Deutschland berechnet worden. Dabei wurde angenommen, dass Bezugsquellen jenseits des Transits über Deutschland in Russland liegen und nicht mehr zur Verfügung stehen. Für das bei dieser Rechnung entstehende Delta wird unterstellt, dass die Staaten 50 % des Gasbedarfs über deutsche Importterminals beziehen werden (für die verbleibenden 50 % 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 ca. 1 Mrd. m³ pro Jahr; für die Slowakei 0,15 Mrd. m³/Jahr; für Österreich 0,5 Mrd. m³/Jahr und für die Ukraine und Moldau zusammen 4,5 Mrd. m³/Jahr (bzw. nach angenommener sinkender Eigenförderung der Ukraine ab 2026 5 Mrd. m³). Insgesamt ergibt sich so eine Menge von zusätzlichen ca. 6-7 Mrd. m³/Jahr, die in den kommenden Jahren zur Versorgung dieser Staaten in die Bedarfsberechnung einbezogen wird (Zeile 2). 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. m³ ausgegangen.

Die für die Versorgungssicherheit notwendigen Importkapazitäten von LNG dürfen jedoch nicht „auf Kante genähert“ sein, sondern müssen im Sinne der Resilienz mit einem Sicherheitspuffer und im Geist der europäischen Solidarität geplant werden. Die hier im Verbrauchsszenario unterstellten Bedarfe können aus unterschiedlichen Gründen nach oben sowie nach unten abweichen. So haben etwa die Temperaturen im Winter einen hohen Einfluss auf die Gasnachfrage (nach Angaben der Bundesnetzagentur bedeutet eine Temperaturänderung von 1°C in etwa einen Mehr- oder Minderverbrauch von rund 0,1 Mrd. m³ pro Woche). Auch könnte es nach einem pandemiebedingten Rückgang des Gasverbrauchs kurzfristig zu einem Nachanstieg kommen. Solche – wenn auch nur vorübergehend und durch Sonderfaktoren bedingte – Nachfrageerhöhungen müssen berücksichtigt werden. Zudem wird es vorkommen, dass auf Grund von notwendigen Wartungen oder Reparaturen Teile der Importinfrastruktur zeitweise nicht zur Verfügung stehen. Eine an der Versorgungssicherheit ausgerichtete Planung der LNG-Importinfrastrukturen darf sich also nicht am mittleren prognostizierten Verbrauch orientieren. Vielmehr müssen die Infrastrukturen so ausgelegt werden, dass Verbrauchsspitzen (z.B. ein besonders kalter Winter) oder der vorübergehende Ausfall einzelner Komponenten zuverlässig abgedeckt werden können.

Vor diesem Hintergrund sollten aus Sicht der Bundesregierung im Sinne einer Vorsorgeplanung Zusatzkapazitäten in Höhe von mindestens 10 % des zugrundegelegten Szenarios und der anteiligen mittel- und osteuropäischen Bedarfe zur kurzfristigen Deckung von Mehrbedarf vorausgesetzt werden (Zeile 4, „Risikoaufschlag“). Diese spiegeln allerdings noch keine Sicherheitspuffer wider, die zum Beispiel im Falle von Havarien oder eines anderweitig bedingten teilweisen Ausfalls der Lieferungen über die Pipelines benötigt werden.

Dabei ist es notwendig, die Bereitstellung von Importkapazitäten vom tatsächlichen Gasverbrauch zu unterscheiden. Die in Deutschland geschaffene LNG-Importinfrastruktur bietet lediglich die Option zur Einfuhr von LNG, sofern der Bedarf besteht. Sie ist nicht gleichzusetzen mit tatsächlichen, physischen Importen und Verbräuchen in der Größenordnung der verfügbaren Regasifizierungskapazität. Hierbei ist hervorzuheben, dass aus Klimaschutzgründen alle Bestrebungen auf die Senkung des Verbrauchs von fossilen Energien ausgerichtet sind und sein müssen.

II.2 Entwicklung der Erdgaslieferungen aus etablierten Bezugsquellen

Zur Deckung der Gasbedarfe stehen verschiedene etablierte Versorgungsquellen zur Verfügung. Nach dem Wegfall der russischen Gaslieferungen nach Deutschland und in andere europäische Länder hat der Markt flexibel reagiert und Importe aus diesen Quellen teils noch gesteigert.

So sind die Pipelinelieferungen von Erdgas aus der Förderung in Norwegen im Laufe des Jahres 2022 auf ein Niveau von ca. 46 Mrd. m³ deutlich angestiegen. Im Vergleich zum Vorjahr 2021 bedeutet dies eine Steigerung um ca. 15 Mrd. m³. Für die kommenden Jahre wird erwartet, dass das Niveau der Lieferungen aus Norwegen mit 46 Mrd. m³ hoch bleibt, weitere Steigerungen über das aktuelle Niveau hinaus sind aufgrund von bereits ausgelasteten Förderkapazitäten jedoch unwahrscheinlich. Ab 2027 ist von einer geringfügigen Verringerung der Importmengen aus Norwegen auszugehen, da das aktuell hohe Förderniveau auf Grund der Erschöpfung der Lagerstätte nicht langfristig gehalten werden kann. In den derzeit importierten 46 Mrd. m³/Jahr sind auch Transitmengen enthalten, d.h. Mengen, die zwar nach Deutschland fließen, allerdings anschließend in andere Staaten weiter exportiert werden. Der darin enthaltene Anteil, der in Deutschland verbraucht wird, wird auf Basis von bisherigen länderübergreifenden Import-Export-Verhältnissen der Gasflüsse auf ca. 62 %, d.h. über die kommenden Jahre ca. 29 Mrd. m³/Jahr, ab 2027 ca. 26-28 Mrd. m³ pro Jahr, geschätzt.

Lieferungen aus den Niederlanden (sowohl aus eigener Förderung als auch aus LNG-Lieferungen über die Standorte Rotterdam und Eemshaven) lagen 2022 bei 24 Mrd. m³, abzüglich Transitmengen bei ca. 15 Mrd. m³ für den deutschen Verbrauch. Es wird angenommen, dass dieses Niveau bis 2030 konstant bleibt (maßgeblich hierbei ist die Pipelinekapazität nach Deutschland; die in den nächsten Jahren erwartete verringerte niederländische Gasförderung kann hierbei durch erhöhte LNG-Lieferungen in die Niederlande ausgeglichen werden).

Versorgungsmöglichkeiten aus Belgien durch Anlandungen über das LNG-Terminal Zeebrugge bestehen über die kommenden Jahre voraussichtlich im Umfang von ca. 25 Mrd. m³, von denen schätzungsweise ca. 16 Mrd. m³ im deutschen Markt verbleiben. Es wird ebenfalls angenommen, dass dieses Niveau bis 2030 konstant bleibt (ein Ausbau von Pipelinekapazitäten von Belgien nach Deutschland könnte künftig eine höhere Importmenge aus Belgien ermöglichen, die Planungen hierfür befinden sich jedoch noch in einem sehr frühen Stadium).

Gasimporte aus Frankreich (aus LNG-Anlandung an französischen Terminals) werden in den nächsten Jahren bis 2025 nur ca. 2 Mrd. m³ erreichen können, da erst 2026 die Inbetriebnahme einer Deodorierungsanlage erwartet wird, die neben den aktuell kleinen Mengen den großskaligen Eintritt von französischem Gas in den deutschen Markt möglich macht. Ab Betriebsstart dieser Anlage wird ab 2026 von ca. 7 Mrd. m³ Gasflüssen pro Jahr aus Frankreich nach Deutschland ausgegangen.

Die inländische Gasförderung in Höhe von 5 Mrd. m³/Jahr wird bis 2030 ebenfalls als konstant angenommen.

II.3 Abgleich der Bedarfe und Pipelinegaslieferungen nach Deutschland

Stellt man die aufgeführten Bedarfe und Versorgungsquellen (ohne deutsche LNG-Terminals) einander gegenüber, ergibt sich für das hier angewandte Szenario (einschl. Zusatzkapazitäten) im Jahr 2023 für den deutschen Markt unter Berücksichtigung der inländischen Gasförderungen eine durch die LNG-Infrastruktur zu deckende Versorgungslücke von rund 28 Mrd. m³ (Zeile 15), die sich bis 2030 mit abnehmender Gasnachfrage auf ca. 13 Mrd. m³/Jahr verringert. Unter Einbezug der mittel- und osteuropäischen Mehrbedarfe bleibt im Jahr 2023 eine Lücke von ca. 34 Mrd. m³ bestehen; im Jahr 2030 beträgt sie ca. 20 Mrd. m³ (Zeile 16).

Bisherige Gasversorgungsinfrastrukturen reichen somit nicht aus, um die Gasbedarfe in Deutschland und den mittel- und osteuropäischen Nachbarländern zu decken. Die Verstärkung der im Aufbau befindlichen eigenen LNG-Infrastruktur durch den Bund und private Unternehmen ist deshalb im Sinne der deutschen Versorgungssicherheit geboten und im Sinne europäischer Solidarität notwendig.

II.4 LNG-Infrastruktur in Deutschland

Zu Beginn des Jahres 2023 sind zwei durch den Bund initiierte FSRU in Wilhelmshaven und Brunsbüttel in Betrieb gegangen bzw. befinden sich aktuell kurz vor Abschluss der Inbetriebnahmeaktivitäten. Zusätzlich wird seit Jahresbeginn eine FSRU in Lubmin privat betrieben. Durch die Kapazitäten dieser drei Terminals kann im Jahr 2023 zunächst LNG für ca. 13,5 Mrd. m³ Gas in Deutschland angelandet werden. Zwar ist eine Auslastung der FSRU zu 100% aufgrund von Wartungen, Schlechtwetter, einer nicht immer nahtlosen Anlandung der LNG-Cargos usw. im realen Betrieb kaum aufrechtzuerhalten. Bei entsprechender Nachfrage können die FSRU zeitweise aber auch eine höhere Regasifizierungskapazität erreichen, so dass Phasen mit geringerer Auslastung ausgeglichen werden können. Im Weiteren wird somit eine vollständige Nutzung der *nominellen* FSRU-Kapazitäten unterstellt.

Für die in Brunsbüttel eingesetzte FSRU ist zu berücksichtigen, dass diese über eine nominelle Kapazität von ca. 7,5 Mrd. m³/Jahr verfügt, diese aber aufgrund der lokalen Netzsituation zunächst nur für 3,5 Mrd. m³/Jahr genutzt werden kann. Nach Fertigstellung einer neuen Anbindungsleistung Ende 2023 ist eine volle Auslastung der Kapazität von 7,5 Mrd. m³/Jahr möglich (auch hier unter Einbezug der oben stehenden Varianzen). Diese Menge wird ab 2024 in die Rechnung einbezogen. Die nominelle Kapazität der übrigen durch den Bund gecharterten FSRU liegt bei ca. 5 bzw. ca. 4,5 Mrd. m³/Jahr.

In den Jahren 2024 und 2025 werden nach derzeitigen Planungen alle fünf Bundes-FSRU ganzjährig in Betrieb sein und zusammen eine (nominelle) Regasifizierungskapazität von ca. 27 Mrd. m³/Jahr stellen. Ebenso sollen die Regasifizierungskapazitäten des privaten Projekts in Lubmin ab 2024 auf insgesamt ca. 10 Mrd. m³ ausgeweitet werden.

In den Jahren 2026 und 2027 sollen die drei derzeit geplanten landseitigen Terminals in Stade, Brunsbüttel und Wilhelmshaven in Betrieb gehen. Damit steigt die LNG-Importkapazität deutlich auf ca. 54 Mrd. m³. Dabei ist allerdings zu beachten, dass bei keinem der Terminals bisher eine finale Investitionsentscheidung getroffen wurde.

Brunsbüttel und Stade werden - soweit wie möglich - „green-ready“ gebaut, d.h. vorgerüstet für einen späteren Betrieb mit Wasserstoffderivaten, insb. Ammoniak (verstärkte Fundamente, Beschichtung/Stahl). Das feste Terminal am Standort Wilhelmshaven ist von Beginn an als Grüngasterminal für synthetisches, aus grünem Wasserstoff hergestelltes Methan konzipiert. Die landseitigen Terminals sollen die bis dahin an diesen Standorten stationierten FSRU ablösen.

II.5 Deckung des Bedarfs durch die geplante Infrastruktur

Bringt man diese Bedarfe und Infrastrukturen zusammen, zeigt sich, dass die zusätzlich geschaffenen LNG-Importkapazitäten im laufenden Jahr zunächst noch nicht ausreichen, um den inländischen sowie den zusätzlichen mittel- und osteuropäischen Bedarf zu decken. Es verbleibt eine Lücke in Höhe von ca. 20 Mrd. m³ (Zeile 31).

Für die Versorgungssicherheit im kommenden Winter spielen deshalb die Speicherfüllstände eine große Rolle. Die aufgrund der getroffenen Vorsorge und angesichts des besonders milden aktuellen Winters gut gefüllten Speicher (derzeit rd. 17 Mrd. m³, Stand 21. Februar 2023) können einen Großteil der fehlenden Importkapazitäten ausgleichen. Ebenso führt der bis April 2024 befristet zugelassene marktliche Betrieb von Kohlekraftwerken, die eigentlich zur Netzreserve und der Sicherheitsbereitschaft zählen, zu einem weiterhin vergleichsweise niedrigen Gasverbrauch im Stromsektor. Gleichwohl zeigen die Zahlen, wie wichtig eine Fortführung der Gas-Einsparungsanstrengungen aller Wirtschaftsakteure ist. Denn kurzfristig können über die oben dargestellten Kapazitäten keine zusätzlichen LNG-Importkapazitäten aufgebaut werden. Dies gilt sowohl in Bezug auf geeignete Standorte sowie für die Verfügbarkeit von zusätzlichen FSRU am Weltmarkt.

Mit dem voranschreitenden Ausbau der Infrastruktur ergibt sich für die Jahre 2024 und 2025, dass – bei vollständiger Auslastung der durch die Terminals bereitgestellten Importkapazität – der deutsche sowie mittel- und osteuropäische Zusatzbedarf gedeckt werden kann, auch wenn es zeitweise zu steigenden Gasbedarfen kommen sollte. Mit der Inbetriebnahme der landseitigen Terminals steigt die in Deutschland verfügbare Importkapazität deutlich, sodass ab dem Jahr 2027 bei Realisierung aller geplanten Projekte ein zusätzlicher Sicherheitspuffer von über 30 Mrd. m³ im Jahr zur Verfügung steht.

Ein Sicherheitspuffer in dieser Größe ist aus Sicht der Bundesregierung mindestens notwendig, um die Versorgungssicherheit im Hinblick auf den möglichen Ausfall von Importkapazitäten durch Havarie, Sabotage oder andere exogene Ereignisse weiterhin zu gewährleisten. Die größten Gasmengen werden derzeit aus Norwegen nach Deutschland importiert (46 Mrd. m³ jährlich, davon ca. 29 Mrd. m³ für den deutschen Verbrauch). Dieser Sicherheitspuffer ist daher insbesondere zur Absicherung gegen den Ausfall norwegischer Importe und auch zur Sicherung der Versorgung der europäischen Nachbarländer zu verstehen.

Entwicklung der Gasbedarfe und Gasimporte

	<i>Alle Angaben in Mrd. m³</i>	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Prognostizierter DEU Gasbedarf	81,5	86,0	85,0	82,0	80,3	78,7	77,1	75,5	74,1
2	Bedarf mögliche Nachfrage CZE, SVK, AUT, UKR/MDA über DEU LNG Terminals insgesamt *	-	5,5	6,2	6,2	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
3	Bedarf insgesamt (DEU + Osteuropa und AUT)	-	91,5	91,2	88,2	87,1	85,5	83,9	82,3	80,9
4	Risikoaufschlag (als 10% der DEU und osteurop. + AUT Bedarfe), siehe S. 3	-	9,2	9,1	8,8	8,7	8,6	8,4	8,3	8,1
5	Quellen Gasversorgung außer DEU LNG-Terminals									
6	NOR Pipelineimporte	45,6	46,0	46,0	46,0	46,0	45,0	44,0	43,0	42,0
7	NOR-Lieferungen für DEU	28,6	28,9	28,9	28,9	28,9	28,3	27,6	27,0	26,4
8	NLD Importe (aus Förderung und LNG)	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3
9	NLD Lieferungen für Deutschland	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
10	FRA Importe (LNG; bisher keine Transit FRA-Mengen durch DEU)	2,0	2,0	2,0	2,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
11	BEL Importe	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8

	<i>Alle Angaben in Mrd. m³</i>	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
12	BEL Lieferungen für Deutschland	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
13	Summe der Importe für DEU	61,5	61,8	61,8	61,8	66,8	66,2	65,5	64,9	64,3
14	Eigenförderung Deutschland	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
15	Delta aus DEU Bedarf plus DEU Risikoaufschlag minus Importen minus Förderung		- 27,9	- 26,7	- 23,4	- 16,5	- 15,4	- 14,3	- 13,2	- 12,2
16	Delta aus Bedarf plus Risikoaufschlag gesamt minus Importen minus Förderung		- 33,9	- 33,5	- 30,2	- 24,0	- 22,9	- 21,8	- 20,7	- 19,7
17	DEU LNG-Importkapazitäten aktueller Planungsstand									
18	Schwimmende, flexible LNG-Importkapazitäten									
19	Wilhelmshaven I (<i>Bund</i>)		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
20	Brunsbüttel (<i>Bund</i>)		3,5	7,5	7,5	7,5				
21	Stade (<i>Bund</i>)			5,0	5,0	5,0				
22	Wilhelmshaven II (<i>Bund</i>)			4,5	4,5					
23	Lubmin (<i>Bund</i>)			5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
24	Lubmin (<i>privat</i>)		5,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0

	<i>Alle Angaben in Mrd. m³</i>	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
25	Landgebundene Gasterminals (umrüstbar/nutzbar für H2/Derivate)									
26	LNG-Terminal Brunsbüttel mit Bundesbeteiligung						10,0	10,0	10,0	10,0
27	Private LNG-Terminals									
28	Stade						13,0	13,0	13,0	13,0
29	Wilhelmshaven (Grüngasterminal)**					11,0	11(14)	11(18)	11(22)	11(21)
30	Gesamt LNG-Importkapazitäten		13,5	37,0	37,0	43,5	54,0	54,0	54,0	54,0
31	Sicherheitspuffer (Zeile 16 plus 30)		-20,4***	3,5	6,8	19,6	31,2	32,3	33,4	34,4

* Beruhend auf Werten aus 2021

** Die fossile Kapazität des festen Terminals in Wilhelmshaven ist flexibel wird nur bei entsprechender Nachfrage ausgebaut; Maximalwerte in Klammern. Rundungsdifferenzen sind möglich.

*** Ohne Berücksichtigung der angestrebten Zusatzkapazitäten verbleibt eine Lücke von ca. 11 Mrd. m³. In beiden Fällen – mit und ohne Berücksichtigung der Zusatzkapazitäten in Zeile 4 – kann eine Gasmangellage durch Zurückgreifen auf Speichermengen und Fortführung der Einsparanstrengungen vermieden werden, vgl. dazu Abschnitt II.4

III. Risikoanalyse

III.1 Risiko eines höheren Regasifizierungsbedarfs

Im Zuge der Arbeiten des BMWK an diesem Bericht wurde das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) beauftragt, Gasszenarien unter der Berücksichtigung der derzeit geplanten LNG-Infrastruktur in Deutschland und Europa zu erstellen. Die Analysen zeigen, dass seit dem russischen Überfall auf die Ukraine im Februar 2022 global zusätzliche Investitionsentscheidungen in zahlreiche LNG-Projekte getroffen wurden, und zwar sowohl auf der Importseite (Regasifizierungsterminals) als auch auf der Exportseite (Verflüssigungsterminals). Auf dieser Basis kommt das EWI zu dem Schluss, dass in Europa selbst in dem Szenario mit steigender Gasnachfrage (in Anlehnung an das Szenario „Stated Policy“ des World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur) die bereits beschlossenen zusätzlichen Importkapazitäten ausreichend sind, um die europäische Gasnachfrage zu decken. Dabei ist ebenfalls berücksichtigt, dass südosteuropäische Nachbarländer ggf. über LNG-Terminals in Deutschland zu einem erheblichen Teil mitversorgt werden müssen. Die gesetzlichen Vorgaben für den Speicherfüllstand werden in den Szenarien nie unterschritten. Ein möglicher Ausfall von Infrastrukturen oder von Lieferungen spielt in der Analyse des EWI jedoch keine Rolle.

Im Sinne der Versorgungssicherheit ist es daher sinnvoll, weitere Optionen zur Steigerung der Regasifizierungskapazität bereitzuhalten. Weitere Sicherheitspuffer über die bisher dargestellten hinaus können mobilisiert werden, indem zum einen mittelfristig neue Standorte für die in der obigen Betrachtung nicht mehr einberechneten FSRU des Bundes, die bis zur Inbetriebnahme landseitiger Terminals zunächst in Stade, Brunsbüttel und Wilhelmshaven II eingesetzt sind, entwickelt werden. Damit ließen sich die verfügbaren Kapazitäten um bis zu 17 Mrd. m³ erhöhen. Zusätzlich könnten die Kapazitäten für fossiles LNG des landseitigen Terminals in Wilhelmshaven II bedarfsabhängig errichtet werden; dabei sind grundsätzlich auch Kapazitäten über die bisher einberechneten 11 Mrd. m³/Jahr möglich (siehe Werte in Zeile 29 in Klammern).

III.2 Risiko eines geringeren Regasifizierungsbedarfs

Sollte der Regasifizierungsbedarf in Deutschland niedriger ausfallen, oder der hier unterstellte konstante Bedarf aus den mittel- und osteuropäischen Nachbarländern bis 2030 sinken – auch dort wird im Zuge der Umsetzung der EU-Klimaschutzziele und der Elektrifizierung weiter Teile der Gebäudewärme und der Industrie der Gasbedarf in den kommenden Jahren zurückgehen – ergäbe sich die Möglichkeit, die Bundes-FSRU ggf. früher wieder anderen Nutzungen zuzuführen. Zudem besteht für die festen Terminals die Möglichkeit des früheren Umstiegs auf grüne Gase. Die Terminals in Stade und Brunsbüttel werden green-ready konzipiert, sodass sie ggf. früher als bisher geplant auf grünes Ammoniak umgestellt werden können. Bei dem landseitigen Terminal in Wilhelmshaven handelt es sich nicht um ein klassisches LNG-Terminal; Der Import grüner Energieträger (grünes LNG) ist hierunter Nutzung eines sog. CO₂-Kreisels geplant.

III.3 Realisierungsrisiko

Ferner muss im Rahmen einer Gesamtabwägung das Realisierungsrisiko des Aufbaus der Importinfrastruktur mitberücksichtigt werden. Die Bundesregierung hat sämtliche Anstrengungen unternommen, damit es in diesem Winter zu einer stabilen Versorgungslage kommt, die derjenigen in den vergangenen Jahren entspricht. Dies soll auch für die kommenden Winter gelten. Trotz aller Zuversicht, dies bewerkstelligen zu können, sollte nicht außer Acht gelassen werden, dass es sich bei den derzeit noch ausstehenden Projekten um Großbauprojekte handelt. Diese sind, insbesondere angesichts der extrem engen Zeitpläne, denselben Risiken ausgesetzt, die auch für andere Bau- oder Großprojekte gelten (u.a. Kostensteigerungen, Genehmigungsrisiken). Die FSRU-Standorte in Wilhelmshaven II, Stade und Lubmin sind noch im Aufbau, gleiches gilt für die festen Terminals. Vor diesem Hintergrund können Verzögerung oder gar Nicht-Realisierung trotz aller Anstrengungen seitens des Bundes und der privaten Partner nicht in Gänze ausgeschlossen werden.

Falls die festen Terminals nicht realisiert werden, könnten die Bundes-FSRU weiter betrieben werden, die im o.g. Szenario ab 2027 nicht mehr benötigt werden.

Zusammenfassend ist bei der Risikobetrachtung erneut zu betonen, dass es sich bei den geplanten Terminals um Importmöglichkeiten handelt, die der Diversifizierung und Erweiterung der strategischen Gasversorgungsmöglichkeiten Deutschlands und der europäischen Nachbarn dienen. So ist es gewollt, unter der Prämisse der Versorgungssicherheit Redundanzen bei der Gasversorgungsinfrastruktur einzuplanen, um einen möglichen Ausfall anderer Quellen kompensieren zu können. Insbesondere bei Ausfall hoher Pipelineimporte aus anderen europäischen Staaten stellen die LNG-Importkapazitäten eine Möglichkeit zum Ausgleich dar. Dies bedeutet aber letztlich auch, dass aus Gründen der Versorgungssicherheit das Risiko der Unterauslastung der Kapazitäten bewusst eingegangen wird. Gleichzeitig sollte der Sicherheitspuffer nicht unnötig hoch gewählt werden, um die Kosten für den Bundeshaushalt nicht zu hoch werden zu lassen. Der hier gewählte Ansatz stellt aus Sicht der Bundesregierung eine ausgewogene Balance der verschiedenen Risiken dar.

IV. Kompatibilität der LNG-Terminals mit den Klimaschutzziele

Der Deutsche Bundestag hat mit dem 2021 geänderten Klimaschutzgesetz anspruchsvolle, verbindliche Klimaziele für den Zeitraum bis 2030 festgelegt sowie das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 verankert. Die Einhaltung dieser Ziele ist handlungsleitend für die Bundesregierung. Die Dekarbonisierung der Energieversorgung wird durch die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien, Einsparmaßnahmen sowie technologische Maßnahmen kontinuierlich vorangetrieben.

Ein wichtiges Element im Rahmen der Klimaschutzanstrengungen der Bundesregierung, die zur Erreichung des -65%-Treibhausgasziels bis 2030 notwendig sind, ist eine Reduktion des Gasverbrauchs. Anstrengungen in diesem Bereich dienen zugleich der Versorgungssicherheit, weil sie den Bedarf an notwendigen LNG-Importkapazitäten reduzieren. Da der Gasverbrauch in Deutschland vor allem in den Bereichen Gebäude und Industrie anfällt, sind im Rahmen einer Gasreduktionsstrategie insbesondere Anstrengungen im Bereich der Gebäudeeffizienz, der Wärmeversorgung durch Erneuerbare Energien, der Elektrifizierung von Industrieprozessen sowie der beschleunigten Aufbau und Einsatz einer Wasserstoffwirtschaft zentral.

Mit entsprechender Gesetzgebung hat die Bundesregierung im Jahr 2022 die Energiewende und den Ausbau der erneuerbaren Energien erheblich beschleunigt. Hierzu zählen u.a. Gesetzesinitiativen zur Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung auf 80% bis 2030, zur vermehrten Ausweisung von Flächen für Erneuerbare Energien sowie zur Erhöhung der Effizienzstandards im Neubaubereich. Zudem wurden 2022 eine Vielzahl von Fördermaßnahmen im Bereich der Energieeffizienz und Erneuerbaren Wärmeförderung vorangetrieben und mit erhöhten Mitteln im Klima- und Transformationsfonds versehen, u.a. die Bundesförderung Effiziente Gebäude (BEG) und die Bundesförderung Effiziente Wärmenetze (BEW). Für das Jahr 2023 sind weitere Initiativen vorgesehen, wie etwa eine Novelle des Gebäude-Energie-Gesetzes zur Umsetzung der 65%-Erneuerbaren-Energien-Regel für neue Heizungsanlagen sowie die Verabschiedung eines Energieeffizienzgesetzes. All diese sowie weitere in den sektoralen Klimaschutz-Sofortprogrammen des BMWK und des BMWSB vom 13. Juli 2022 genannten Maßnahmen tragen sowohl zu Klimaschutz als auch zu Versorgungssicherheit bei und beschleunigen die Reduktion des Gasverbrauchs sowie die Transformation von Erdgas in Richtung grüne Gase.

Ein Lock-in-Effekt für höhere CO₂-Emissionen aus dem Aufbau einer LNG-Import-Infrastruktur ist aufgrund der genannten Gründe und insb. aufgrund der Flexibilitäten beim Einsatz der LNG-Infrastrukturen nicht erkennbar. Zudem setzen die zur Bewältigung der Gasversorgungskrise aufgrund des russischen Angriffskrieges gegenüber der Ukraine errichteten Anlagen für den Import von verflüssigtem Erdgas selbst keine direkten Treibhausgase frei. Festzuhalten ist jedoch, dass die Bundesregierung dafür Sorge tragen wird, dass die landgebundenen

Terminals für den Umschlag grünen Wasserstoffs und/oder seinen Derivaten geeignet sein werden bzw. die Eignung mit vertretbarem Aufwand hergestellt werden kann. So wird die geplante feste LNG-Infrastruktur auf die bis 2045 herzustellende Klimaneutralität vorbereitet sein.

V. Einsatz der Bundes-FSRU

Wie bereits dargestellt, ist ein Vorteil der FSRU, dass sie weitgehend flexibel einsetzbar sind. Damit kann vor dem Hintergrund der grünen Transformation der zunächst anhaltend hohe Gasbedarf vorübergehend gedeckt werden. Gleichzeitig wird vermieden, dass fossile Importinfrastruktur aufgebaut wird, die sich zu einem „stranded asset“ entwickelt.

Im Zuge des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine ist die globale Nachfrage nach FSRU gestiegen. Vor dem Hintergrund des begrenzten Angebots forderten die Schiffseigner grundsätzlich die Vereinbarung langer Charterzeiträume. Die Charterdauern für die fünf durch den Bund gecharterten FSRU betragen zwischen 5 und 15 Jahren, zum Großteil mit Ausstiegsoptionen.

Für die am Standort Wilhelmshaven (I) seit Anfang 2023 eingesetzte FSRU „Esperanza“ sowie die FSRU „Gannet“, die in Kürze in Brunsbüttel den Betrieb aufnimmt (beides Schiffe des Anbieters Höegh) beträgt die Charterdauer jeweils 10 Jahre.

An den Standorten Stade und Lubmin sollen ab Ende 2023 die FSRU „Transgas Force“ und „Transgas Power“ des Anbieters Dynagas betrieben werden. In beiden Fällen wurde eine Charterdauer von 15 Jahren vereinbart. Innerhalb von 12 Monaten ab Beginn der Charter kann die Laufzeit auf 10 Jahre verkürzt werden. Eine Entscheidung des Bundes, ob eine solche Verkürzung bei einem oder beiden Schiffen vorgenommen werden soll, ist noch nicht gefallen und wird unter Abwägung des Gasbedarfs und Einsatzmöglichkeiten der FSRU innerhalb Deutschlands getroffen werden.

Für die am Standort Wilhelmshaven (II) vorgesehene FSRU „Excelsior“ des Eigners Excelerate beträgt die Charterdauer 5 Jahre.

Absichten des Bundes zur Errichtung eines weiteren LNG-Import-Standorts in Hamburg wurden mangels technischer Realisierbarkeit beigelegt. Die Charterung einer Speicher- und/oder Regasifizierungseinheit (FSRU/FSU, sog. „6. FSRU“) wurde für diesen Standort nicht vorgenommen.

Grundsätzlich sind die durch den Bund gecharterten FSRU nicht an einen bestimmten Standort gebunden. Das bedeutet, dass die FSRU innerhalb der Charterdauer auch an anderen Orten als FSRU oder mobil als LNG-Tanker zum Transport von LNG eingesetzt werden könnten. Die FSRU verfügen neben der Regasifizierungseinheit auch über einen Speichertank, in dem das LNG transportiert werden kann. Die FSRU sind damit sehr flexibel und die vertraglich festgelegte Charterdauer entspricht nicht automatisch der Einsatzdauer als FSRU in Deutschland zum Import von LNG. Die durch eine Subcharter zu erzielenden Einnahmen sind dabei schwierig zu prognostizieren und unter anderem davon abhängig, ob das FSRU als LNG-Carrier oder als FSRU weiterverschartert werden kann. Sofern landseitige Terminals am jeweiligen Standort folgen sollen (dies ist der Fall an den Standorten Brunsbüttel, Stade und Wilhelmshaven), steht bereits fest, dass die FSRU nur bis zum Betriebsbeginn des landseitigen Terminals betrieben und anschließend anderweitig weitergenutzt werden.

Die FSRU-Terminals werden von der Deutschen Energy Terminal GmbH (DET), einer 100%igen Bundesgesellschaft, betrieben. Es ist Aufgabe der DET, die Anlandung von LNG zur Versorgungssicherheit zu ermöglichen, wobei Dauer und Größenordnung sich am Bedarf orientieren. Zu dessen Ermittlung ist die DET in Vorbereitung der öffentlichen Vermarktung der Regasifizierungskapazitäten. Insofern ist es originäres wirtschaftliches Interesse der DET, die oben genannten flexiblen Ausstiegsoptionen der Charterverträge zu nutzen, wenn kein Bedarf für Regasifizierungskapazitäten besteht.

Bezüglich der landseitigen Infrastruktur, die an den FSRU-Standorten gebaut wird, sind die Projekte an den unterschiedlichen Standorten bisher ähnlich strukturiert: Die jeweiligen privaten Projektpartner finanzieren grundsätzlich den Bau der Infrastruktur. Über einen festgelegten Nutzungszeitraum bzw. Betriebszeitraum der FSRU erhalten die privaten Projektpartner dann Pachtzahlungen durch den Bund bzw. die DET. Diese Pachtzahlungen stellen auf eine vollständige Amortisation der investierten Mittel über die ex-ante vereinbarten Nutzungsdauern ab.

VI. Kosten

Die Kostenplanung für die Jahre 2022-2038 beträgt aktuell rund 9,8 Mrd. Euro. Diese hat sich im Vergleich zur Planung von November 2022 um rund 250 Mio. Euro verringert. Hintergrund sind zweckgebundene, verfallene Rest-Mittel für die Charterraten für das ursprünglich in Hamburg geplante 6. Schiff, das schließlich aus technischen Gründen nicht realisiert werden konnte. Frei verfügbare Mittel aus dem Haushalt 2023, die ursprünglich für den Standort Hamburg verfügbar waren, mussten aufgrund von Kostensteigerungen (siehe weiter unten) an anderer Stelle verplant werden.

Die Kosten für den Ausbau der LNG-Infrastruktur sind in der untenstehenden Tabelle dargestellt. Wesentliche Kosten entstehen einerseits durch die Charterraten für die FSRU; pro Schiff fallen hier etwa Raten in Höhe von 55 Mio. Euro pro Jahr (netto) an. Der zweite wesentliche Kostenfaktor ist der Aufbau der Supra- und Infrastruktur. Wie bereits dargelegt, werden diese Kosten, die in der Regel durch private Unternehmen vorfinanziert wurden, im Rahmen von Pachtzahlungen über einen bestimmten Nutzungszeitraum durch den Bund refinanziert. Von den Gesamtmitteln sind rund 1,52 Mrd. Euro für die Charter und den Betrieb (jeweils über einen Zeitraum von 10 Jahren) einer möglichen weiteren FSRU (sog. „7. FSRU“) im Haushalt 2023 veranschlagt und gesperrt; diese werden in der untenstehenden Tabelle nicht ausgewiesen, da sie faktisch nicht verfügbar sind.

Alle Angaben in T Euro	2022 (ist)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gesamt	205.424	1.000.651	839.869	847.807	863.602	665.211	552.615	486.976	487.716
Charterraten	48.719	317.651	339.734	340.240	340.771	341.329	281.792	272.579	274.103
Investitions- und Betriebskosten	156.705	683.000	500.135	507.567	522.831	323.882	270.823	214.397	213.613

Alle Angaben in T Euro	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Gesamt	488.493	485.306	234.364	235.473	236.637	237.860	239.143	132.383
Charterraten	275.700	252.468	137.364	138.473	139.637	140.860	142.143	35.383
Investitions- und Betriebskosten	212.793	232.838	97.000	97.000	97.000	97.000	97.000	97.000

Einige der für das Jahr 2022 geplanten Vertragsschlüsse für die FSRU konnten im letzten Jahr nicht umgesetzt werden. Grund für die Verzögerungen war auch, dass die Nachunternehmer für BMWK regelmäßig sehr ungünstige Verträge anboten, die im Zuge langwieriger (wenn wegen des Projektstandes zeitlich überhaupt möglich) Verhandlungen austariert werden mussten, um die Haushaltsbelastungen im Rahmen zu halten. Da die im Jahr 2022 nicht abgeschlossenen Verträge nunmehr 2023 abgeschlossen werden müssen, wird BMWK die dafür erforderlichen Verpflichtungsermächtigungen für das Jahr 2023 neu beantragen. Daraus ergibt sich jedoch noch keine Steigerung der Gesamtkosten für die FSRU.

Die ersten Erfahrungen mit den Standorten Wilhelmshaven I und Brunsbüttel haben gezeigt, dass das Anlegen eines komplexen technischen Industrieschiffes vom Ausmaß einer FSRU und der Aufbau der dafür notwendigen Infrastruktur an Land – insbesondere in der Kürze der Zeit - nur schwer kalkulierbar sind. Regelmäßig musste der Bund für die Beschleunigungsrisiken aufkommen, die u.a. zu deutlichen unvorhersehbaren Mehrkosten führen bzw. Sicherheiten übernehmen.

Derzeit sind die Standorte Wilhelmshaven II, Stade und Lubmin noch im Aufbau. Am Standort Brunsbüttel starten die Bauarbeiten für einen neuen Anleger im Frühjahr 2023; bis Fertigstellung wird ein bestehender Anleger genutzt. Zudem werden für die Warmwasserversorgung der FSRU im Herbst 2023/Winter 2024 zusätzliche Kosten erwartet. Vor diesem Hintergrund rechnet das BMWK mit deutlichen Kostensteigerungen bei den FSRU bedingt durch die Inflation, allgemeine Kostensteigerungen bei den Nachunternehmen, Steuern, Risikoabdeckungen und zusätzliche Bau- und Umrüstmaßnahmen. Zur Deckung dieser kommt es zu Mehrbedarfen für den Haushalt 2024. Aktuelle Mehrbedarfe für das Jahr 2023 werden derzeit noch verifiziert und im Anschluss voraussichtlich sehr kurzfristig überplanmäßig beantragt werden.

Den für den Bund entstehenden Kosten im Zusammenhang mit den FSRU stehen Einnahmen gegenüber, die die Kunden der Terminals für die Regasifizierungsleistung an die DET entrichten werden. Die genaue Höhe dieser Einnahmen ist von verschiedenen Faktoren in Bezug auf das Vermarktungskonzept der Kapazitäten abhängig, das aktuell erarbeitet wird. Für das Jahr 2023 werden die Einnahmen derzeit auf 60-90 Mio. Euro geschätzt. Für die Jahre 2024 bis 2027 werden sich die Einnahmen aktuellen Schätzungen zufolge auf insgesamt 690 bis 930 Mio. Euro belaufen. Dabei ist zu beachten, dass die Einnahmen von der tatsächlichen Auslastung der Terminals sowie von den Regasifizierungstarifen abhängen. Auf Grund 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. Die Einnahmen der DET aus der Regasifizierung werden in den Bundeshaushalt zurückfließen.

Ferner hat die Bundesregierung für die Standorte Wilhelmshaven I und Brunsbüttel Garantien ausgesprochen, um der Deutschen Energy Terminal den Betrieb des FSRU und das Management der dazu erforderlichen Verträge zu ermöglichen. Die Risiken, die mit dem Betrieb einhergehen, sind nur teils versicherbar. Die Verträge, die die DET mit den privaten Vertragspartnern abschließt, enthalten daher auch Eventualverpflichtungen in Form von umfangreichen Haftungsfreistellungen. Die Vertragspartner der DET erwarten solche Patronatserklärungen, da die DET nur über ihr Grundkapital von rd. 25.000 EUR und die finanziellen Mittel für die Erfüllung ihrer regulären Vertragsverpflichtungen (direkte Kosten) verfügt. Mit der Garantie sagt der Bund zu, im Haftungsfall bis zum garantierten Betrag die notwendigen Mittel zur Verfügung zu stellen.

Hierbei handelt es sich um Risiken, deren Eintrittswahrscheinlichkeit grundsätzlich als gering einzuschätzen ist; mit einer Inanspruchnahme des Bundes hieraus wird nicht mit hoher Wahrscheinlichkeit zu rechnen sein. Nicht Gegenstand der Garantien sind die dem Eintritt nach gewissen Entgelt- und Aufwendungsersatzpflichten der DET, die bereits durch Zurverfügungstellung von Haushaltsmitteln für die DET gedeckt sind. Im weiteren Verlauf müssen die Garantiehöhen ggf. noch angepasst werden. Ebenfalls ist davon auszugehen, dass derlei Garantien auch für andere Standorte von den Vertragspartnern der DET verlangt werden.

VII. Versicherungen

Die landseitige Infrastruktur sowie die FSRU selbst sind im Rahmen von Gesamtprojektversicherungen, die üblicherweise bei Projekten mit diesem Umfang mit entsprechend hohen Haftungssummen hinterlegt sind, versichert. Schäden an der landseitigen Infrastruktur werden durch Versicherungen des (operativen) Betreibers abgedeckt. Dabei handelt es sich für Brunsbüttel und Wilhelmshaven um grundsätzlich das gleiche Versicherungskonzept, die Konzepte für die übrigen Standorte werden sich daran orientieren. Die Standort-

übergreifende Zusammenfassung der Versicherungsdeckungen unter der DET wird dabei angestrebt, um für den Versicherungsmarkt Gesamtrisiken zu streuen und Synergien zu heben. Das Versicherungskonzept umfasst den Abschluss einer Betriebs- und Umwelthaftpflicht, die Deckung von Umweltschäden, Sach- und Betriebsunterbrechungen sowie eine Terrorversicherung. Da das Gesamtkonzept für alle Standorte derzeit noch seitens der DET ausgearbeitet wird, können noch keine finalen Aussagen zu Umfang oder Vertragsausgestaltung gemacht werden.

VIII. Schutz der Physischen Infrastruktur

Um die Infrastruktur und den Betrieb der FSRU zu schützen, sind eine Vielzahl an vertraglichen Handlungsverpflichtungen in Bezug auf physische Sicherungsmaßnahmen vorgesehen. Dazu gehören insbesondere Maßnahmen zur Abwendung von nautischen oder sonstigen Gefahren. Zusätzlich ist dafür Sorge zu tragen, dass die FSRU vor schädlichen Einwirkungen Dritter zu Lande, aus der Luft und zu Wasser auch im Angesicht der besonderen Bedrohungslage für diese kritische Infrastruktur sachgerecht geschützt wird. Eine Lagebildanalyse und ggf. nachfolgende Maßnahmen werden aktuell vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) erarbeitet. Der Zugang zu sicherheitsempfindlichen Bereichen erfolgt nur durch zuverlässiges Personal.

Neben diesen individuellen Maßnahmen verbessert die Bundesregierung den Schutz der maritimen kritischen Infrastruktur kontinuierlich. Denn der Schutz maritimer relevanter, auch kritischer Infrastrukturen genießt höchste politische Priorität. Dazu hat das Bundeskanzleramt Prozesse innerhalb der Bundesregierung angestoßen, um tragfähige Lösungen zum besseren Schutz relevanter maritimer, auch kritischer Infrastrukturen zu entwickeln. Wichtig ist es zunächst, alle notwendigen Akteure zu identifizieren und an geeigneten Stellen an den Prozessen zu beteiligen. Für eine kontinuierliche Verbesserung des Schutzes relevanter maritimer Infrastrukturen sind zivile, militärische und nachrichtendienstliche Bundes- und Landesbehörden einzubinden. Sobald erste Ergebnisse bekannt sind, werden diese an geeigneter Stelle kommuniziert und umgesetzt werden.

IX. Hintergrund zur Auswahl der fünf Bundes-FSRU

Wie oben geschildert, hat der russische Angriffskrieg auf die gesamte Ukraine eine Energiekrise ausgelöst und die Verletzlichkeit der Energieversorgung deutlich gemacht. Mit Beginn des Angriffs musste sich die Bundesregierung für den Ausfall russischer Gaslieferungen wappnen und daher unter Hochdruck und in großer Schnelligkeit alternative Gasversorgungsmöglichkeiten schaffen, um die Versorgungssicherheit aufrechterhalten zu können. Nach Beginn des Angriffskriegs stieg somit auch die Nachfrage nach LNG zur deutschen und europäischen Gasversorgung schlagartig. Im dringenden Interesse der Energieversorgungssicherheit hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) die Unternehmen RWE und Uniper erstmals im März 2022 gemeinsam unentgeltlich beauftragt, schnellstmöglich für die Bundesregierung bis zu drei FSRU für den Einsatz an verschiedenen deutschen bzw. bei Bedarf auch europäischen Standorten am Markt zu identifizieren und zu reservieren. Die Wahl fiel hierbei auf RWE und Uniper als große deutsche Gashändler, die auf entsprechende Expertise und Marktkontakte zurückgreifen konnten und sich als verlässliche Partner erwiesen hatten, um der Bundesregierung binnen sehr kurzer Zeit passende Optionen vorzulegen. Die Unternehmen haben daraufhin Angebote für vier FSRU von drei Eignern, darunter das griechische Unternehmen Dynagas sowie der norwegische Anbieter Høegh, vorgelegt. Eine Entscheidung musste nach Angaben der Schiffseigner und zur Ermöglichung eines schnellen Aufbaus der LNG-Importinfrastruktur sehr kurzfristig getroffen werden.

In enger Abstimmung mit dem Ressortkreis fiel die Wahl des BMWK unter Abwägung wirtschaftlicher und technischer Parameter auf die FSRU-Modelle „Transgas Force“ und „Transgas Power“ des Anbieters Dynagas und die „Höegh Esperanza“ des Anbieters Höegh.

Alle seinerzeit vorgeschlagenen FSRU waren in ihren Abmessungen vergleichbar, gleichermaßen für den Einsatz in deutschen Seehäfen sowie für den Einsatz als LNG-Tanker geeignet. Ein Schiff wurde abgelehnt, weil es im Gegensatz zu den anderen Angeboten noch nicht über eine Wärmegewinnung an Bord verfügte (sog. Closed Loop). Damit wäre es ohne signifikante Umbauten nicht für den ganzjährigen Betrieb in deutschen Gewässern geeignet gewesen. Die Regasifizierungskapazität der Schiffe von Höegh und Dynagas steht wiederum ganzjährig mit ca. 5 Mrd. m³/Jahr im Regelbetrieb zur Verfügung. Ebenso waren die Angebote der beiden Dynagasschiffe am günstigsten, gefolgt von dem Höegh-Schiff. Das vierte Angebot schied schließlich auch aus preislichen Gründen aus.

In den darauffolgenden Wochen zeichnete sich ab, dass zur Sicherung der Versorgung eine weitere FSRU für den direkten LNG-Import nach Deutschland nötig sein wird. Das BMWK hat auch hierbei auf die Expertise von RWE zurückgegriffen und das Unternehmen gebeten, (unentgeltlich) Angebote für eine vierte FSRU einzuholen. RWE hat daraufhin Angebote von insgesamt fünf US-amerikanischen und europäischen Unternehmen vorgelegt. In die engere Auswahl rückten aufgrund technischer und preislicher Faktoren der anderen Schiffe lediglich zwei Angebote, darunter die „Höegh Giant“ des bereits bekannten Anbieters Höegh.

Das BMWK hat, in Abstimmung im Ressortkreis im April 2022 das Angebot des Eigners Höegh für die Giant angenommen. Dieses lag mit der angebotenen Charrate preislich im mittleren Feld der abgegebenen Angebote. Aus Versorgungssicherheitsgründen wurde insbesondere das frühere Verfügbarkeitsdatum – bereits im Oktober 2022 – als attraktiv bewertet (Einsatz in Brunsbüttel wurde damit bereits in diesem Winter 2022/23 möglich). Ebenso lassen die Konditionen im Vergleich zu anderen Angeboten durch eine Kündigungsoption nach fünf Jahren (gegen Aufpreis) eine gesteigerte Flexibilität zu.

Im Sommer 2022 akzeptierte das BMWK das Angebot von Höegh, die FSRU „Giant“ gegen die FSRU „Gannet“ auszutauschen. Diese beinhaltet ab Januar 2024 eine höhere Tagesrate im Vergleich zur „Giant“, bietet dafür aber 7,5 statt 5 Mrd. m³ reguläre Regasifizierungskapazität. Im Verhältnis zur Steigerung der Kapazität um 50% fällt die Kostensteigerung um ca. 9% moderat aus. Das BMWK hatte sich zu diesem Zeitpunkt bereits zur Abnahme der Giant verpflichtet; zur „Gannet“ konkurrierende Angebote wurden deshalb nicht eingeholt.

Alle Angebote sind auch durch PricewaterhouseCoopers (PwC) als Mandatar des Bundes geprüft worden. Dieser ordnete die Angebote dabei als im internationalen Vergleich üblich ein. Ebenso konnte festgestellt werden, dass die Option eines Neubaus einer FSRU im Vergleich zu den angebotenen Charraten nicht preisgünstiger wäre und es dazu noch viel länger dauern würde, bis eine neugebaute FSRU zur Verfügung stünde.

Bei der Charterung der 5. FSRU des Bundes hat das BMWK zunächst die zur Realisierung eines fünften Bundes-FSRU-Projektes geeigneten Partner bewertet und schließlich für das Projektkonsortium aus Tree Energy Solutions (TES) und Engie votiert (zur Standortauswahl der FSRU-Projekte siehe unten). Das Konsortium hatte zu diesem Zeitpunkt bereits ein Angebot des US-amerikanischen FSRU-Eigners Excelerate optioniert, das das BMWK daraufhin auf seine Wettbewerbsfähigkeit und technische Eignung prüfen ließ. Die Charrate wurde dabei als marktüblich und vergleichbar zu den bis dahin eingegangenen Charterbeziehungen mit den Eignern Höegh und Dynagas bewertet. Die Regasifizierungsleistung der „Excelsior“ ist ebenfalls mit den anderen vier Schiffen vergleichbar. Das BMWK hat das Angebot daraufhin im September 2022 zugesagt.

Die wirtschaftliche Verwendung von Haushaltsmitteln hat das BMWK durch Einholung von Vergleichsangeboten sichergestellt.

X. Hintergrund zur Auswahl der FSRU-Standorte

Bei der Auswahl der Standorte, an denen die insgesamt fünf durch den Bund gecharterten FSRU stationiert und betrieben werden sollen, hat das BMWK die folgenden potentiell geeigneten Standorte an der deutschen Nord- und Ostseeküste geprüft: Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Stade, Lubmin, Hamburg und Rostock. Entscheidungen zur Errichtung von Terminals am jeweiligen Standort wurden in enger Abstimmung mit dem Bundesministerium der Finanzen und dem Bundeskanzleramt getroffen.

Der Standort Wilhelmshaven wurde für die Stationierung der „Esperanza“ von Höegh am Standort Voslapper Groden Nord mit Betriebsstart im Januar 2023 ausgewählt. Am Voslapper Groden waren die nautischen Simulationen für den Einsatz einer FSRU bereits im April 2022 abgeschlossen worden. Die notwendigen Umbauarbeiten in der Hafeninfrastuktur stellten sich als vergleichsweise geringfügig dar; absehbar war auch, dass die Pipeline zur Anbindung an das Fernleitungsnetz durch OGE bis zum Jahreswechsel 2022/23 fertiggestellt werden könnte. Eine Entscheidung für den Einsatz der FSRU „Esperanza“ wurde deshalb im April 2022 getroffen.

Im Hafen der Brunsbüttel Ports GmbH bestanden zum Zeitpunkt der FSRU-Charterungen durch den Bund bereits Pläne des Konsortiums aus der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), Gasunie, RWE, bis 2026 ein Onshore-LNG-Terminal mit 8, mittlerweile 10 Mrd. m³ Regasifizierungskapazität/Jahr zu errichten. Im April 2022 wurde entschieden, den Hafen bis zur Inbetriebnahme des landseitigen Terminals auch für die kurzfristige Anlandung von LNG über eine FSRU zu nutzen, da erforderliche Baumaßnahmen nach damaligen Informationen relativ kurzfristig erfolgen könnten. Ein Anleger war bereits vorhanden; lediglich ein Offloading-Arm und eine kurze Anbindungsleitung müssten errichtet werden, um die FSRU an das bestehende Netz anzuschließen (später wurde aufgrund paralleler Anlandung von Rohöl, LPG, Schütt- und Stückgut an jenem Anleger für die Errichtung eines neuen Anlegers zur LNG-Anlandung entschieden, der Anfang 2024 betriebsbereit sein soll). Nautische Simulationen waren auf Unternehmensseite auch hier bereits frühzeitig erfolgreich durchgeführt worden. Fest stand auch, dass der Standort Brunsbüttel an die Fernnetzleitung „Nordeuropäische Erdgasleitung“ (NEL) angeschlossen würde, über die seinerzeit bereits Gasmengen aus der Nord Stream 1 eingespeist wurden. Damit bot sich die Perspektive, dass bei einem Ausfall russischer Lieferungen durch Einspeisung über Brunsbüttel Lastflüsse in Ostdeutschland kompensiert werden könnten. Zunächst bestand die Absicht, eine der ab Mai 2023 verfügbaren Dynagas-FSRU zu stationieren. Später, nachdem feststand, dass der Bund die bereits ab Oktober 2022 verfügbare „Giant“ (später getauscht gegen die „Gannet“, s. o.) von Höegh chartern würde, wurde das Höegh-Schiff für Brunsbüttel vorgesehen. Der Betriebsbeginn konnte so auf den Winter 2022/23 vorverlegt werden.

Die Entscheidung zur Stationierung einer Dynagas-FSRU am Standort Stade wurde im Juli 2022 getroffen. Dem Standort standen dabei insbesondere die Standorte Rostock, Hamburg und Wilhelmshaven als Alternativen gegenüber. Stade wurde unter diesen Optionen aufgrund technischer Parameter ausgewählt, die auf ein geringes Risikoprofil des Standorts hindeuteten. Zur Realisierung des Projekts ist die Errichtung einer nur kurzen Anbindungsleitung erforderlich. Der nötige Anleger ist ohnehin für das landseitige LNG-Terminal (Inbetriebnahme 2027) geplant. Nautische Risikofaktoren waren zum Zeitpunkt der Entscheidung durch eine Simulation der beteiligten Unternehmen bereits ausgeräumt worden. Netzseitig stellte sich der Anschluss von Stade nach Rücksprache mit den zuständigen Fernleitungsnetzbetreibern als praktikabel dar.

Die Standorte Rostock und Hamburg wurden ebenfalls für den Einsatz einer Bundes-FSRU geprüft, konnten aber jeweils aus verschiedenen technischen Gründen nicht realisiert werden.

Der Standort Lubmin wurde ebenfalls im Juli 2022 aufgrund seiner strategischen Position zur Versorgung Ostdeutschlands und grundsätzlich bereits vorhandener Einspeisemöglichkeiten durch die Nord Stream 2 für die Stationierung einer FSRU von Dynagas gewählt.

Für den Einsatz einer 5. FSRU zeichnete sich schließlich ab, dass nur der Standort Wilhelmshaven („Wilhelmshaven II“) über die nötigen Voraussetzungen hierfür verfügte. Leitend waren dabei insbesondere die netzseitigen Kapazitäten; diese lagen ausreichend vor bzw. stand laut Fernleitungsnetzbetreibern fest, dass sie bis zur Inbetriebnahme der FSRU zum Ende 2023 eingerichtet werden könnten. Es wurden Konzepte von zwei Projektkonsortien an verschiedenen Orten in Wilhelmshaven verglichen. Das Konzept des Konsortiums aus TES und Engie südlich des Tiefseehafens Jade-Weser-Port (JWP) wurde schließlich ausgewählt, da das Konsortium die Inbetriebnahme am frühesten darstellen kann und unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten gegenüber dem zweiten eingereichten Konzept überzeugte. Bei der Charterung der hier zu stationierenden FSRU konnte auf ein bereits durch das Konsortium von TES und Engie optioniertes Schiff zurückgegriffen werden (die „Excelsior“ des Anbieters Excelerate, zur Prüfung des Angebots siehe oben).

Die Option, eine FSRU in einem Nachbarland zu stationieren, wurde in Erwägung gezogen, schließlich aber aus technischen Gründen nicht umgesetzt.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass zu jedem Zeitpunkt nach Möglichkeit verschiedene Standortoptionen gegeneinander abgewogen wurden. Allerdings wurde die Zahl der Optionen durch die technische Umsetzbarkeit eines FSRU-Einsatzes stark eingegrenzt.