



- Beschlusskammer 7 -



**Beschluss**

Az.: BK7-22-129

In dem Verwaltungsverfahren

wegen Antrag auf Freistellung von der Regulierung

der Deutsche Grüngas und Energieversorgung GmbH, Emsstraße 20, 26382 Wilhelmshaven, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

Antragstellerin,

hat die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller,

durch

ihre Vorsitzende Anne Zeidler

ihre Beisitzerin Dr. Antje Peters

und ihren Beisitzer Dr. Werner Schaller

am 21.03.2024 beschlossen:

1. Die in der LNG-Anlage am Standort Wilhelmshaven, Am Tiefen Fahrwasser, Voslapper Groden Nord in 26388 Wilhelmshaven (im Folgenden: LNG-Anlage Wilhelmshaven) geschaffenen Kapazitäten werden zugunsten der Antragstellerin Deutsche Grüngas und Energieversorgung GmbH nach folgender Maßgabe von der Anwendung der §§ 20 bis 26 Abs. 1 EnWG

Bundesnetzagentur für  
Elektrizität, Gas, Telekommunikation,  
Post und Eisenbahnen

Telefax Bonn  
0228 14-8872

E-Mail  
poststelle@bnetza.de  
Internet  
<http://www.bundesnetzagentur.de>

**Bitte neue Bankverbindung beachten!**  
Bundeskasse Weiden  
Dt. Bundesbank – Filiale Regensburg  
BIC: MARKDEF1750  
IBAN: DE08 7500 0000 0075 0010 07

Behördensitz: Bonn  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn  
☎ 0228 14-0

sowie der auf Grund von § 118a EnWG erlassenen Verordnung zu regulatorischen Rahmenbedingungen für LNG-Anlagen ausgenommen:

- a) Die Ausnahme gilt für eine Jahresdurchsatzkapazität in Höhe von 15 Milliarden Kubikmeter (15 Mrd. m<sup>3</sup>/a) zur Einfuhr, Entladung, vorübergehenden Speicherung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas im Sinne des § 3 Nr. 26 EnWG oder verflüssigtem synthetischem Methan (SNG) im Sinne von § 3 Nr. 26 EnWG i. V. m. Art. 1 Abs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG (Richtlinie 2009/73/EG).
  - b) Nicht ausgenommen sind durch wesentliche Kapazitätsaufstockungen geschaffene Kapazitäten.
2. Die Ausnahme ist auf 20 Jahre ab kommerzieller Inbetriebnahme befristet.
  3. Die Antragstellerin wird verpflichtet, von den Nutzern der ausgenommenen Infrastruktur Entgelte zu erheben.
  4. Die Antragstellerin wird verpflichtet, bei der langfristigen Vergabe von Kapazitäten ein diskriminierungsfreies und transparentes Verfahren anzuwenden. Dabei sind mindestens die folgenden Vorgaben zu beachten und in den Verträgen über Kapazitäten zu vereinbaren:
    - a) Buchungsauflagen für langfristig Buchende
      - (1) Alle potenziellen Nutzer müssen sich zunächst bei der Antragstellerin registrieren lassen.
      - (2) Der Antragstellerin steht es frei, unterschiedliche Produkte anzubieten, sofern diese transparent und diskriminierungsfrei ausgestaltet sind.
      - (3) Die Mindestbuchungshöhe beträgt höchstens 1 Mrd. m<sup>3</sup>/a an Erdgas bzw. synthetischem Methan pro Jahr an Durchsatzkapazität.
      - (4) Die Mindestbuchungsdauer beträgt 5 Jahre.
      - (5) Das Buchungsjahr ist das Kalenderjahr.
    - b) Langfristige Erstvergabe der Kapazitäten
      - (1) Für die Abgabe von Buchungsanfragen bezüglich der langfristigen Erstvergabe von Kapazitäten ist ein Zeitraum von mindestens 10 Werktagen vorzusehen. Alle in diesem Buchungszeitraum eingehenden Anfragen gelten als zeitgleich eingegangen.

Der Beginn der Erstvergabe ist mit mindestens 10 Werktagen Vorlauf unter Hinweis auf die Registrierungspflicht bekannt zu geben. Den registrierten Kunden sind sämtliche Vergaberegeln vor Beginn des Buchungszeitfensters zur Verfügung zu stellen.

- (2) Übernachtfragen werden über eine ratierte Zuweisung der zu vergebenden Kapazitäten aufgelöst. Abweichend hiervon darf die Zuweisung unter Berücksichtigung der jeweiligen Buchungsdauer und des Buchungsvolumens der Buchenden vorgenommen werden. Bei der Zuweisung können Buchungsanfragen mit einem längeren Buchungszeitraum und/oder einem größeren Buchungsvolumen vorrangig berücksichtigt werden.
- (3) Der bei der Erstvergabe angewendete Basistarif bezieht sich auf Buchungen mit einer Laufzeit von 20 Jahren (Basisdienstleistungsprodukt). Bei Buchungen mit kürzeren Laufzeiten ist die Erhebung von Preisauflschlägen in Abhängigkeit der Laufzeit auf den Basistarif zulässig. Für Verträge mit einer Laufzeit von 15 bis 19 Jahren dürfen Preisauflschläge nicht mehr als 10% ausgehend vom Basistarif betragen. Die Preisauflschläge sind vor der Erstvergabe allen potentiellen Nutzern bekannt zu machen.

c) Langfristige Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten

- (1) Bei der langfristigen Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten ist ein Preisauflschlag auf den bei der Erstvergabe angewendeten Tarif (Basistarif) zulässig. Der Aufschlag darf 10% nicht überschreiten.
- (2) Der Zuweisungsmechanismus für die langfristige Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten ist transparent und diskriminierungsfrei auszugestalten. Im Übrigen werden keine weiteren Vorgaben bestimmt.

5. Die Antragstellerin wird verpflichtet, eine Reservierungsquote in Höhe von mindestens 10% der Jahresdurchsatzkapazität für eine kurzfristige Vergabe von Kapazitäten bereitzuhalten. Für die kurzfristige Vergabe der mittels Reservierungsquote zurückgehaltenen Kapazitäten gelten mindestens folgende Vorgaben:

- a) Alle potentiellen Nutzer müssen sich zunächst bei der Antragstellerin registrieren lassen.
- b) Die kurzfristig zu vergebenden Kapazitäten werden in Form von Slots vergeben, die möglichst gleichmäßig über das Buchungsjahr verteilt sein müssen.
- c) Jeder Slot muss dem Slot-Inhaber das Löschen von mindestens 175.000 m<sup>3</sup> verflüssigtem Erdgas (LNG) bzw. verflüssigtem synthetischen Methan (SNG) ermöglichen.

- d) Für die kurzfristige Vergabe sind mindestens 12 Slots pro Jahr vorzusehen.
- e) Die Vergabe der Slots erfolgt jährlich zu einem wiederkehrenden Datum für das kommende Buchungsjahr. Das Buchungsjahr ist das Kalenderjahr.
- f) Die Slots werden initial per Aufpreisauktion oder einem anderen diskriminierungsfreien und transparenten mehrstufigen Auktionsverfahren vergeben. Der Beginn der Auktion ist mit einem Vorlauf von 4 Wochen öffentlich bekannt zu geben
- g) Spätestens 2 Wochen vor dem Beginn der Auktion ist die Slot-Produktbeschreibung mit mindestens folgenden Inhalten zu veröffentlichen:
- (1) Datum für den Entlade-Slot
  - (2) Ankunftszeitfenster
  - (3) Menge an LNG oder verflüssigtem SNG in m<sup>3</sup>, die gesichert gelöscht werden kann
  - (4) Verfügbare Regasifizierungsleistung
  - (5) Regasifizierungszeitraum
  - (6) Startpreis für den Slot (siehe Tenor zu 5. h))
  - (7) Preisschritt (siehe Tenor zu 5. i))
- h) Der Startpreis für einen Slot darf einen Maximalwert nicht überschreiten und kann ansonsten von der Antragstellerin in beliebiger Höhe festgesetzt werden. Die Formel zur Berechnung des Maximalstartpreises lautet:

$$\text{max. Startpreis}_{K\text{-Slot}} = \text{Basistarif} \times \frac{\dot{V}_{K\text{-Slot}}}{\dot{V}_{\text{Basistarif}}} \times 600 \frac{\text{Nm}^3}{\text{m}^3 \text{ LNG}} \times 10,6 \frac{\text{MWh}}{1000 \text{ Nm}^3} \times 1,1$$

Die Antragstellerin kann einen Startpreis unterhalb des so ermittelten Maximalpreises für einen Slot bestimmen.

- i) Im Falle einer Übernachfrage ist jeweils eine weitere Auktionsrunde durchzuführen. In dieser Auktionsrunde können nur diejenigen Nutzer teilnehmen, welche sich bereits in der vorherigen Auktionsrunde beteiligt haben. Der Startpreis wird jeweils um einen vorher von der Antragstellerin zu bestimmenden Aufschlag erhöht (sogenannter Preisschritt). Der Preisschritt ist der Beschlusskammer vorab mitzuteilen und im Vorfeld der Auktion den Beteiligten bekannt zu geben.

- j) Sollten im Falle einer Übernachfrage beim nächsten Preisschritt sämtliche Auktionsteilnehmer aus der Auktion aussteigen (sogenannter Undersell), ist der Slot über ein von der Antragstellerin zu bestimmendes und vorab bekannt zu machendes diskriminierungsfreies und transparentes Zuweisungsverfahren unter den Auktionsteilnehmern zu vergeben, die sich an der letzten Auktionsrunde vor dem Undersell beteiligt haben.
- k) Der Teilnehmerkreis für die erste Auktion ist auf registrierte Nutzer beschränkt, die noch nicht im Besitz langfristiger Kapazitäten sind. Slots, die in der Auktion mit eingeschränktem Teilnehmerkreis nicht vergeben wurden, werden im Nachgang in einer zweiten Auktion allen registrierten Nutzern angeboten. Sollten auch nach dieser Auktion Slots nicht vergeben worden sein, werden diese Slots unterjährig allen registrierten Nutzern nach dem Prinzip First-Come-First-Serve (FCFS) von der Antragstellerin angeboten (unterjährige kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten).
- l) Sollten technische Anlagenrestriktionen dies erfordern, kann die Antragstellerin bei der unterjährigen Vergabe von Slots in folgenden Punkten von den vorstehenden Vorgaben für das Slot-Produkt abweichen:
  - (1) Die feste Mindestlöschmenge an LNG oder verflüssigtem SNG eines unterjährigen Slots kann in Abweichung zu der Vorgabe aus Tenor zu 5. c) in Einzelfällen geringer ausfallen. Die Antragstellerin ist verpflichtet, die gegebenenfalls notwendige Reduktion der festen Mindestlöschmenge so gering wie nötig zu halten.
  - (2) Darüber hinaus kann die Antragstellerin von der Mindest-Regasifizierungsleistung gemäß Tenor zu 5. g) (4) abweichen.
- m) Ein bedingt durch die Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten erhöhter Mehraufwand bei der Antragstellerin gilt mit dem Aufschlag gemäß Tenor zu 5. h) als abgegolten. Die Berechnung weiterer Gebühren oder Kosten (z.B. Handling-Fee) ist nicht zulässig.
- n) Flexibilisierungsinstrumente können im Rahmen der Kurzfristvermarktung angewendet werden. Die Anwendung hat transparent und diskriminierungsfrei zu erfolgen.
- o) Die Antragstellerin wird für den Fall, dass beim Verfahren zur unterjährigen kurzfristigen Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten diese nicht vermarktet wurden, verpflichtet, jeweils bis zum 31. März eines jeden Folgejahres darüber gegenüber der Beschlusskammer zu berichten, in welchem Umfang Kapazitäten beim Verfahren zur unterjährigen kurzfristigen Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten nicht vermarktet und/ oder in den sogenannten nicht-regulierten Bereich überführt wurden. Sie hat dabei die Gründe

für eine nicht erfolgte unterjährige kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten mitzuteilen.

- p) Bei Anlandung von verflüssigtem erneuerbaren SNG erhält der Kunde einen Rabatt in Höhe von 5% auf das Entgelt für das Basisprodukt bezogen auf den Anteil von SNG am gesamten entladenen Volumen. Das erneuerbare SNG muss den zum Zeitpunkt der Entladung gültigen deutschen und europäischen Definitionen von erneuerbarem Gas entsprechen. Der Slot-Inhaber ist für die Vorlage entsprechender Nachweise verantwortlich.
6. Die Antragstellerin wird verpflichtet, in ihren Verträgen über Kapazitäten besondere Regelungen für ein Engpassmanagement vorzusehen. Nach diesen Regelungen muss insbesondere jedem Nutzer das Recht zustehen, seine kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln (Sekundärvermarktung). Dabei sind mindestens die folgenden Vorgaben zu beachten und in den Verträgen über Kapazitäten zu vereinbaren:
- a) Inhaber von Kapazitäten können diese ganz oder teilweise, wobei letzteres hinsichtlich des Volumens als auch der Laufzeit gilt, an andere registrierte Nutzer übertragen.
- b) Rechtzeitig vor der Sekundärvermarktung hat der Inhaber der Kapazität der Antragstellerin Volumen, Laufzeit und Zeitpunkt der Sekundärvermarktung anzuzeigen. Die Antragstellerin informiert alle bei ihr registrierten Marktteilnehmer unverzüglich über Umfang und Zeitpunkt einer bevorstehenden Sekundärvermarktung. Weitergehende Vorgaben und Transparenzverpflichtungen aus anderen Rechtsakten bleiben unberührt, soweit sie auf von der Regulierung ausgenommene LNG-Anlagen Anwendung finden.
- c) Die Übertragung bedarf der Zustimmung der Antragstellerin, die nur aus wichtigem Grund versagt werden darf.
- d) Sofern eine Übertragung erfolgreich stattgefunden hat, wird der ursprüngliche Kapazitätsinhaber für den Zeitraum und den Umfang der Kapazitätsübertragung insoweit gegenüber der Antragstellerin von seinen Rechten und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag befreit. Für andere Fälle, insbesondere den Fall einer nur vorübergehenden Übertragung, kann der Terminalbetreiber abweichende Regelungen treffen.
- e) Das Recht der Nutzer, ihre kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln, ist bis 5 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots möglich. Spätestens 5 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots hat der Nutzer gegenüber der Antragstellerin mitzuteilen, ob und an welchen registrierten Nutzer ein nicht genutzter Slot übertragen wurde. Für die Dauer des Use-it-or-Lose-it-Verfahrens (nachfolgend UIOLI-Verfahren, siehe Tenor zu 7.) scheidet eine Sekundärvermarktung aus.

7. Die Antragstellerin wird verpflichtet, in ihren Verträgen über Kapazitäten besondere Regelungen für das Engpassmanagement vorzusehen, die es nach dem UIOLI-Verfahren erlauben, ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten. Dabei sind mindestens die folgenden Vorgaben zu beachten und in den Verträgen über Kapazitäten zu vereinbaren:
  - a) Das UIOLI-Verfahren ist anzuwenden, wenn ein Nutzer spätestens 20 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots eine Anlandung nicht angekündigt hat oder mitteilt, einen bestimmten Entlade-Slot nicht zu nutzen bzw. keinen anderen registrierten Nutzer benennt, an den der Entlade-Slot übertragen wurde.
  - b) Spätestens 20 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots, ist dieser von der Antragstellerin auszuweisen, sodass spätestens ab dem 19. Tag vor dem Datum des Entlade-Slots, alle registrierten Nutzer eine Buchungsanfrage bezüglich des frei gewordenen Entlade-Slots stellen können. Frei gewordene Entlade-Slots werden in einem von der Antragstellerin zu bestimmenden transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren vergeben.
  - c) Sollten die frei gewordenen Entlade-Slots erfolgreich vergeben worden sein, wird der ursprüngliche Kapazitätsinhaber insoweit gegenüber der Antragstellerin von seinen Rechten und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag befreit. Andernfalls weist die Antragstellerin den nicht vermarkteten Entlade-Slot nach Ablauf von 3 Tagen an den ursprünglichen Inhaber zurück. Die Freistellung von den Rechten und Pflichten umfasst jedoch nicht die Zahlungsverpflichtungen des ursprünglichen Kapazitätsinhabers gegenüber der Antragstellerin. Gegenebenfalls erzielte Vermarktungserlöse müssen an den ursprünglichen Kapazitätsinhaber ausgekehrt werden. Die Antragstellerin darf dem ursprünglichen Kapazitätsinhaber eine angemessene Gebühr für die Vermarktung in Rechnung stellen.
8. Die Antragstellerin hat die Beschlusskammer unverzüglich über alle Umstände zu unterrichten, die eine Neubewertung der Ausnahmevoraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG erforderlich machen können, insbesondere wenn die Einhaltung der Voraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG sowie der Auflagen gemäß Tenor zu 3. bis 7. betroffen sein könnte.
9. Die Ausnahmegenehmigung kann nachträglich mit weiteren Nebenbestimmungen und Auflagen versehen oder ganz oder teilweise geändert, ergänzt oder aufgehoben werden, die Nebenbestimmungen in Tenor zu 2. bis 7. können ganz oder teilweise aufgehoben, geändert oder ergänzt werden, sofern
  - a) aufgrund geänderter tatsächlicher Umstände eine Neubewertung der Ausnahmevoraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG erforderlich ist oder

- b) die Antragstellerin eine oder mehrere der Auflagen in Tenor zu 3. bis 7. nicht erfüllt oder
  - c) die Antragstellerin nach Inbetriebnahme der antragsgegenständlichen LNG-Anlage nicht entsprechend der §§ 8 bis 10e EnWG vom Netzbetrieb der Open Grid Europe GmbH oder eines dritten Netzbetreibers, in dessen Netz die Infrastruktur geschaffen wird, getrennt ist oder
  - d) der zu dieser Ausnahmegenehmigung ergangene Beschluss der Europäischen Kommission geändert, aufgehoben oder unwirksam wird.
10. Die Änderung, Ergänzung oder Aufhebung der Ausnahmegenehmigung ist der Europäischen Kommission durch die Beschlusskammer gemäß Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG mitzuteilen. Die Europäische Kommission kann in diesem Fall eine Änderung oder die Aufhebung des geänderten Beschlusses beantragen.
11. Die Ausnahme gilt unter der Bedingung, dass spätestens 2 Jahre nach Erlass der Entscheidung der Europäischen Kommission mit dem Bau der LNG-Anlage begonnen wird und die LNG-Anlage spätestens 5 Jahre nach Erlass der Entscheidung der Europäischen Kommission kommerziell in Betrieb genommen wird, es sei denn, die Europäische Kommission entscheidet nach Art. 36 Abs. 9 Richtlinie 2009/73/EG, dass etwaige Verzögerungen auf Umstände zurückzuführen sind, auf die die Antragstellerin keinen Einfluss hat. Die Antragstellerin hat der Beschlusskammer das Datum des Baubeginns und das Datum der kommerziellen Inbetriebnahme jeweils unverzüglich schriftlich mitzuteilen.
12. Die Ausnahme gilt auch für den Fall der vollständigen oder teilweisen Übertragung des Eigentums an der LNG-Anlage Wilhelmshaven, für den Fall der Übertragung des Betriebs auf einen Dritten sowie für den Fall von Änderungen der Gesellschaftsverhältnisse der Antragstellerin gegenüber der im Antrag beschriebenen Situation, sofern
- a) der Beschlusskammer die beabsichtigte Übertragung oder Änderung rechtzeitig vor dem vereinbarten Rechtsübergang angezeigt wird,
  - b) der Dritte sich, sofern er den Betrieb übernimmt, zur Einhaltung der Auflagen aus dieser Genehmigung verpflichtet und
  - c) die Beschlusskammer die Genehmigung nicht innerhalb von 3 Monaten nach Eingang der Anzeige widerruft. Der Widerruf hat unter der Bedingung zu erfolgen, dass die Übertragung oder Änderung durchgeführt wird.
13. Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.

14. Die Entscheidung ergeht gemäß § 28a Abs. 3 S. 4 EnWG vorbehaltlich einer endgültigen Entscheidung der Kommission nach Art. 36 Abs. 9 der Richtlinie 2009/73/EG. Sie ist nach Maßgabe einer solchen Entscheidung gegebenenfalls zu ändern oder aufzuheben. Die §§ 48 und 49 des Verwaltungsverfahrensgesetzes bleiben unberührt.
15. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

## Gründe

### I.

- 1 In dem vorliegenden Verwaltungsverfahren begehrt die Antragstellerin eine Freistellung von der Regulierung gemäß § 28a EnWG für die antragsgegenständliche, geplante LNG-Anlage in Wilhelmshaven (nachfolgend: LNG-Anlage Wilhelmshaven), die als landseitige Importanlage von verflüssigtem Erdgas sowie von verflüssigtem synthetischen Methan am Standort Wilhelmshaven errichtet und betrieben werden soll.
- 2 Der Standort der geplanten LNG-Anlage Wilhelmshaven befindet sich auf dem Gelände des ebenfalls geplanten WH2V Wilhelmshaven Green Energy Hubs (nachfolgend: Hub), das von der Tree Energy Solutions GmbH (nachfolgend: TES) errichtet wird. Die von der Antragstellerin zu errichtende LNG-Anlage Wilhelmshaven ist Teil des künftigen Hubs.
- 3 Der Hub entsteht auf einer 145 ha großen Fläche im Bereich des Voslapper Groden-Nord in Wilhelmshaven. Die LNG-Anlage Wilhelmshaven wird auf dieser Fläche, auf dem Grundstück Flur 19, Flurstück 1/11 der Gemarkung Sengwarden belegen, etwa 260.000 m<sup>2</sup> einnehmen. Zwischen der TES als Grundstückseigentümerin und der Antragstellerin besteht für diese Teilfläche ein Pachtvertrag [REDACTED].
- 4 Die Anschrift der LNG-Anlage Wilhelmshaven lautet: Am Tiefen Fahrwasser 12, 26388 Wilhelmshaven.
- 5 Die Antragstellerin plant für die LNG-Anlage Wilhelmshaven eine Jahresdurchsatzkapazität in Höhe von 15 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr.
- 6 Die geplante LNG-Anlage Wilhelmshaven wird über 4 Schiffsanlegestellen (Jetty) verfügen, jeder Jetty ist ausgelegt für die größte zurzeit verfügbare Q-Max LNG-Schiffsklasse (266.000 m<sup>3</sup>). Des Weiteren wird die geplante LNG-Anlage Wilhelmshaven über 2 Speichertanks mit einem Arbeitsvolumen von je etwa 220.000 m<sup>3</sup> sowie über eine Regasifizierungsanlage verfügen. Den Anlagenutzern werden verschiedene Dienstleistungen angeboten: Vorgesehen sind ein sog. Basisdienstleistungsprodukt; Dienstleistungsprodukte mit verlängerter oder verkürzter Laufzeit in Bezug auf die Laufzeit des Basisdienstleistungsprodukts; Dienstleistungsprodukte mit verlängerter Speicherzeit im Vergleich zum Basisdienstleistungsprodukt und ein kurzfristiges Dienstleistungsprodukt. Wiederverdampftes LNG bzw. SNG wird über die bereits fertiggestellte Wilhelmshaven Anbindungsleitung II (WAL II) in das Fernleitungsnetz der Open Grid Europe GmbH (OGE) eingespeist werden.
- 7 Auf dem Gelände des Hubs werden mit der geplanten LNG-Anlage der Antragstellerin (sogenannter regulierter Bereich) und dem Energiepark der TES (sogenannter nicht-regulierter Bereich) zwei

unterschiedliche Unternehmungen angesiedelt sein und von diesen, in klar abgrenzbaren Tätigkeitsbereichen, verschiedene Dienstleistungen mit Bezug zu LNG, CO<sub>2</sub> und grünem Wasserstoff angeboten.

- 8 Die LNG-Anlage Wilhelmshaven wird eine LNG-Anlage zur Anlandung bzw. Entladung, vorübergehenden Speicherung, Wiederverdampfung und anschließender Einspeisung in das Fernleitungsnetz für verflüssigtes Erdgas (LNG) und für verflüssigtes synthetisches Methan (SNG), zu dem auch electric natural gas (e-NG) gehört, sein. Daneben sieht die Antragstellerin im sogenannten nicht-regulierten Dienstleistungsbereich für Dritte, einschließlich TES, die bloße Entladung und Weiterleitung von LNG vor. [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]
- 9 Die TES plant ihrerseits folgende Dienstleistungen bzw. Geschäftstätigkeiten im Hub zu erbringen: die Speicherung von LNG und dessen Wiederverdampfung, ohne Einspeisung in das Gasnetz (direkt angeschlossene Letztverbraucher); die Umwandlung von Methan in Wasserstoff; die Stromerzeugung aus wiederverdampftem Methan, die Abscheidung, Verflüssigung, Zwischenspeicherung und Verladung von Kohlendioxid per Schiff, Pipeline und Zug, sowie die Wasserstoffherzeugung per Elektrolyse. TES erbringt Dienstleistungen ausschließlich im sogenannten nicht-regulierten Bereich. Für die Aktivitäten im sogenannten nicht-regulierten Bereich können separate Speichertanks und auch Regasifizierungsanlagen errichtet werden. Diese sind von der geplanten LNG-Anlage technisch getrennt. Der sogenannte nicht-regulierte Bereich soll über einen Anschluss an das Wasserstoffpipelinesystem und Stromübertragungsnetz verfügen, wird aber nicht an das Erdgas-Fernleitungsnetz angeschlossen.
- 10 Die LNG-Anlage Wilhelmshaven ist bereits ab Betriebsaufnahme grundsätzlich in der Lage, auch verflüssigtes SNG zu empfangen. Entsprechend den Vorgaben des LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG) wird der Betrieb der geplanten LNG-Anlage Wilhelmshaven spätestens ab 2044 auf den Import von klimaneutralem Wasserstoff oder Derivaten bzw. synthetischem Methan oder Biomechan umgestellt. Die Anlage kann so über 2044 hinaus betrieben werden.
- 11 Die Antragstellerin wurde am 06.07.2022 gegründet. Mehrheitsgesellschafterin mit 70% ist TES, Minderheitsgesellschafterin mit einem Anteil von 30% ist die Netherlands Fortescue Future Industries Holdings B.V. (nachfolgend FFI).
- 12 TES ist ein Unternehmen, das sich auf die Nutzung von grünem Wasserstoff im industriellen Maßstab fokussiert. Das Hauptziel von TES ist es, aus erneuerbarem Strom im großen Maßstab grünes e-NG zu erzeugen, zu verflüssigen, zu verschiffen, zu regasifizieren und dann vorwiegend an industrielle Abnehmer zu liefern. FFI ist Teil der australischen Fortescue Gruppe, die im Bereich der grünen Technologien, Energiewirtschaft und Metallwirtschaft tätig ist. Weder TES noch FFI

sind derzeit in den Bereichen Fernleitung, Verteilung, Betrieb einer LNG-Anlage, Speicherung, Gewinnung oder Vertrieb von Erdgas tätig.

- 13 Zukünftige Eigentümerin und Betreiberin der LNG-Anlage Wilhelmshaven wird die Antragstellerin sein. Sitz der Antragstellerin ist Emsstraße 20, 26382 Wilhelmshaven. Die kommerzielle Inbetriebnahme der LNG-Anlage Wilhelmshaven ist [REDACTED] geplant.
- 14 Ursprünglich hatte die Antragstellerin mit Schreiben vom 23.11.2022 eine Freistellung von der Regulierung gemäß § 28a Abs. 1 und 3 EnWG i. V. m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG beantragt. Im Laufe des Jahres 2023 hatten sich jedoch aufgrund u.a. der Volatilität des LNG-Marktes, der Nachfrage nach langfristiger LNG- Importkapazität und möglicher künftiger Weiterentwicklungen eines LNG- bzw. SNG-Marktes noch Veränderungen in der Projektplanung und in deren Folge auch Aktualisierungsbedarfe für den Antrag ergeben.
- 15 Daher hat die Antragstellerin mit Schreiben vom 01.11.2023 eine Antragsänderung eingereicht und begehrt nunmehr eine Freistellung von der Regulierung gemäß § 28a Abs. 1 und 3 EnWG i. V. m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG bezogen auf eine Jahresdurchsatzkapazität in Höhe von 15 Mrd. m<sup>3</sup>/a. Im Rahmen ihres Antrags hat die Antragstellerin umfangreiche Unterlagen vorgelegt. Diese enthalten insbesondere Informationen zur Beschreibung, Planung und Finanzierung des Projekts, zu den gesellschaftsrechtlichen Strukturen und den Anlagendienstleistungen. Die Antragstellerin hat außerdem eine Analyse zu Investitionsrisiken sowie zu Auswirkungen auf Wettbewerbs- und Versorgungssicherheit vorgelegt. Des Weiteren hat sie eine gutachterliche Stellungnahme zur Substituierbarkeit von LNG und SNG eingereicht.
- 16 Die Antragstellerin legt dar, alle Anforderungen für eine Ausnahme von der Regulierung zu erfüllen. Sie führt insbesondere aus, dass eine Verbesserung von Wettbewerb und Versorgungssicherheit vorliege, dass es sich bei der geplanten LNG-Anlage um eine größere neue Infrastruktur mit hohem Investitionsrisiko handele und dass die LNG-Anlage im Eigentum der Antragstellerin und damit im Eigentum einer vom Netzbetreiber getrennten Gesellschaft liege. Sie führt weiter aus, dass den Nutzern der Anlage Entgelte in Rechnung gestellt werden und dass keine nachteiligen Auswirkungen für den Wettbewerb oder das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes bestehen.
- 17 Der von der Antragstellerin eingereichte Antrag war zunächst noch nicht vollständig. Mit E-Mails, Schreiben und Telefonaten insbesondere vom 23.11.2023, 12.01.2024, 23.01.2024, 30.01.2024 und vom 07.02.2024 ist die Antragstellerin insoweit aufgefordert worden, fehlende Unterlagen und Informationen nachzureichen. Den Aufforderungen ist die Antragstellerin insbesondere mit E-Mails und Schreiben vom 14.12.2023, 27.01.2024, 31.01.2024 und 15.02.2024 nachgekommen.
- 18 Die Antragstellerin beantragt,

- 19 eine Ausnahme von den Vorschriften der §§ 20 bis 26 Abs. 1 EnWG sowie der auf Grund von § 118a EnWG erlassenen Verordnung zu regulatorischen Rahmenbedingungen für LNG-Anlagen für die maximale Jahresdurchsatzkapazität der zu errichtenden LNG-Anlage in Höhe von 15 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr für die Dauer von 20 Jahren beginnend mit dem Datum der kommerziellen Inbetriebnahme zu erlassen.
- 20 Per E-Mail wurden am 01.12.2022 das Bundeskartellamt sowie die Regulierungsbehörde Niedersachsen über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt.
- 21 Nach Prüfung der Unterlagen auf Vollständigkeit übersandte die Beschlusskammer die Antragsunterlagen am 19.01.2024 an die Europäische Kommission.
- 22 Mit Schreiben vom 22.01.2024 übermittelte die Beschlusskammer der Antragstellerin zum Zweck der Anhörung einen Entwurf der Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung. Darin waren insbesondere Vorgaben zur diskriminierungsfreien langfristigen Erstvergabe, zur kurzfristigen Vergabe von Kapazitäten auf der Basis einer Reservierungsquote, zur Sekundärvermarktung und zu einem UIOLI-Verfahren enthalten.
- 23 Zu berücksichtigen war dabei vorliegend, dass die Antragstellerin hier, im Einklang mit anderen Ausnahmegenehmigungsverfahren, in denen entsprechend verfahren wurde (vgl. Europäische Kommission, Beschluss vom 11.08.2022, Az. C(2022) 5947 final, Rn. 14 f. und 52, zur Ausnahme für das EemsEnergy Terminal B.V. in Eemshaven), ein mehrphasiges Interessenbekundungsverfahren zur Vergabe für langfristige Primärkapazitäten bereits vor der Antragstellung, auf Grundlage bestehender Regeln und Mechanismen aus anderen Ausnahmeverfahren, aufgenommen und teilweise durchgeführt hatte. Phase I (Unverbindliche Interessenbekundung) und Phase II (Verbindliche langfristige Erstvergabe von Kapazitäten und Abschluss von Heads of Agreements) des Interessenbekundungsverfahrens wurden bereits im Jahr 2022 abgeschlossen und mündeten in Abschlüssen sog. „Heads of Agreements“ mit potenziellen Kunden der LNG-Anlage. Phase III (Abschluss von Terminalnutzungsverträgen) des Interessenbekundungsverfahrens dauerte zum Zeitpunkt der Antragstellung im November 2023 noch an, ein Abschluss der Verträge ist bis [REDACTED] angestrebt. Im Einzelnen:
- 24 Die Antragstellerin führte zur Bestimmung eines Buchungsinteresses und der Identifikation möglicher Kunden zunächst vom 25.04.2022 bis 25.05.2022 ein unverbindliches Interessenbekundungsverfahren durch (Phase I). Danach hatten [REDACTED] Unternehmen Interessenbekundungen über [REDACTED] abgegeben. Die Laufzeiten der angefragten Kapazitäten variierten zwischen [REDACTED] Jahren.
- 25 Vom 01.06.2022 bis 10.11.2022 führte die Antragstellerin anschließend ein verbindliches Interessenbekundungsverfahren zur verbindlichen langfristigen Erstvergabe von Kapazitäten und Abschluss sog. Heads of Agreement (HoA) mit potenziellen Terminalnutzern durch (Phase II).

- 26 Im Rahmen von Phase II des Verfahrens [REDACTED]  
[REDACTED]
- 27 In den HoA hat die Antragstellerin bereits auf die folgenden Vorbehalte, unter welche verbindliche Buchungen im Rahmen von Terminalnutzungsverträgen gestellt würden, hingewiesen:
- Die Antragstellerin kann die Vertragsbedingungen, die aufgrund der endgültigen Entscheidung der Bundesnetzagentur über die Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung auf Basis des Ergebnisses des Interessenbekundungsverfahrens geändert werden müssen, einseitig anpassen. Die Antragstellerin kann die Vertragsbedingungen, die aufgrund der endgültigen Entscheidung der Bundesnetzagentur und der EU-Kommission über den vorliegenden Ausnahmeantrag gemäß Art. 36 Abs. 6 Richtlinie 2009/73/EG und § 28a EnWG geändert werden müssen, einseitig anpassen.
  - Die Antragstellerin wird die Erstvergabe der langfristigen Kapazitäten im Rahmen des Interessenbekundungsverfahrens erneut durchführen, soweit dies erforderlich ist, um den vorstehenden Vorgaben der Bundesnetzagentur nachkommen zu können.
  - Endgültige Investitionsentscheidung/FID.
- 28 Phase III des Verfahrens zum Abschluss von Terminalnutzungsverträgen begann im Juli 2022 und dauert gegenwärtig noch an. Ein Abschluss von Terminalnutzungsverträgen ist, wie oben ausgeführt, bis [REDACTED] angestrebt.
- 29 Die Beschlusskammer hat die von der Antragstellerin für das Interessenbekundungsverfahren zugrunde gelegten Regeln und Mechanismen zum Kapazitätsmanagement und zur Kapazitätszuweisung auf etwaigen Anpassungsbedarf geprüft. Sie hält danach Anpassungen für erforderlich, etwa bezogen auf die Mindestanzahl an Slots oder die Bepreisung der Kapazitäten, welche im

Rahmen der Reservierungsquote vergeben werden, und hat diese der Antragstellerin mit der vorgenannten Entwurfsfassung der Regeln und Mechanismen zum Kapazitätsmanagement und zur Kapazitätszuweisung mit Schreiben vom 22.01.2024 übermittelt. Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 31.01.2024 zur Entwurfsfassung Stellung genommen und insbesondere zur Rückgabe ungenutzter Kapazitäten sowie zu möglichen Preisaufschlägen für langfristige Primärkapazität von unter 15 Jahren bezogen auf den Basistarif ausgeführt.

- 30 Die finalen Regeln und Mechanismen zum Kapazitätsmanagement und zur Kapazitätszuweisung wurden daraufhin durch die Beschlusskammer erstellt und der Antragstellerin mit Schreiben vom 19.02.2024 übermittelt.
- 31 Die Beschlusskammer hat vom 01.02.2024 bis zum 15.02.2024 eine Konsultation durchgeführt. Im Rahmen dieser Konsultation hatten die Regulierungsbehörden der Europäischen Mitgliedstaaten und zusätzlich die Regulierungsbehörden von Großbritannien und Norwegen Gelegenheit, zu dem geplanten Projekt der Antragstellerin Stellung zu nehmen. Von der Gelegenheit einer Rückmeldung haben die Regulierungsbehörden von Spanien, Dänemark und Schweden Gebrauch gemacht. Es wurden keine inhaltlichen Anmerkungen zu dem geplanten LNG-Projekt vorgebracht.
- 32 Die Beschlusskammer hat einen Entscheidungsentwurf erstellt. Dieser ist der Antragstellerin mit Schreiben vom 04.03.2024 zur Anhörung übersandt worden. Insgesamt ist der Antragstellerin im Rahmen zahlreicher Schreiben, E-Mails, Telefonaten und Erörterungsgesprächen, zuletzt am 13.03.2024, Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden. Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 13.03.2024 ihre Stellungnahme zur Anhörung des Beschlussentwurfes übersandt. Sie führt darin zum Baubeginn und der Regasifizierungsleistung für die Kurzfristvermarktung aus.
- 33 Die Beschlusskammer hat dem Bundeskartellamt nach § 58 Abs. 1 S. 1 und S. 2 EnWG am 04.03.2024 den Entscheidungsentwurf übermittelt, verbunden mit der Gelegenheit zur Stellungnahme und zur Herstellung des Einvernehmens. Das Bundeskartellamt hat mit E-Mail vom 18.03.2024 das Einvernehmen nach § 58 Abs. 1 EnWG erteilt.
- 34 Die im Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt erstellte Entscheidung wurde der Europäischen Kommission gemeinsam mit allen für die Entscheidung relevanten Verfahrensunterlagen am 21.03.2024 mit der Gelegenheit zur Stellungnahme sowie zur endgültigen Entscheidung übersandt.
- 35 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

## II.

- 36 Der Antrag ist zulässig und in dem hier genehmigten Umfang begründet. Hinsichtlich der LNG-Anlage liegen die Voraussetzungen für eine Ausnahmegenehmigung vor. Diese wurde unter Ausübung des pflichtgemäßen Ermessens erteilt und mit Auflagen und Nebenbestimmungen versehen.
- 37 Wegen des Umfangs der Darstellung wird den Entscheidungsgründen eine Gliederungsübersicht vorangestellt.

1. Rechtsgrundlage .....	18
2. Formelle Rechtmäßigkeit .....	18
2.1. Zuständigkeit .....	18
2.2. Verfahren .....	18
2.3. Beteiligung anderer Behörden .....	19
2.4. Anhörung .....	20
2.5. Antragsbefugnis .....	20
2.6. Bescheidungsinteresse .....	20
3. Materielle Rechtmäßigkeit .....	21
3.1. Antragsgegenstand .....	21
3.1.1. LNG-Anlage .....	23
3.1.2. Gleichsetzung von LNG und SNG im Sinne einer LNG-Anlage .....	24
3.1.3. Abgrenzung nicht-regulierter Dienstleistungen bzw. Small-Scale Dienstleistungen .....	25
3.2. Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit .....	28
3.2.1. Verbesserung des Wettbewerbs bei der Gasversorgung .....	32
3.2.2. Verbesserung der Versorgungssicherheit durch die LNG-Anlage .....	40
3.3. Größere neue Infrastruktur .....	50
3.4. Investitionsrisiko .....	51
3.4.1. Allgemeine Grundsätze .....	51
3.4.2. Relevante Risiken .....	51
3.4.3. Kausalität .....	55
3.4.4. Ausnahmedauer .....	56
3.5. Entflechtung .....	58
3.6. Erhebung von Entgelten .....	60
3.7. Keine nachteiligen Auswirkungen der Ausnahme auf den Wettbewerb, das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes oder das effiziente	

Funktionieren der betroffenen regulierten Netze bzw. der Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union .....	60
3.7.1.    Wettbewerbswirkung der Ausnahmegenehmigung.....	61
3.7.2.    Auswirkung auf das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes und Prinzip der Energiesolidarität.....	73
3.7.3.    Auswirkung auf das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze und Prinzip der Energiesolidarität.....	75
3.7.4.    Auswirkungen auf die Erdgasversorgungssicherheit und Prinzip der Energiesolidarität .....	76
3.8.    Ermessen.....	77
3.8.1.    Gewährung der Ausnahme (Tenor zu 1.) .....	81
3.8.2.    Befristung (Tenor zu 2.).....	83
3.8.3.    Auflage zu den Entgelten (Tenor zu 3.) .....	85
3.8.4.    Regeln und Mechanismen zur Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement (Tenor zu 4. bis 7.).....	85
3.8.5.    Berichtspflicht (Tenor zu 8.).....	120
3.8.6.    Änderung, Ergänzung oder Aufhebung von Nebenbestimmungen oder der Ausnahmegenehmigung (Tenor zu 9.) .....	122
3.8.7.    Mitteilungspflicht gegenüber der Europäischen Kommission bei Änderung oder Aufhebung der Ausnahmegenehmigung (Tenor zu 10.) .....	126
3.8.8.    Geltung der Ausnahmegenehmigung (Tenor zu 11.).....	126
3.8.9.    Geltung bei Veränderung der Eigentums-, Betriebsführungs- und Gesellschaftsverhältnisse (Tenor zu 12.).....	127
3.8.10.   Ablehnung des Antrags im Übrigen (Tenor zu 13.).....	128
3.8.11.   Änderung oder Aufhebung aufgrund einer Entscheidung der Europäischen Kommission (Tenor zu 14.) .....	128
3.8.12.   Kostenentscheidung (Tenor zu 15.).....	128

## 1. Rechtsgrundlage

- 38 Rechtsgrundlage für die Erteilung einer Freistellung von der Regulierung ist § 28a Abs. 1 und 3 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 bis 9 der Richtlinie 2009/73/EG.
- 39 § 28a Abs. 3 EnWG verweist für die Prüfung und das Verfahren auf Art. 36 Abs. 3 bis 9 der Richtlinie 2009/73/EG. Art 36 der Richtlinie 2009/73/EG wurde zuletzt geändert durch Art. 1 der Änderungsrichtlinie (EU) 2019/692 vom 17.04.2019 (ABl. L 117 S. 1). Die Änderungsrichtlinie wurde in Deutschland am 12.12.2019 durch das Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/692 des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (BGBl. I Nr. 45 (11.12.2019)) in deutsches Recht umgesetzt. Soweit auf § 28a EnWG bzw. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG Bezug genommen wird, handelt es sich um diese Fassung.

## 2. Formelle Rechtmäßigkeit

- 40 Hinsichtlich der formellen Rechtmäßigkeit der vorliegenden Entscheidung sind die gesetzlichen Vorschriften über das Verfahren, insbesondere hinsichtlich der Zuständigkeit (siehe folgenden Abschnitt 2.1.), der erforderlichen Beteiligung anderer Behörden (siehe folgenden Abschnitt 2.3.) und der Gewährung rechtlichen Gehörs (siehe folgenden Abschnitt 2.4.) gewahrt worden. In ihrer Eigenschaft als LNG-Anlagenbetreiberin ist die Antragstellerin insbesondere auch antragsbefugt (siehe folgenden Abschnitt 2.5.).

### 2.1. Zuständigkeit

- 41 Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die vorliegende auf § 28a Abs. 1 und 3 EnWG i. V. m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG beruhende Entscheidung ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Hs. 1 EnWG, die der Beschlusskammer aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

### 2.2. Verfahren

- 42 Die Vorschriften zum Verfahren wurden eingehalten.
- 43 Die Beschlusskammer hat insbesondere nach § 28a Abs. 3 S. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 der Richtlinie 2009/73/EG vor der Gewährung der Ausnahme durch Schreiben vom 19.02.2024 die Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung festgesetzt. Die Beschlusskammer hat in den darin enthaltenen Regeln für das Engpassmanagement u.a. vorgegeben, dass ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten sind

(UIOLI-Verfahren) und dass Nutzer der Infrastruktur das Recht haben, ihre Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln (vgl. Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 der Richtlinie 2009/73/EG).

- 44 Die Antragstellerin hat unter Berücksichtigung der Entscheidung der Europäischen Kommission vom 11.08.2022 (C(2022) 5947 final) im Jahr 2022 ein Interessenbekundungsverfahren (Phase I und Phase II; Unverbindliche Interessenbekundung und Verbindliche langfristige Erstvergabe von Kapazitäten und Abschluss von Heads of Agreements) durchgeführt, wie es nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 der Richtlinie 2009/73/EG vorgesehen ist. Das Interessenbekundungsverfahren fand auf Grundlage bestehender bzw. bekannter Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung aus anderen Ausnahmeverfahren statt. Im Rahmen der ersten Phase des Interessenbekundungsverfahrens konnten alle potentiellen Nutzer der Infrastruktur ihr Interesse an der Kontrahierung von Kapazität unverbindlich bekunden. Im Rahmen der zweiten Phase des Interessenbekundungsverfahrens schloss die Antragstellerin mit weiterhin interessierten Nutzern vorbehaltlich der von der Beschlusskammer bestimmten Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung sogenannte Heads of Agreements. Die Antragstellerin hat der Beschlusskammer die Ergebnisse dieser Verfahren im Antrag vom 01.11.2023 mitgeteilt.
- 45 Die Beschlusskammer hat die Ergebnisse der Interessenbekundungsverfahren nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 der Richtlinie 2009/73/EG bei der Bewertung der Voraussetzungen des § 28a Abs. 1 EnWG, insbesondere Nr. 1 (Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung durch die Infrastruktur), Nr. 2 (Investitionsrisiko) und Nr. 5 (keine nachteiligen Auswirkungen durch die Ausnahme auf den Wettbewerb auf den jeweiligen Märkten, die wahrscheinlich von der Investition betroffen sein werden, oder das effiziente Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes oder das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze oder auf die Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union auswirkt) berücksichtigt.

### **2.3. Beteiligung anderer Behörden**

- 46 Gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG ist die Landesregulierungsbehörde, hier des Landes Niedersachsen, über die Einleitung des Verfahrens informiert worden.
- 47 Eine Beteiligung der Landesregulierungsbehörde Niedersachsen nach § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG war vorliegend entbehrlich, da es sich bei der Antragstellerin als künftige LNG-Anlagenbetreiberin nicht um einen Netzbetreiber (§ 3 Nr. 27 EnWG) handelt.
- 48 Die Beschlusskammer hat dem Bundeskartellamt nach § 58 Abs. 1 S. 1 und S. 2 EnWG den Entscheidungsentwurf übermittelt, verbunden mit der Gelegenheit zur Stellungnahme und zur Herstellung des Einvernehmens. Das Einvernehmen wurde seitens des Bundeskartellamts mit E-Mail vom 18.03.2024 erteilt.

- 49 Die Beschlusskammer hat der Europäischen Kommission ferner unverzüglich den vollständigen Antrag übermittelt. Hier war zu berücksichtigen, dass die Antragstellerin erst im Laufe des Verfahrens vollständige Antragsunterlagen vorgelegt hat.
- 50 Eine Konsultation wahrscheinlich betroffener Mitgliedstaaten nach § 28a Abs. 3 S. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 3 UAbs. 2 lit. a) der Richtlinie 2009/73/EG ist im Zeitraum vom 01.02.2024 bis 15.02.2024 durchgeführt worden. In diesem Rahmen hatten die Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten der Europäischen Union und zusätzlich der Regulierungsbehörden von Großbritannien und Norwegen Gelegenheit Stellung zu nehmen. Dabei sind keine inhaltlichen Anmerkungen zu dem geplanten Projekt erfolgt.
- 51 Eine Konsultation zuständiger Behörden von Drittländern gemäß § 28a Abs. 3 S. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 3 UAbs. 2 lit. b) der Richtlinie 2009/73/EG war hingegen entbehrlich, da die betreffende Infrastruktur nicht unter der Hoheitsgewalt eines Mitgliedstaats mit dem Netz der Union gekoppelt ist und in einem Drittland (oder mehreren Drittländern) beginnt oder endet.

#### **2.4. Anhörung**

- 52 Der Antragstellerin ist im Rahmen des Verfahrens gemäß § 67 Abs. 1 EnWG mehrfach und umfassend Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

#### **2.5. Antragsbefugnis**

- 53 Die Antragstellerin ist nach § 28a Abs. 3 S. 1 EnWG antragsbefugt. „Betroffenes Gasversorgungsunternehmen“ im Sinne dieser Vorschrift ist nur der Betreiber der späteren Infrastruktur, während bloße Eigentümer oder Investoren nicht antragsbefugt sind (vgl. Beschluss vom 27.08.2007, Az. BK7-07-013). Die Antragstellerin wird künftig die Funktion der Betreiberin der geplanten LNG-Anlage innehaben. Damit hat sie zulässigerweise die Ausnahme von der Regulierung nach § 28a EnWG beantragt.

#### **2.6. Bescheidungsinteresse**

- 54 Der Antragstellerin fehlt auch nicht etwa deshalb das Bescheidungsinteresse, weil die Errichtung der Anlage nicht hinreichend wahrscheinlich wäre. Von einem Fehlen des Bescheidungsinteresses wäre allerdings dann auszugehen, wenn die begehrte Ausnahme für die Antragstellerin nutzlos wäre, weil einer Verwirklichung des Projektes bereits planungs- bzw. genehmigungsrechtliche Gesichtspunkte entgegenstünden. Ob dies der Fall ist, ist aber derzeit für die Beschlusskammer

nicht erkennbar. Für das Bescheidungsinteresse reicht es aus, dass die Antragstellerin die Genehmigungsverfahren ernsthaft betreibt. Dies hat die Antragstellerin zur Überzeugung der Beschlusskammer dargetan.

- 55 Ein Abwarten der Genehmigungen vor einer stattgebenden Ausnahmeentscheidung nach § 28a EnWG ist hingegen nicht erforderlich. Die gegenteilige Ansicht würde dazu führen, dass Projekte, für welche eine Ausnahme begehrt wird, mit zusätzlichen zeitlichen und wirtschaftlichen Risiken belastet würden.

### **3. Materielle Rechtmäßigkeit**

- 56 Die Entscheidung ist auch materiell rechtmäßig, da für die LNG-Anlage Wilhelmshaven die Voraussetzungen einer Ausnahme vorliegen. Die geplante Anlage in Wilhelmshaven ist als LNG-Anlage i. S. d. § 28a Abs. 1 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 1 der Richtlinie 2009/73/EG zu qualifizieren (siehe folgenden Abschnitt 3.1.). Für die LNG-Anlage liegen auch die anderen Voraussetzungen einer Ausnahme vor. Die LNG-Anlage verbessert den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung (siehe folgenden Abschnitt 3.2.). Es handelt sich um eine größere neue Infrastruktur (siehe folgenden Abschnitt 3.3.). Das Investitionsrisiko ist so hoch, dass die Investition ohne Ausnahme nicht getätigt würde (siehe folgenden Abschnitt 3.4.). Der besonderen Entflechtungsvorgabe, dass der LNG-Anlagenbetreiber von dem Netzbetreiber, in dessen Netz die Infrastruktur verwirklicht wird, entsprechend der §§ 8 bis 10e EnWG getrennt ist, wird genüge getan (siehe folgenden Abschnitt 3.5.). Die Vorgabe zur Erhebung von Entgelten ist gewährleistet (siehe folgenden Abschnitt 3.6.). Es sind keine nachteiligen Auswirkungen der Ausnahme auf den Wettbewerb auf den jeweiligen Märkten, die wahrscheinlich von der Investition betroffen sein werden, auf das effiziente Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes, auf das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze oder auf die Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union festzustellen (siehe folgenden Abschnitt 3.7.). Vor der Gewährung einer Ausnahme sind zudem Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung bestimmt worden (siehe folgenden Abschnitt 3.8.).
- 57 Sind die Ausnahmevoraussetzungen für die LNG-Anlage gegeben, so steht die Entscheidung über die Gewährung einer Ausnahme im Ermessen der Beschlusskammer. Unter Abwägung aller Gesichtspunkte hat sich die Beschlusskammer entschieden, die Ausnahme unter Nebenbestimmungen zu genehmigen (siehe folgenden Abschnitt 3.8.).

#### **3.1. Antragsgegenstand**

- 58 Gemäß § 28a EnWG können LNG-Anlagen als größere neue Infrastruktur befristet von der Regulierung ausgenommen werden. Die von der Antragstellerin in Wilhelmshaven geplante Anlage

stellt eine LNG-Anlage i. S. d. § 28a Abs. 1 EnWG (siehe folgende Abschnitte 3.1.1., 3.1.2. und 3.1.3.; zur Einordnung als größere neue Infrastruktur, siehe Abschnitt 3.3.) dar.

- 59 Bei der geplanten Anlage handelt es sich um eine stationäre, landgebundene Anlage zur Einfuhr, Entladung, vorübergehenden Speicherung und Wiederverdampfung von LNG und verflüssigtem SNG (einschließlich e-NG) zur anschließenden Einspeisung in das Fernleitungsnetz (vgl. Antrag vom 01.11.2023, S. 6 und S. 8f.). Die LNG-Anlage stellt eine Anlage innerhalb eines größeren Anlagenkomplexes, des „WH<sub>2</sub>V Wilhelmshaven Green Energy Hub“, dar, in welchem neben dem Dienstleistungsangebot der Antragstellerin noch weitere LNG- bzw. SNG-bezogene Dienstleistungen erbracht werden, die jedoch keine Einspeisung von wiederverdampftem LNG bzw. SNG ins Fernleitungsnetz beinhalten (vgl. Antrag vom 01.11.2023, S. 6 f. und Schreiben der Antragstellerin vom 31.01.2024, S. 5).
- 60 Die LNG-Anlage umfasst eine Jahresdurchsatzkapazität von 15,0 Mrd. m<sup>3</sup>/a Erdgas. Sie wird über zwei LNG-Tanks mit einer voraussichtlichen Gesamtkapazität von 440.000 m<sup>3</sup> (220.000 m<sup>3</sup> je Tank), eine Regasifizierungsanlage und einen Inselanleger mit 4 Schiffsanlegestellen, die für Schiffsgrößen bis zu einer Länge von 350 m und bis zu einem Tiefgang von 12,5 m ausgelegt sind, verfügen (vgl. Projektbeschreibung vom 27.11.2023, S. 2). Damit ist die Entladung von Q-max.Tankschiffen (266.000 m<sup>3</sup>) möglich.
- 61 Die Antragstellerin plant, die Errichtung der LNG-Anlage bis zum Jahr ■■■■ abzuschließen und die Anlage in selbem Jahr kommerziell in Betrieb zu nehmen (vgl. Schreiben vom 31.01.2024, S. 1).
- 62 Die Anlage ist bereits ab Betriebsaufnahme grundsätzlich in der Lage, auch verflüssigtes SNG in einem beliebigen Volumenverhältnis zu fossilem LNG zu empfangen. Die Anlandung und Wiederverdampfung von verflüssigtem SNG ist im Projektplan fest vorgesehen und soll nach Inbetriebnahme schrittweise erhöht werden (vgl. Antrag vom 01.11.2023, S. 4f.). Zudem soll in Entsprechung der Vorgaben des § 5 LGG (LNG-Beschleunigungsgesetz) ab 2044 der Betrieb der Anlage vollständig auf den Import von synthetischem Methan bzw. e-NG umgestellt sein (vgl. Schreiben der Antragstellerin vom 14.12.2023, S. 3).
- 63 Die Antragstellerin sieht innerhalb des von ihr sogenannten regulierten Bereichs als Dienstleistungen das Entladen von LNG und verflüssigtem SNG, die vorübergehende Speicherung, Wiederverdampfung und Einspeisung in das Fernleitungsnetz vor. Im von ihr sogenannten nicht-regulierten Dienstleistungsbereich sieht die Antragstellerin im Rahmen ihrer Anlage die Entladung von LNG bzw. die Weiterleitung von LNG ohne Einspeisung in das Gasnetz vor. Weitere Dienstleistungen, insbesondere sogenannte Small-Scale-Dienstleistungen, wie etwa die Wiederverladung von LNG auf Tankschiffe oder die Bebunkerung mit LNG als Kraftstoff sollen dabei nach den gegenwärtigen Planungen der Antragstellerin nicht angeboten werden (vgl. Antrag vom 01.11.2023, S. 7f. und Schreiben der Antragstellerin vom 31.01.2024, S. 5).

- 64 Bei der Betrachtung der Dienstleistungen war vorliegend zur Bestimmung des genehmigungsfähigen Umfangs der Ausnahmegenehmigung zu bewerten, wie diese regulatorisch einzuordnen sind. Die Antragstellerin hat hier nachvollziehbar dargelegt, dass die von ihr vorgesehenen Dienstleistungen im sogenannten regulierten Bereich dem Begriff der LNG-Anlage und damit den Vorgaben des EnWG zuzuordnen sind (siehe folgenden Abschnitt 3.1.1.) und dass verflüssigtes SNG insoweit fossilem LNG gleichzustellen ist (siehe folgenden Abschnitt 3.1.2.). Die Dienstleistungen im sogenannten nicht-regulierten Bereich bzw. etwaige Small-Scale-Anwendungen ohne Einspeisung in das Gasnetz unterfallen hingegen nicht der Regulierung und sind demgemäß nicht von der Ausnahmegenehmigung umfasst (siehe folgenden Abschnitt 3.1.3.).
- 65 Im Einzelnen:

### **3.1.1. LNG-Anlage**

- 66 Unter dem Begriff LNG-Anlage ist gemäß § 3 Nr. 26 EnWG eine Kopfstation zur Verflüssigung von Erdgas oder zur Einfuhr, Entladung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas zu verstehen; darin eingeschlossen sind Hilfsdienste und die vorübergehende Speicherung, die für die Wiederverdampfung und die anschließende Einspeisung in das Fernleitungsnetz erforderlich sind, jedoch nicht die zu Speicherzwecken genutzten Teile von LNG-Kopfstationen.
- 67 Die Definition des § 3 Nr. 26 EnWG ist wortgleich zur Begriffsbestimmung in Art. 2 Nr. 11 der Richtlinie 2009/73/EG.
- 68 LNG steht für „liquefied natural gas“, also verflüssigtes Erdgas, dessen Aggregatzustand in der LNG-Anlage verändert wird, indem entweder eine Verflüssigung durch Abkühlungseinrichtungen erfolgt oder eine Wiederverdampfung über Wärmestationen stattfindet (vgl. Schex, in: Kment, EnWG, 2. Auflage 2019, § 3, Rn. 71).
- 69 Die von der Antragstellerin geplante LNG-Anlage in Wilhelmshaven erfüllt die vorgenannten Anforderungen. Sie stellt eine Kopfstation zur Einfuhr, Entladung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas und zur Einspeisung des (wieder) gasförmigen Erdgases in das Fernleitungsnetz dar. Die Hilfsdienste und die vorübergehende Speicherung, die für die Wiederverdampfung und anschließende Einspeisung in ein Fernleitungsnetz erforderlich ist, sind insoweit per definitionem Bestandteil der LNG-Anlage i. S. d. § 3 Nr. 26 EnWG.

Nicht gegen die Einordnung als LNG-Anlage i. S. d. § 3 Nr. 26 EnWG spricht dabei vorliegend, wie im nachfolgenden Abschnitt 3.1.2 ausgeführt, wenn die Antragstellerin darlegt, dass die antragsgegenständliche Anlage in Wilhelmshaven sowohl für den Import von LNG als auch von verflüssigtem synthetischen Methan (SNG), einschließlich electric natural gas (e-NG), und die jeweilige Einspeisung in das Fernleitungsnetz vorgesehen ist.

Nicht gegen die Einordnung als LNG-Anlage i. S. d. § 3 Nr. 26 EnWG spricht vorliegend ferner, wenn die Antragstellerin erklärt, sowohl sogenannte regulierte als auch sogenannte nicht-regulierte Dienstleistungen anzubieten und insoweit auch Anlagenteile gegebenenfalls für verschiedene der oben genannten Dienstleistungen genutzt werden, etwa der Anleger oder Speichertanks.

Aus dem Wortlaut von § 3 Nr. 26 EnWG folgt insoweit unmittelbar, dass die Anlage durchaus für verschiedene Speicherfunktionen genutzt werden kann. Maßgeblich ist für die jeweilige rechtliche Einordnung dabei der Zweck der Speicherung. Dies gilt gemäß § 3 Nr. 26 EnWG ausdrücklich zunächst in Abgrenzung zur in § 3 Nr. 19c EnWG definierten Speicheranlage. Danach unterfallen zu Speicherzwecken genutzte Teile der LNG-Kopfstation einer Speicheranlage gemäß § 3 Nr. 19c EnWG und nicht einer LNG-Anlage nach § 3 Nr. 26 EnWG. Des Weiteren lässt sich über den Zweck auch eine Abgrenzung zu gegebenenfalls nicht dem EnWG unterfallenden Speicherfunktionen bzw. Diensten vornehmen.

Maßgeblich ist bei verschiedenen Speicherzwecken innerhalb derselben Tanks, dass eine Abgrenzbarkeit der verschiedenen Nutzungen des Speichertanks gegeben ist, um eine Einordnung etwa zur LNG-Anlage, Speicheranlage oder auch zum sogenannten nicht-regulierten Dienstleistungs- beziehungsweise Small-Scale-Bereich zu ermöglichen.

- 70 Die von der Antragstellerin für die antragsgegenständliche LNG-Anlage Wilhelmshaven vorgesehenen Dienstleistungen und zugehörigen Speicherzwecke sind, wie vorstehend beschrieben, hier dem Begriff der LNG-Anlage zuzuordnen oder unterfallen als sogenannte nicht-regulierte Dienstleistungen, wie in Abschnitt 3.1.3. erläutert, nicht der Regulierung.

### **3.1.2. Gleichsetzung von LNG und SNG im Sinne einer LNG-Anlage**

- 71 Eine Anlage, welche anstelle von LNG auch verflüssigtes SNG (synthetic natural gas, synthetisches Methan) einschließlich e-NG (electric natural gas) importiert, wiederverdampft und ins Fernleitungsnetz einspeist, fällt ebenfalls unter den Begriff der LNG-Anlage. Im Einzelnen:
- 72 Nach dem Wortlaut des Art. 1 Abs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG gelten die auf LNG bezogenen Vorschriften der Richtlinie in nichtdiskriminierender Weise auch für andere Gasarten, soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist, diese Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses Netz zu transportieren. Dies trifft für SNG, einschließlich e-NG, gemäß den nachfolgenden Erläuterungen zu.
- 73 SNG bezeichnet allgemein künstlich hergestelltes Methan, in Abgrenzung zu Methan biologischen Ursprungs, wobei es aus verschiedenen Quellen stammen kann. e-NG, welches die Antragstellerin perspektivisch als Kernprodukt der antragsgegenständlichen Anlage in Wilhelmshaven plant, ist ein durch seine Quellen gekennzeichnetes SNG: e-NG ist eine chemische Verbindung aus Kohlenstoff und Wasserstoff, welches im Rahmen eines sog. Mechanisierungsprozesses durch

die Kombination aus „grünem“ Wasserstoff (Wasserstoff, der in der Wasserelektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird) mit recyceltem Kohlendioxid (Summenformel CO<sub>2</sub>) hergestellt wird. SNG kann im Vergleich dazu aus verschiedenen Quellen (neben Mechanisierung von Wasserstoff und CO<sub>2</sub> z.B. auch aus Synthesegas aus Kohlevergasung) stammen (vgl. insgesamt Schreiben der Antragstellerin vom 14.12.2023, S. 1).

- 74 Die Antragstellerin plant fortlaufend ab Inbetriebnahme der geplanten Anlage zusätzlich zu LNG auch SNG bzw. insbesondere e-NG, einzuspeisen. Das LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG) sieht vor, dass Genehmigungen für LNG-Anlagen in Übereinstimmung mit den deutschen Klimazielen bis spätestens 31. Dezember 2043 befristet werden. Die Anlagen können über diesen Zeitpunkt hinaus nur betrieben werden, wenn sie für klimaneutralen Wasserstoff und dessen Derivate oder synthetisches Methan oder Biomethan genutzt werden (§ 5 LNGG). Die Dauer der Ausnahmegenehmigung für die LNG-Anlage in Wilhelmshaven geht vorliegend über das Jahr 2043 hinaus, entsprechend sieht die Antragstellerin für die Anlage in Zukunft, spätestens zum 01.01.2044, vor, diese vollständig auf SNG einschließlich e-NG umgestellt zu haben.
- 75 In ihrem Schreiben vom 14.12.2023 stellt die Antragstellerin dar, dass e-NG, wie auch anderes SNG, nahezu reines Methan ist, welches wiederum nahezu identisch mit Erdgas ist, sodass es fossile Moleküle nahtlos ersetzen kann. Daher sei eine Einspeisung von wiederverdampftem e-NG, wie auch von allen anderen SNG-Arten, in das Fernleitungsnetz technisch ohne Beschränkungen und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich. Die Einspeisung von regasifiziertem SNG einschließlich e-NG in das Gasversorgungsnetz muss den im Rahmen des Netzzugangs geltenden gesetzlichen Anforderungen an die Gasbeschaffenheit und Kompatibilität entsprechen. Es ist nicht Gegenstand des vorliegenden Verfahrens, die Einhaltung dieser gesetzlichen Vorgaben bezogen auf das Verhältnis von Transportkunde zu Netzbetreiber zu überprüfen.
- 76 Eine Anlage, die (auch) mit SNG einschließlich e-NG als „andere Gasart“ im Sinne des Art. 2 Nr. 11 der Richtlinie 2009/73/EG (sowie entsprechend Art. 2 Abs. 3 der neuen Gas-Richtlinie im Rahmen des EU Gas Pakets 2024 in seiner konsolidierten Entwurfsfassung, Stand: 29.02.2024) betrieben wird, unterfällt folglich dem LNG-Anlagenbegriff im Sinne einer richtlinienkonformen Auslegung des § 3 Nr. 26 EnWG. Eine Ausnahme von der Regulierung nach § 28a EnWG und Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG für eine LNG-Anlage ist vorliegend (auch) bezogen auf flüssiges SNG einschließlich e-NG möglich.

### **3.1.3. Abgrenzung nicht-regulierter Dienstleistungen bzw. Small-Scale Dienstleistungen**

- 77 Eine Speicherung von LNG einschließlich verflüssigtem SNG zum Zwecke der Weiterverteilung in flüssiger Form im Bereich der sogenannten nicht-regulierten Dienstleistungen oder bei etwaigen

Small-Scale Dienstleistungen unterfällt nicht der Regulierung und ist demgemäß nicht von der Ausnahmegenehmigung umfasst. Diesem Ergebnis liegen die folgenden Erwägungen zugrunde.

- 78 Die Nutzungsmöglichkeiten für LNG gestalten sich vielfältig. Neben der Wiederverdampfung und der anschließenden Einspeisung in das Fernleitungsnetz kann das verflüssigte Erdgas auch für Anwendungen im Mobilitätsbereich genutzt werden. So spielt LNG im Schwerlastverkehr eine zunehmend wichtige Rolle als Treibstoff und kommt auch als Kraftstoff im Schiffsverkehr zum Einsatz. Wird das LNG als Endprodukt bei Endverbraucheranwendungen oder auch industriellen Anwendungen direkt, d.h. in flüssiger Form, genutzt, wird dieses Einsatzspektrum vorliegend auch als Small-Scale-Bereich bezeichnet.
- 79 Die Antragstellerin sieht bei der geplanten Anlage vor sogenannte nicht-regulierte Dienstleistungen, hier die Entladung und Weiterleitung von LNG ohne Einspeisung ins Fernleitungsnetz, anzubieten (vgl. Antrag vom 01.11.2023, S. 6). Soweit dafür eine Speicherung des in den Tank bzw. die Speichertanks geleiteten LNG erforderlich ist, erfolgt diese temporäre Zwischenspeicherung zum Zwecke der Weiterleitung und nicht zum Zwecke der Wiederverdampfung und anschließenden Einspeisung ins Gasnetz.
- 80 Jene temporäre Speicherung zum Zwecke der Weiterleitung bzw. Weiterverteilung des verflüssigten Erdgases im sogenannten unregulierten Dienstleistungsbereich stellt dabei keine den Regulierungsvorgaben des EnWG unterfallende Speicherung dar. Denn solche Speichertanks im sogenannten unregulierten Dienstleistungsbereich bzw. Small-Scale-Bereich, die über keine Verbindung zu einer regulierten LNG-Anlage i. S. d. § 3 Nr. 26 EnWG oder einem sonstigen Gasversorgungsnetz i. S. d. § 3 Nr. 20 EnWG verfügen, unterliegen bereits mangels Leitungsgebundenheit per se nicht der Regulierung nach dem EnWG. Bei einer, wie hier möglichen, integrierten Nutzung des Speichers einer LNG-Anlage nach § 3 Nr. 26 EnWG gegebenenfalls auch für sogenannten unregulierte Dienstleistungsangebote bzw. etwaige Small Scale-Angebote ist die Leistungsgebundenheit und damit der eröffnete Anwendungsbereich des EnWG demgegenüber zwar zunächst zu bejahen (vgl. § 1 Abs. 1 EnWG, Zweck des Gesetzes). Eine Anwendung der Regulierungsvorgaben des EnWG kann jedoch auch auf diesen an ein Gasversorgungsnetz angeschlossenen Speicher für den vorbezeichneten Dienstleistungsbereich letztlich verneint werden.
- 81 Dafür spricht der Wortlaut des § 3 Nr. 26 und Nr. 19c EnWG, der zur Abgrenzung einer LNG-Anlage von einer Speicheranlage ausdrücklich auf den Speicherzweck abstellt. Ist die vorübergehende Speicherung zur Wiederverdampfung für die anschließende Einspeisung in das Fernleitungsnetz erforderlich, handelt es sich um eine Speicherung gemäß der LNG-Anlage des § 3 Nr. 26 EnWG. Dient der Speicher allein „Speicherzwecken“ (die gesetzliche Formulierung, den Speicherzweck, aufgreifend: z. B. Hellermann, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes: Energiewirtschaftsgesetz, 4. Auflage 2023, § 3 Rn. 52), ist er als regulierte Speicheranlage i. S. d. § 3 Nr. 19c

EnWG einzustufen. Dient die mögliche (Zwischen)Speicherung des LNG, wie hier, der Weiterleitung, bzw. einer Weiterverteilung, ist der sogenannte unregulierte Dienstleistungsbereich bzw. Small-Scale-Bereich weder als regulierte LNG-Anlage nach § 3 Nr. 26 EnWG noch als regulierte Speicheranlage i. S. d. § 3 Nr. 19c EnWG einzuordnen und unterliegt hier mangels gesetzlicher Regelung demnach nicht der Regulierung nach dem EnWG.

- 82 Dafür sprechen auch systematische Erwägungen, da auf diese Weise ein klar abgrenzbarer Anwendungsbereich für und zu den in § 3 Nr. 26 und Nr. 19c EnWG genannten Speichern besteht und Wertungswidersprüche vermieden werden.
- 83 Andere Anhaltspunkte aufgrund einer historischen und teleologischen Auslegung lassen sich hier gleichermaßen nicht erkennen. Sinn und Zweck des EnWG sprechen vielmehr ebenfalls für eine Unterscheidung anhand des Zweckes der Speicherung. Sinn und Zweck des EnWG ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff, vgl. § 1 Abs. 1 EnWG. Eine Speicherung von LNG zur Weiterleitung ohne Einspeisung in das Gasversorgungsnetz dient jedoch gerade nicht der leitungsgebundenen Versorgung, sondern einem nicht leitungsgebundenen Verbringen von LNG.
- 84 Für dieses Verständnis spricht auch der Gedanke der gleichmäßigen Gesetzesanwendung (Gleichbehandlungsgrundsatz). Denn es ist nicht ersichtlich, warum hier die identische Nutzung (Speicherung für den sogenannten unregulierten Dienstleistungsbereich bzw. Small-Scale-Bereich), die bei Speichertanks, die nicht über eine Verbindung zu einer regulierten LNG-Anlage i. S. d. § 3 Nr. 26 EnWG oder einem sonstigen Gasversorgungsnetz i. S. d. § 3 Nr. 20 EnWG verfügen, wegen fehlender Leitungsgebundenheit des Speichertanks von vornherein klar als nicht regulierungsrelevant eingeordnet werden kann, nur aufgrund der kombinierten/integrierten Nutzung des Speichers einer LNG-Anlage der Regulierung unterfallen sollte. Auch in diesem Fall dient die Speicherung weiterhin nicht dem Zweck der leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas.
- 85 Etwas Anderes lässt sich auch nicht aus der mit § 3 Nr. 26 EnWG wortgleichen europarechtlichen Regelung des Art. 2 Nr. 11 der Richtlinie 2009/73/EG erkennen.
- 86 Schließlich könnten allenfalls noch Abgrenzungsschwierigkeiten von dann regulierten und nicht-regulierten Dienstleistungen im Sinne der Gefahr von Quersubventionierungen gegen ein solches Verständnis sprechen, da hiervon nachteilige Auswirkungen auf die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Gas ausgehen könnten. Hierzu hat die Antragstellerin jedoch glaubhaft erklärt, für die Nutzung der sogenannten regulierten und nicht-regulierten Dienstleistungen eine getrennte Buchhaltung zur Vermeidung von Quersubventionierung vorzusehen (vgl. Antrag vom 01.11.2023, S. 7). Das Vorliegen der vorbeschriebenen Gefahr einer Quersubventionierung ist hier daher nicht zu erkennen.

87 Nach alledem unterfallen LNG-Nutzungen im sogenannten nicht regulierten bzw. im Small-Scale-Bereich nicht der Regulierung durch das EnWG.

### **3.2. Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit**

88 Gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG müssen durch die Investition der Wettbewerb bei der Gasversorgung und die Versorgungssicherheit verbessert werden. Außerdem darf sich gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG die Ausnahmegenehmigung nicht nachteilig auf den Wettbewerb auf den wahrscheinlich von der Investition betroffenen Märkten auswirken. Die Analyse zu Letzterem erfolgt in Abschnitt 3.7.

89 Alle Voraussetzungen sind von der Antragstellerin zur Überzeugung der Beschlusskammer mit dem von ihr vorgelegten Gutachten von Frontier Economics „Ökonomisches Gutachten im Kontext des Antrags auf Ausnahmegenehmigung für das geplante LNG-/SNG-Terminal in Wilhelmshaven – Analysen zu Investitionsrisiken sowie Auswirkungen des Terminals auf Versorgungssicherheit und Wettbewerb im Auftrag der Tree Energy Solutions GmbH“ (im Folgenden: Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten) nachgewiesen worden. Neben der Analyse der Versorgungssicherheit sowie der Durchführung einer Wettbewerbsanalyse für den vorgelagerten Großhandelsmarkt ist die wettbewerbliche Analyse und Bewertung der nachgelagerten Marktstufen Bestandteil des Ökonomischen Gutachtens. Die Europäische Kommission hat in anderen Ausnahmeverfahren die Notwendigkeit gesehen, dass auch die Betrachtung des gesamten Downstream-Marktes vorzunehmen sei, um eine gesamthafte Bewertung der vorliegenden Wettbewerbssituation zu ermöglichen.

90 Die Beschlusskammer hat die seitens des Gutachters verwendeten Quellen geprüft sowie eingereichten Berechnungen plausibilisiert. Die Beschlusskammer kommt zu dem Ergebnis, dass die dargestellten wettbewerblichen Effekte und versorgungssicherheitsrelevanten Aspekte im Rahmen des Gutachtens von Frontier Economics nachvollziehbar sind. Die Beschlusskammer stützt ihre Argumentation im Rahmen der Wettbewerbsanalyse sowie der Versorgungssicherheit somit auf die von Frontier Economics ausgeführten Analysen und Berechnungen. Eine genaue Auseinandersetzung mit diesen erfolgt im Weiteren. Die Versorgungssicherheits- und Wettbewerbsanalysen im Rahmen dieses Gutachtens beschränken sich auf die Einspeisung von Erdgas in das Erdgasnetz.

91 Bei der Durchführung der Analysen wurde seitens des Gutachters auf die aktuelle Situation des nordeuropäischen als auch nationalen Gasmarktes (eine Einordnung des relevanten Produktmarktes erfolgt in Abschnitt 3.2.1.2) abgestellt, zudem wurden Prognosen erstellt. Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die Entwicklung des Gasmarktes von einer Vielzahl an Faktoren abhängt, wie z.B. wirtschaftlichen und politischen Änderungen mit Blick auf das Angebot und die Nachfrage

von Erdgas. Prognosen über die Entwicklung des Gasmarktes sind daher mit erheblichen Prognoserisiken behaftet (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 34).

- 92 Das Gutachten hat nachfrageseitig nachfolgend skizzierte Annahmen für den nordwesteuropäischen Markt getroffen, welche für den deutschen Markt weitestgehend gleichermaßen zutreffend sind. Mittel- bis langfristig wird eine Reduktion des Gasverbrauchs angenommen. Zum einen ist diese Annahme auf klimapolitische Ziele und die Hebung von Energieeffizienzmaßnahmen zurückzuführen, welche auf europäischer Ebene u.a. im Fit für 55-Paket (vgl. <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>, Abruf am 22.02.2024) niedergelegt sind. Aber auch auf nationaler Ebene wurden auf gesetzgeberischer Ebene bereits massive Einsparungsvorgaben für die Energieversorgung mit Erdgas angestoßen. Auch die aktuellen erheblichen Preissteigerungen für Erdgas dürften Anreize zu Energieeffizienzmaßnahmen setzen. Das politisch motivierte Ziel, unabhängig von russischen Gasimporten zu werden, soll dazu führen, den Verbrauch von Erdgas langfristig zu reduzieren (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 28). Zudem erfolgt durch die derzeitige Beschädigung der Pipelines Nord Stream und Nord Stream 2 sowie der Entscheidung Russlands zur Einstellung von Lieferungen auch über die unbeschädigten Pipeline-Systeme keine direkte Belieferung des deutschen Marktes mehr.
- 93 Erhebliche Veränderungen sind in der Anbieterstruktur von Erdgas zu verzeichnen. Die heimische Erdgasproduktion wird sich massiv reduzieren, dies gilt sowohl für den nordeuropäischen als auch für den deutschen Gasmarkt. Die konventionelle Eigenproduktion in Nordwesteuropa sinkt um rund 90% und in Deutschland um rund 70% bis zum Jahr 2030 (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 37 und 43). Dieser Rückgang auf nordwesteuropäischer Ebene begründet sich u.a. durch die Reduktion der Erdgasförderung in den Niederlanden. Die seit dem 01.10.2023 eingestellte Gasproduktion im Groningen-Gasfeld führt dazu, dass die Niederlande künftig weniger Gas fördern als sie für die Deckung des nationalen Bedarfes benötigen. Bezogen auf den deutschen Markt hat dies zur Folge, dass eine bisher wichtige Erdgasquelle wegfällt. Aber auch der Rückgang der Gasproduktion im Vereinigten Königreich in Folge zunehmend ausgeförderter Erdgasfelder ist verantwortlich für die sinkende heimische Erdgasproduktion (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 37). Bezogen auf den deutschen Markt hat insbesondere der Rückgang bzw. das Auslaufen der Gasproduktion in den Niederlanden zur Folge, dass eine bisher wichtige Erdgasquelle wegfällt. Für den deutschen Markt muss daher von sinkenden Importen aus den Niederlanden nach Deutschland ausgegangen werden. Es wird für die Berechnungen und Analysen im Rahmen der Versorgungssicherheit und des Wettbewerbs daher unterstellt, dass sich die niederländischen Exporte bis zum Jahr 2030 auf Null reduzieren (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 43).

- 94 Die durchgeführten Berechnungen und Analysen für die Lieferanten von Pipelinegas nach Nordwesteuropa unterliegen weiteren Restriktionen. So wird zwar kurzfristig unterstellt, dass norwegisches Gas einen bedeutenden Beitrag zur Versorgung Nordwesteuropas und damit auch Deutschlands leisten wird. Nach einem kurzfristigen Anstieg der norwegischen Gasexporte nach Europa um 10%, ist eine weitere Erhöhung aus bestehenden Produktionsfeldern offiziellen Aussagen zufolge jedoch nicht möglich. Mittelfristig wird jedoch von einem Rückgang von Gasmengen aus Norwegen ausgegangen. Dies begründet sich zum einen in zunehmend ausgeförderten Feldern, aber auch einem Rückgang der Nachfrage (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 37f.). Die Produktions- und Pipelinekapazitäten seien aber Pressemitteilungen zufolge auch maximal ausgelastet, eine Erhöhung sei mit den gegebenen Feldern nicht möglich (vgl. <https://www.dw.com/de/norwegen-sichert-deutschland-gaslieferungen-zu-und-st%C3%B6%C3%9Ft-an-grenzen/a-62816704>; Abruf am 22.02.2024). Als Prämisse für das Gutachten wurde daher eine Prognose des norwegischen Petroleum Direktorats bis zum Jahr 2026 und danach der Szenariobericht 2022 „min“-Szenario zugrunde gelegt, welcher sinkende Importe aus Norwegen unterstellt (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 37 und 43).
- 95 Nach der REPowerEU-Mitteilung (REPowerEU: gemeinsames europäisches Vorgehen für erschwinglichere, sichere und nachhaltige Energie, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Rat, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen vom 08.03.2022, COM(2022) 108 final, im Folgenden: REPowerEU) beabsichtigt die Europäische Union vollständig unabhängig von Erdgasimporten aus Russland zu werden. Bis Ende 2022 sollen die Erdgasimporte aus Russland in die Europäische Union bereits um 30% sinken. Aufgrund der geopolitischen Entwicklungen im Sommer 2022 – Reduktion bzw. Einstellung der Mengen aus Russland sowie Sabotage an der Nordstream und Nordstream 2 – geht der Gutachter davon aus, dass zum Zeitpunkt der angestrebten Inbetriebnahme der LNG-Anlage Wilhelmshaven im Jahr [REDACTED] und darüber hinaus kein russisches Pipelinegas mehr nach Deutschland oder Nordwesteuropa fließen wird. Diese Annahme wird nach Ansicht des Gutachters durch die politischen Zielsetzungen in den Kernländern des nordwesteuropäischen Gasmarktes gestützt (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 38 und S. 43). Bezogen auf die durchgeführten Analysen bei der Versorgungssicherheit wurden aufgrund der hohen Unsicherheit russische Gasimporte gar nicht berücksichtigt (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 69).
- 96 Die Reduktion von leitungsgebundenen Gasimporten bedingt den Ausbau der LNG-Infrastruktur zur Deckung des nationalen Gasbedarfs. Neben privatwirtschaftlichen LNG-Infrastrukturprojekten wurden durch die Bundesregierung zusätzlich ortsungebundene, schwimmende LNG-Anlagen in Auftrag gegeben. Im Lauf der letzten anderthalb Jahre wurden mehrere LNG-Anlagen in Deutschland in Betrieb genommen. Im Dezember 2022 wurde die erste schwimmende LNG-Anlage in

Wilhelmshaven eröffnet (vgl. <https://www.merkur.de/wirtschaft/erstes-gas-an-lng-terminal-wilhelmshaven-in-netz-eingespeist-zr-91988049.html>, Abruf am 22.02.2024). Die erste privatwirtschaftlich betriebene LNG-Anlage der Deutsche ReGas GmbH & Co. KGaA in Lubmin wurde im Januar 2023 eröffnet (vgl. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/lng-terminal-eroeffnet-2157792>, Abruf am 22.02.2024). Auch über die schwimmende LNG-Anlage in Stade wurde im März 2023 erstmals Gas in das Leitungsnetz eingespeist (vgl. <https://www.hamburger-energetisch.de/gas/lng-terminals/lng-terminal-in-brunsbuettel/#:~:text=23.,Sprecher%20Jan%20Peter%20Cirke%20mit.>, Abruf am 22.02.2024). Kurz- bis mittelfristig sind weitere schwimmende LNG-Anlagen in Stade und Wilhelmshaven (vgl. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/05/20220505-bund-und-niedersachsen-unterzeichnen-vereinbarung-zum-ausbau-der-lng-und-greengas-importinfrastruktur-niedersachsen.html> sowie <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/09/20220901-bmwk-sichert-sich-fuenftes-schwimmendes-fluessigerdgasterminal-plus-anlandung-gruener-wasserstoff.html>, <https://energie.blog/deutsche-energy-terminal-gmbh-schliesst-erste-auktionen-der-regasifizierungskapazitaeten-an-der-deutschen-nordseekueste-erfolgreich-ab/>, jeweils Abruf am 22.02.2024) sowie eine ortsfeste, landbasierte LNG-Anlage in Stade (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 44) und eine ortsfeste, landbasierte LNG-Anlage in Brunsbüttel geplant. Entsprechende Annahmen zum Ausbau der LNG-Infrastruktur und dem Import von LNG-Mengen wurden in den Berechnungen des Gutachters berücksichtigt.

- 97 Zeitlich liegt der Fokus der Wettbewerbsanalyse auf dem Jahr 2027. Zur Berücksichtigung der Auswirkungen zukünftiger Entwicklungen auf die Ergebnisse wurde zudem das Jahr 2033 näher betrachtet (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 82). Im Gutachten wird bezogen auf die Versorgungssicherheit der Zeitraum 2023 bis 2033 betrachtet. Für die durchgeführten Analysen wird für diesen Zeitraum die höchste Validität der Daten angenommen (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 67).
- 98 Der Gutachter stützt seine Prognose im Wesentlichen auf die zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung verfügbaren Netzentwicklungspläne der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032, Entwurf Stand 31. März 2023) sowie des europäischen Verbands der Fernleitungsnetzbetreiber (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP, 2022 (2021)). So trifft der Gutachter die Aussage, dass eine in die Zukunft gerichtete Betrachtung von deutlich mehr als zehn Jahre (von heute) gesehen, nicht sinnvoll erscheint. Die Belastbarkeit einer solchen Betrachtung sei aufgrund der einzukalkulierenden Unsicherheit über die Entwicklung weiterer die Versorgungssicherheit betreffender Parameter eingeschränkt (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 67). Im Umkehrschluss bietet die Betrachtung der von Frontier Economics angenommenen Zeiträume bzw. Betrachtungsjahre damit die höchste Aussagekraft.

- 99 Sowohl für die Analyse der Wettbewerbswirkung als auch der Versorgungssicherheit gilt zwar, dass die Beurteilung des gesamten Zeitraums der Ausnahmegenehmigung relevant sein kann. Prognosen von Marktentwicklungen über einen längeren Zeitraum sind aber wie ausgeführt mit zu hohen Unsicherheiten behaftet (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 67 und 82). Die Beschlusskammer teilt diese Einschätzung.
- 100 Grundlegendes Abgrenzungskriterium des Gutachters bei der Erstellung der Marktanalyse hinsichtlich der geographischen Marktabgrenzung war neben den Verfügbarkeiten von Transportkapazitäten die Preisintegration. In Anlehnung an bisher durchgeführte Marktanalysen für vergleichbare Verfahren hat sich Frontier Economics für den französischen Markt dazu entschieden, Frankreich für die Zwecke der Untersuchung nicht als Teil des relevanten Marktes einzubeziehen (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 31f.). Auch wenn die Beschlusskammer bei der Analyse der Preisintegration in den letzten Jahren eine sehr hohe Integration des französischen Marktes mit dem deutschen Markt festgestellt hat, kann diese Entscheidung von Frontier Economics nachvollzogen werden (siehe auch weitergehende Ausführungen unter Abschnitt 3.2.1.3).
- 101 Hinsichtlich der Verbesserung des Wettbewerbs ist auf das Investitionsprojekt unter den Rahmenbedingungen der Ausnahmegenehmigung abzustellen (siehe folgenden Abschnitt 3.2.1.). Die LNG-Anlage Wilhelmshaven verbessert zudem die Versorgungssicherheit. Erstens können durch sie neue Gasquellen weltweit erschlossen werden und damit russische Gaslieferungen ersetzt werden. Zweitens schafft sie durch eine Vielzahl neuer Transportrouten Redundanzen zu den bestehenden Importwegen. Nicht zuletzt erhöht sie die Flexibilität bei der Gasversorgung durch die Vielzahl an Transportrouten zu unterschiedlichsten Gasquellen weltweit. Die Antragstellerin hat diesen Befund mit verschiedenen vergleichenden und quantitativen Analysen der Versorgungssicherheit mit und ohne die entsprechende LNG-Anlage (sogenanntes kontrafaktisches Szenario) bestätigt (siehe folgenden Abschnitt 3.2.2.)

### **3.2.1. Verbesserung des Wettbewerbs bei der Gasversorgung**

- 102 Die antragsgegenständliche LNG-Anlage Wilhelmshaven verbessert den Wettbewerb bei der Gasversorgung. Dies belegt das von der Antragstellerin vorgelegte Gutachten von Frontier Economics, in dem die betroffenen Märkte, die erwarteten Marktentwicklungen und Wettbewerbseffekte eingehend untersucht werden.

#### **3.2.1.1. Allgemeine Grundsätze**

- 103 Voraussetzung für eine Ausnahme von der Regulierung ist, dass der Wettbewerb bei der Gasversorgung verbessert wird. Was hiermit gemeint ist, ergibt sich weder aus der Gesetzgebungsgeschichte des EnWG noch aus der insofern wörtlich umgesetzten Bestimmung von Art. 36 der

Richtlinie 2009/73/EG (ehemals Art. 22 der Richtlinie 2003/55/EG) und muss deshalb auf der Grundlage systematischer und europarechtskonformer Auslegung einer praktischen Anwendung zugeführt werden.

- 104 Weder die Richtlinie 2009/73/EG noch § 28a EnWG stellen entgegen der sonst üblichen Terminologie auf den „relevanten Markt“ oder einen in anderer Weise spezifizierten Markt ab, obwohl die Richtlinie 2009/73/EG sich in anderen Normen auf näher spezifizierte Märkte bezieht. Ebenso wenig ist spezifiziert, wann der Wettbewerb auf einem bestimmten Markt verbessert wird.
- 105 Die Europäische Kommission geht in ihrem Vermerk zur Anwendung von Art. 22 der Richtlinie 2003/55/EG (vgl. Commission staff working document on Article 22 of Directive 2003/55/EC concerning common rules for the internal market in natural gas and Article 7 of Regulation (EC) No. 1228/2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity – New Infrastructure Exemptions, vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final) davon aus, dass das Kriterium einer Verbesserung des Wettbewerbs in Art. 22 der Richtlinie 2003/55/EG ein Kriterium sui generis darstellt, wenn auch die Prinzipien des allgemeinen Kartellrechts zu berücksichtigen („to have regard to“, a. a. O., Tz. 31) und entsprechende Analysetechniken anzuwenden sind („should apply analytical techniques that are consistent with those applied in competition cases at national and European level“, a. a. O., Tz. 36). Hierbei soll nicht jeder negative Effekt für die Ausnahme schädlich sein, sondern positive und negative Effekte müssen gegeneinander abgewogen und ausgeglichen werden:
- 106 “The enhancement-of-competition test in these provisions is a sui generis test. However, in the application of the test it is relevant to have regard to the principles developed under Articles 81 EC and 82 EC and the EC Merger Regulation. This implies that likely negative effects and likely positive effects must be assessed and balanced.” (a. a. O., Tz. 31).
- 107 Für die Beurteilung der Frage, ob eine Verbesserung des Wettbewerbs vorliegt, kommt es daher nicht zwingend darauf an, ob in einem der zu betrachtenden relevanten Märkte lediglich ein neutraler Effekt oder sogar eine Verschlechterung eintritt. Maßgeblich ist vielmehr eine Abwägung der möglichen negativen und der möglichen positiven Effekte.
- 108 Nach dem Wortlaut des § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG kommt es darauf an, ob der Wettbewerb durch „die Investition ... verbessert“ wird. Demgegenüber ist nach § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG erforderlich, dass „die Ausnahme sich nicht nachteilig“ auf den Wettbewerb auf den wahrscheinlich von der Investition betroffenen Märkten auswirken darf. Dem liegt einerseits ein unterschiedlich strenger Maßstab (Verbesserung bzw. fehlende Nachteilhaftigkeit) zugrunde, andererseits ein anderes Bezugsobjekt (Investition bzw. Ausnahme).
- 109 Nach Auffassung der Beschlusskammer bezeichnet der Begriff „die Investition“ das dem Ausnahmeantrag zugrundeliegende Investitionsprojekt. Um feststellen zu können, ob die Investition den

Wettbewerb verbessert, bedarf es eines Vergleichsszenarios (kontrafaktisches Szenario), dass im Fall des § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG nur eine Situation ohne die Investition sein kann.

- 110 Hinsichtlich des Kriteriums nach § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG ist die Situation mit einem Investitionsprojekt mit erteilter Ausnahmegenehmigung zu vergleichen mit einer Wettbewerbssituation, die vorherrschen würde, wenn die Ausnahmegenehmigung nicht erteilt würde. Da die Ausnahme nur dann erteilt werden darf, wenn die Investition ohne die Ausnahme nicht getätigt würde (§ 28a Abs. 1 Nr. 2 EnWG), ist ein Szenario, in dem die LNG-Anlage errichtet wird, aber der Regulierung unterliegt, kein relevantes Vergleichsszenario. Insofern ist auch im Fall des § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG das Vergleichsszenario eine Situation ohne Investitionsprojekt.
- 111 Zu vergleichen sind demnach bei beiden Tatbestandsmerkmalen die Wettbewerbsverhältnisse ohne die neue Infrastruktur mit denen bei Bau des ausgenommenen Investitionsprojektes. Der Unterschied ist neben dem Maßstab (Verbesserung bzw. fehlende Verschlechterung), dass bei § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG auf die Infrastruktur in der Form des Ausnahmeantrags abgestellt wird, bei § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG hingegen auf die Ausnahme selbst.
- 112 Die Definition des relevanten Marktes ist ein analytisches Hilfsmittel, welches systematisiert, bis zu welchen Grenzen Unternehmen (sowohl hinsichtlich der Produkte als auch in geographischer Hinsicht) miteinander im Wettbewerb stehen. Es sind jene Märkte zu betrachten, auf die die antragsgegenständliche Infrastruktur wahrscheinlich eine wesentliche Auswirkung hat, wobei untersucht wird, „welche konkurrierenden Unternehmen tatsächlich in der Lage sind, dem Verhalten der beteiligten Unternehmen Schranken zu setzen und sie daran zu hindern, sich einem wirksamen Wettbewerbsdruck zu entziehen“ (vgl. Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrechts der Gemeinschaft, 97/C 372/03 vom 9. Dezember 1997, Rn. 2). Die Betrachtung erfolgt dabei entsprechend allgemeiner wettbewerbsrechtlicher Grundsätze in sachlicher und räumlicher Hinsicht nach dem Bedarfsmarktkonzept. Dazu werden die sachlich und räumlich relevanten Märkte identifiziert, auf die sich die geplante Investition auswirken könnte.
- 113 „Der sachlich relevante Produktmarkt umfasst sämtliche Erzeugnisse und/oder Dienstleistungen, die von den Verbrauchern hinsichtlich ihrer Eigenschaften, Preise und ihres vorgesehenen Verwendungszwecks als austauschbar oder substituierbar angesehen werden.“ (vgl. Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrechts der Gemeinschaft, 97/C 372/03 vom 9. Dezember 1997, Rn. 7).
- 114 „Der geographisch relevante Markt umfasst das Gebiet, in dem die beteiligten Unternehmen die relevanten Produkte oder Dienstleistungen anbieten, in dem die Wettbewerbsbedingungen hinreichend homogen sind und das sich von benachbarten Gebieten durch spürbar unterschiedliche Wettbewerbsbedingungen unterscheidet.“ (vgl. a. a. O., Rn. 8).

115 Die Bereitstellung von Infrastruktur zum Import von LNG betrifft vor allem den Markt, dem der Import von LNG und dessen Umwandlung in Erdgas zuzurechnen wäre. Der relevante Markt ist abzugrenzen als das Erdgasaufkommen – bestehend aus Importen von leitungsgebundenem Erdgas und LNG sowie einheimischer Produktion – in Nordwesteuropa mit den Ländern Deutschland, Benelux-Länder, Dänemark, Frankreich und Vereinigtes Königreich.

### **3.2.1.2. Relevanter Produktmarkt**

116 Der relevante Produktmarkt wird aufgrund des Konzepts der Substituier- oder Ersetzbarkeit abgegrenzt. Dabei werden Produkte ermittelt, die in vernünftiger Weise die betroffenen Produkte ersetzen können. Zwei Produkte sollten demnach nur dann demselben Markt zugerechnet werden, wenn sie in einem ausreichenden Maße gegenseitig substituierbar sind. Der Wechsel von einem auf das andere Produkt sollte innerhalb einer relativ kurzen Zeitspanne und ohne signifikante Kosten möglich sein (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 85f.).

117 An der antragsgegenständlichen LNG-Anlage wird LNG zum Hauptzweck der Regasifizierung und anschließenden Einspeisung in das vorhandene Leitungssystem importiert. Das regasifizierte LNG muss, um eingespeist werden zu können, die vom Deutschen Verein des Gas- und Wasserfachs e. V. vorgegebenen Qualitätsanforderungen an die Gasbeschaffenheit erfüllen und ist damit hinsichtlich der Produkteigenschaften nicht von anderem Erdgas zu unterscheiden, welches im gleichen Leitungssystem transportiert wird. LNG kann somit vollständig durch beispielsweise über Leitungen importiertes Erdgas substituiert werden und umgekehrt. Auch die Europäische Kommission sieht einen direkten Wettbewerb zwischen LNG und leitungsgebundenem Erdgas. So heißt es wörtlich:

118 “The Commission found that, in countries where import infrastructures for LNG are present, LNG would constitute a direct competitive constraint to gas imported via pipelines.”, vgl. COMP/M.6477 BP/Chevron/ENI/Sonangol/Total/JV, of 16 May 2012, Paragraph 18 mit Referenz zu COMP/M.4545 EQUINOR/HYDRO, of 3 May 2007).

119 Lokal produziertes Erdgas ist ebenfalls als Substitut zu nennen, so dass davon auszugehen ist, dass Händler im Großhandelsmarkt auf Preissignale reagieren und kurzfristig zwischen LNG, leitungsgebundenem Erdgas oder lokal produziertem Erdgas, welches auch die Produktion von Biomethan umfasst, wechseln können.

120 SNG stellt momentan kein Substitut für LNG dar und ist kein Teil des relevanten Marktes für Erdgas. Hinsichtlich der Frage, ob SNG in Zukunft ebenfalls als Substitut genannt werden kann, können zum heutigen Stand nur schwer Prognosen getroffen werden (vgl. Frontier Economics, Stellungnahme zur Substituierbarkeit von SNG und Erdgas vom 17.05.2023, S. 4ff.). SNG ist heute nur in geringen Mengen verfügbar und ist für die Konsumenten keine kosteneffiziente Alternative.

Es ist jedoch zu beachten, dass die Bundesregierung bis 2045 die Klimaneutralität anstrebt und die zukünftige Entwicklung von SNG stark von den regulatorischen Instrumenten der Bundesregierung, welche zur Erreichung der Klimaneutralität eingesetzt werden, abhängig ist.

- 121 Im Ergebnis ist also der relevante betroffene Produktmarkt als das handelbare Erdgasaufkommen zu identifizieren. Davon umfasst sind LNG, leitungsgebundene Erdgasimporte und die lokale Produktion. Als Marktakteure sind auf der Angebotsseite Erdgas- und LNG-Produzenten zu nennen, denen nachfrageseitig sowohl Importgesellschaften als auch kleinere Akteure, die direkt oder indirekt über Großhandelsmärkte von Produzenten abgesetzte Mengen erwerben, gegenüberstehen. Es ist durchaus möglich, dass Marktakteure sowohl angebotsseitig als auch nachfrageseitig aktiv sind.

### **3.2.1.3. Relevanter geographischer Markt**

- 122 Hinsichtlich der geographischen Abgrenzung eines Marktes ist die Frage zu erörtern, inwieweit Verbraucher oder Anbieter ihre jeweiligen Aktivitäten in ein anderes Gebiet verlagern würden, wenn entsprechende Preissignale dies rechtfertigten. In Analogie zur Abgrenzung des relevanten Produktmarktes sollte auch hier die Substitution innerhalb einer relativ kurzen Zeitspanne (maximal ein Jahr) und ohne signifikante Kosten möglich sein.
- 123 Im hier vorliegenden Fall liegt die geplante LNG-Anlage der Antragstellerin im deutschlandweiten THE-Marktgebiet, sodass der relevante Markt für die in Wilhelmshaven importierten Gasmengen das gesamte Bundesgebiet der Bundesrepublik Deutschland umfasst. Ob Nachfrager bzw. Anbieter bei Preisveränderungen auf benachbarte Marktgebiete ausweichen, hängt (unter anderem) von den zwischen den in Frage kommenden Marktgebieten nutzbaren Transportmöglichkeiten und der Frage ab, zu welchem Preis diese genutzt werden können. So ist beispielsweise die Belieferung eines Verbrauchers in Deutschland mit in den Niederlanden beschafftem Gas nur dann lukrativ, wenn der in den Niederlanden zu zahlende Rohstoffpreis niedrig genug ist, um die zusätzlichen Transportkosten zu überkompensieren. Transportkosten sind europaweit reguliert und können auch bei sehr geringer Nachfrage nicht günstiger angeboten werden als durch die Regulierung vorgegeben. Bei einem Mangel an Transportkapazitäten sind jedoch Preisauflagen auf den regulierten Tarif möglich. Demzufolge deutet ein Ausbleiben von solchen Preisauflagen darauf hin, dass kein Mangel an Transportkapazitäten existiert. Aufgrund der aktuellen geopolitischen Ereignisse aufgrund des Ukraine-Krieges sind zuletzt in lokal begrenzten Bereichen einzelne Auktionen mit Preisauflagen durchgeführt worden. Diese Preisauflagen sind aus Sicht der Beschlusskammer insbesondere vor dem Hintergrund der derzeitigen geopolitischen Lage und der damit verbundenen kurzfristigen Anpassungen der gewünschten Importquellen einzuordnen und sollten in einer mittelfristigen Betrachtung keine wesentliche Bedeutung mehr haben. Zumal die Beschlusskammer erwartet, dass sich die Transportkapazitäten aus baulicher Sicht zur

Befriedigung der veränderten Nachfrage anpassen werden. Entsprechende Planungen sind von den Netzbetreibern bereits angestoßen worden; erste LNG-Anlagen wurden zudem bereits an das Fernleitungsnetz angeschlossen. Letzteres trifft beispielsweise auf die schwimmenden, ortsungebundenen LNG-Anlagen in Wilhelmshaven und Lubmin zu (vgl. <https://oge.net/de/pressemitteilungen/2022/wilhelmshavener-anbindungsleitung-mit-letzter-schweisnaht-fertiggestellt-lng-kann-jetzt-kommen-in-zukunft-auch-wasserstoff>; Abruf am 22.02.2024) oder auf die schwimmende, ortsungebundene LNG-Anlage „Deutsche Ostsee“ (vgl. <https://www.gascade.de/presse/presseinformationen/pressemitteilung/gascade-stellt-ersten-lng-anschluss-an-deutsches-ferngasnetz-fertig>, Abruf am 22.02.2024). Zur Sicherung der Energieversorgung ist zudem am 01.06.2022 ein Gesetz zur Beschleunigung der planungsrechtlichen Genehmigungsverfahren in Kraft getreten (LNG-Beschleunigungsgesetz – LNGG), das zum beschleunigten Ausbau einer LNG-Infrastruktur in Deutschland weiter beitragen soll. Die aktuelle geopolitische Situation gibt jedoch keinen Anlass die Entwicklung der letzten Jahre und die zunehmende Marktintegration in Frage zu stellen oder insoweit sogar eine gegenläufige Entwicklung anzunehmen. Aus diesem Grund hält die Beschlusskammer es nicht für wahrscheinlich, dass die aktuelle geopolitische Situation zu dauerhaften Transportbeschränkungen aus den benachbarten Marktgebieten führt. Aus Sicht der Beschlusskammer können daher die ermittelten Ergebnisse der Auswertung aus dem Jahr 2019 nach wie vor herangezogen werden.

- 124 Zusammenfassend kann also festgehalten werden, dass trotz der aktuellen geopolitischen Lage nach Einschätzung der Beschlusskammer kein Anlass besteht, in Frage zu stellen, dass mittelfristig für den Transport zwischen dem Marktgebiet, in das LNG importiert wird, und benachbarten Marktgebieten ausreichende Transportkapazitäten zur Verfügung stehen und demzufolge der relevante geographische Markt weiter zu fassen ist als das ursprüngliche Marktgebiet. Im Gegenteil sieht es die Beschlusskammer für notwendig an, für eine möglichst realistische Analyse in den Berechnungen zu den wettbewerblichen Auswirkungen auf den bestehenden integrierten nordwesteuropäischen Markt abzustellen. Eine Betrachtung eines hypothetisch eng abgegrenzten rein nationalen Marktes sollte aus Sicht der Beschlusskammer allenfalls zur Verprobung und Einordnung der Ergebnisse zum weiter gefassten nordwesteuropäischen Markt erfolgen. Aufgrund erhöhter Transportrestriktionen bei steigender Entfernung zum Ursprungsmarkt ist Europa als relevanter geographischer Markt wiederum zu weit gefasst.
- 125 Als weiteres Kriterium zur Abgrenzung des relevanten geographischen Marktes ist die Preisintegration zwischen Märkten zu betrachten. Eine hohe Preisintegration bedeutet, dass sich Preise im Wesentlichen parallel verhalten und es auch keine signifikanten Preisdifferenzen gibt. Ökonomisch betrachtet ist dies ein starkes Indiz für integrierte Märkte: Offenbar substituieren hinreichend viele Marktakteure Gas zwischen den Handelsplätzen, kaufen also Gas da, wo es am günstigsten ist (unabhängig von nationalen Grenzen) bzw. verkaufen da, wo der höchste Preis erzielt wird (unabhängig von nationalen Grenzen). Integrierte Preise zeigen, dass diese sogenannte Arbitrage

möglich ist und auch realisiert wird. Für wettbewerblich integrierte Märkte ist es dann gar nicht erforderlich, dass jeder Anbieter von und Nachfrager nach Gas hochflexibel zwischen Handelspunkten vermarktet. Solange es hinreichend viele Händler gibt, die so agieren können, gleichen sich die Preise an, sodass ein Akteur in einem nationalen Markt nicht unabhängig von der Wettbewerbssituation in den anderen benachbarten Ländern agieren kann (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 91f.). Diesbezüglich kommt die „Quo vadis“-Studie im Auftrag der Europäischen Kommission zur Schlussfolgerung, dass die Großhandelsmärkte von Dänemark, Belgien, dem Vereinigten Königreich, den Niederlanden und Deutschland eine einzige Preiszone bilden (vgl. EY/REKK, Quo vadis EU gas market regulatory framework – Study on a Gas Market Design for Europe, Studie im Auftrag der Kommission, Februar 2018, S. 5). Eine weitere Studie zum Thema Preisintegration stammt vom Oxford Institute for Energy Studies (vgl. Oxford Institute for Energy Studies (OIES), European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration, May 2017). Im Jahr 2017 wurde für den Zeitraum bis 2016 eine sehr hohe Preisintegration bezüglich der Handelspunkte NCG, GASPOOL, Zeebrugge (Belgien) und PEG Nord (Frankreich) festgestellt (*„In North West Europe (TTF, NCG, Gaspool, ZEE, PEGN), price alignment and price level convergence continues to be strong: this region behaves as if it is a single-price area, i.e. a fully integrated transnational market for gas.“*, a. a. O., S. 18). Gemäß der Studie ist auch der britische NBP meist sehr gut integriert, jedoch nicht, wenn der seltene Fall eintritt, dass physische Flüsse auf dem Interconnector nicht möglich sind (a. a. O., S. 19). Frankreich wird gemäß den vorherigen Ausführungen im Gutachten (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 68) nicht als Teil des relevanten Marktes betrachtet. Dies wird mit nicht ausreichend vorhandenen verfügbaren Transportkapazitäten am einzigen Grenzübergangspunkt zwischen Frankreich und Deutschland begründet. Dies könnte einer Marktintegration, auch unabhängig von der Preisintegrität, entgegenstehen.

- 126 Die Beschlusskammer hat demgegenüber bei der Analyse der Preisintegration eine sehr hohe Integration des französischen Marktes mit dem deutschen Markt festgestellt. Aus Sicht der Beschlusskammer umfasst der relevante geographische Markt, wie auch bereits in anderen Ausnahmeverfahren ausgeführt (vgl. Beschluss BK7-22-140-final, Beschluss BK7-20-107-final sowie Beschluss BK7-22-086-final), insofern die Region Nordwesteuropa mit den Ländern Deutschland, Frankreich, Benelux-Länder, Dänemark und Vereinigtes Königreich. Unterstützt wird diese Sichtweise von Marktakteuren, die von der Europäischen Kommission im Rahmen der Gazprom/Wintershall/Target Companies (COMP/M6910) Fusionskontrolle befragt wurden und insbesondere Deutschland, Belgien, die Niederlande und das Vereinigte Königreich als Mitgliedstaaten identifizierten, die einem regionalen Markt zuzurechnen seien (vgl. Gazprom/Wintershall/Target Companies (COMP/M6910), Rn. 88 bis 90).
- 127 Die oben beschriebene Marktintegration in Nordwesteuropa wird nach Ansicht der Beschlusskammer weiter voranschreiten, da gemäß der Richtlinie 2009/73/EG nach wie vor die Vollendung des

Erdgasbinnenmarktes angestrebt wird. Insbesondere im hier betrachteten Zeitraum der Ausnahme genehmigung ist nicht zu erwarten, dass eine gegenläufige Entwicklung einsetzt. Dies stützend führt auch der Gutachter aus, dass perspektivisch eine Marktintegration Frankreichs in den nordwesteuropäischen Markt aufgrund kürzlich erhöhter Transportkapazitäten zwischen Deutschland und Frankreich sowie eine zu beobachtende Angleichung der Versorgungsstruktur nicht unwahrscheinlich ist (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 98).

- 128 Es bedurfte aus Sicht der Beschlusskammer jedoch keiner Neuberechnung der Wettbewerbsanalyse. Dies begründet sich darin, dass bezogen auf die Marktabgrenzung die Analyse ohne die Einbindung von Frankreich im relevanten Markt Nordwesteuropa eine vergleichsweise konservativere Betrachtung darstellt, da mögliche (negative) Auswirkungen auf den Wettbewerb überbewertet würden. Die Einbindung von Frankreich in den nordwesteuropäischen Markt hätte eine geringere Marktkonzentration zur Folge. Daher wäre eine negative Auswirkung der Ausnahme genehmigung noch unwahrscheinlicher.
- 129 Eine Kurzauswertung der Beschlusskammer zur Preisintegration zwischen dem Handelspunkt des Marktgebietes THE und dem Handelspunkt PEG hat ergeben, dass Letzterer als zugehörig zur oben genannten Gruppe der Handelspunkte mit sehr hoher Preisintegration angesehen werden kann. Bis April 2022 war die Preisintegration sowohl in der Höhe als auch in der Entwicklung sehr stark ausgeprägt. Die geopolitischen Ereignisse haben dazu geführt, dass die absolute Höhe des Preises zwischen den Marktgebieten THE und PEG einen Preisspread hervorgebracht hat. Aus Sicht der Beschlusskammer spiegelte der Preisspread ab Anfang April 2022 jedoch nur einen kurzfristigen Marktschock aufgrund der geopolitischen Ereignisse wieder. Mit Blick auf extreme Marktsituationen in der Vergangenheit ist festzustellen, dass auch hier kurzfristige Marktschocks zeitweise zu vergleichsweise noch größeren Preisspreads geführt haben. Im Jahr 2023 haben sich die Preise wieder stabilisiert und angeglichen. Aus Sicht der Beschlusskammer kann das Vorliegen des enormen Preisspreads damit als extremes Marktereignis mit kurzfristigem Effekt eingestuft werden. Mit Blick auf die Dauer der gewährten Ausnahme ist daher nach Einschätzung der Beschlusskammer mittelfristig von einem integrierten nordwesteuropäischen Markt auszugehen.

#### **3.2.1.4. Zusammenfassung**

- 130 Bezogen auf die oben vorgenommene Marktabgrenzung stellt die Beschlusskammer fest, dass durch die Investition der Wettbewerb verbessert wird. Denn solange eine Investition in physische Infrastruktur den Zugang zu zusätzlichen Gasquellen oder Gasmengen ermöglicht, ist sie per se wettbewerbsfördernd. Es werden physische Importkapazitäten bereitgestellt, welche es ohne die neue Infrastruktur nicht gäbe. Darüber kann Erdgas importiert werden. Auch ohne den konkreten

Import würde sich der Wettbewerb bereits aufgrund des vorhandenen Potenzials zusätzlicher Importe erhöhen (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 83). Mögliche negative Wettbewerbseffekte, die aus der Existenz der geplanten LNG-Anlage der Antragstellerin resultierten und mit diesem positiven Effekt abzuwägen wären, sieht die Beschlusskammer nicht. Potenziell negative Wettbewerbseffekte, welche sich aus der Nutzung der neuen Infrastruktur bei Erteilung der Ausnahme ergeben, werden in Abschnitt 3.7. betrachtet.

### **3.2.2. Verbesserung der Versorgungssicherheit durch die LNG-Anlage**

- 131 Die LNG-Anlage Wilhelmshaven führt in mehrfacher Hinsicht zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit in Deutschland und der Europäischen Union i. S. d. § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG.
- 132 Nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG kann eine Ausnahme nur erteilt werden, wenn die Investition die Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung verbessert. Zu betrachten war daher, ob sich die Versorgungssicherheit durch die Integration der LNG-Anlage Wilhelmshaven gegenüber dem Status quo (kontrafaktisches Szenario) verbessert. Auch wenn weder die Vorgabe des § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG, noch die gleichlautende Regelung in Art. 36 Abs. 1 a) der Richtlinie 2009/73/EG hierzu eine Aussage treffen, sind in geografischer Hinsicht sowohl die Auswirkungen auf Deutschland als auch auf die Europäische Union, hier vor allem den maßgeblichen nordwesteuropäischen Markt (siehe Abschnitt 3.2.1.3), zu betrachten. Dies ist in sachlicher Hinsicht damit zu begründen, dass es sich letztlich um eine europarechtlich vorgegebene Regelung zum europäischen Binnenmarkt handelt. Hierfür spricht nunmehr zudem der systematische Kontext. Auch § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG und die gleichlautende Regelung in Art. 36 Abs. 1 a) der Richtlinie 2009/73/EG stellen nach einer Rechtsänderung nun auf die Auswirkungen auf die Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union ab.
- 133 Die LNG-Anlage Wilhelmshaven diversifiziert die Gasversorgung, indem sie neue Quellen erschließt. Aufgrund der aktuellen geopolitischen Situation ist die Diversifizierung der Gasquellen durch LNG-Anlagen und die Substituierung russischer Gasimporte zu einer wesentlichen und dringenden Voraussetzung gerade für die Sicherung der Versorgungssicherheit in Deutschland und der Europäischen Union geworden (siehe Abschnitt 3.2.2.2). Durch die LNG-Anlage Wilhelmshaven werden zudem neue Transportrouten eröffnet (siehe Abschnitt 3.2.2.3). Die zusätzliche Kapazität stärkt die Belastbarkeit (siehe Abschnitt 3.2.2.4) der Gasversorgung in Deutschland und der Europäischen Union. Zudem erhöht sich die Flexibilität der Gasversorgung (siehe Abschnitt 3.2.2.5), da eine Vielzahl neuer Gasquellen erschlossen werden können und neue Marktteilnehmer auch während der Dauer der Ausnahme Zugang zu der LNG-Anlage Wilhelmshaven haben (siehe Abschnitt 3.2.2.6).

### 3.2.2.1. Begriff der Versorgungssicherheit

- 134 Der Begriff der Versorgungssicherheit in § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG entspricht dem in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Gesetzeszweck einer „sicheren Versorgung“. Eine einheitliche Definition hat sich bislang weder auf nationaler noch auf internationaler Ebene durchgesetzt (vgl. Theobald, in: Theobald/Kühling, Energierecht, 122. Ergänzungslieferung August 2023, § 1 EnWG, Rn. 17). Der Begriff der Versorgungssicherheit ist im Lichte des Art. 194 Abs. 1 b) AEUV zu lesen. Danach ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit als eines der vier Ziele der Energiepolitik der Europäischen Union auf ausreichende und zuverlässige Befriedigung der Nachfrage an Energie gerichtet (vgl. Hamer, in: von der Groeben/Schwarze/Hatje, Europäisches Unionsrecht, 7. Auflage 2015, AEUV, Art. 194, Rn. 15). Letztlich spielen bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit die Fragen, ob eine hinreichende Gasversorgungsinfrastruktur zur Deckung der Nachfrage nach Erdgas – auch in einer Krisensituation oder bei besonders hoher Nachfrage (Spitzenlast) – vorhanden ist, eine Rolle. Dementsprechend fließen in die Bestimmung und die Bewertung der Versorgungssicherheit Aspekte ein, die etwa auch § 51 Abs. 2 EnWG für das entsprechende Monitoring der Versorgungssicherheit spezifiziert: Dazu gehören u. a. das Verhältnis von Angebot und Nachfrage auf dem relevanten Markt, die erwartete Nachfrageentwicklung sowie die Situation bei Nachfragespitzen oder bei Ausfällen von Versorgern.
- 135 In räumlicher Hinsicht ist der deutsche und europäische Gasmarkt und deren prognostizierte Entwicklung in den nächsten Jahren zu betrachten. Die Antragstellerin hat im Rahmen ihrer quantitativen Analysen nachvollziehbar auf Deutschland abgestellt, da die Versorgungssicherheitswirkung einer Infrastruktur oft lokal am relevantesten sein wird. Da die prognostizierten Entwicklungen in Nordwesteuropa ähnlich sind, dürften sich insoweit keine großen Abweichungen ergeben (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 66f.).
- 136 Zudem ist zu berücksichtigen, dass sich eine Verbesserung der Versorgungssicherheit in Deutschland immer auch positiv auf die Versorgungssicherheit der Europäischen Union, insbesondere der angrenzenden Länder Nordwesteuropas auswirkt. Die Bundesrepublik Deutschland ist durch die zentrale Lage innerhalb des europäischen Gastransportsystems und zahlreiche Verbindungen auf Fernleitungsebene über entsprechende Grenzübergangspunkte mit anderen Mitgliedstaaten als Transitland von wesentlicher Bedeutung für die Versorgungssicherheit innerhalb der Europäischen Union. Die LNG-Anlage Wilhelmshaven wird nach den Planungen der Antragstellerin an das deutsche und damit auch europäische Fernleitungssystem angeschlossen sein und damit unmittelbare Auswirkungen auf die Versorgungslage in Deutschland als auch Europa haben. Eine durch den Zubau der LNG-Anlage Wilhelmshaven verbesserte Versorgungslage in Deutschland kann es somit nicht nur im Krisenfall erleichtern, Mengen in andere Mitgliedstaaten zu liefern.

- 137 Hinsichtlich des Zeitraums hat die Antragstellerin in ihren quantitativen Analysen in zulässiger Weise auf den Zeitraum bis 2033 abgestellt. Zwar geht die genehmigte Dauer der Ausnahme über diesen Analysezeitraum hinaus. Aufgrund der mit zunehmendem Ausblick in die Zukunft wachsenden Prognoseunsicherheiten und der fehlenden Verfügbarkeit an belastbaren Daten ist eine zeitliche Beschränkung auf den Zeitraum bis 2033 jedoch angemessen und ausreichend, um beurteilen zu können, ob die LNG-Anlage einen Beitrag zur Verbesserung der Versorgungssicherheit leistet (siehe Abschnitt 3.2.).
- 138 Eine Verbesserung der Versorgungssicherheit liegt nach dem Auslegungsvermerk der Dienststellen der Europäischen Kommission zu Art. 22 der Richtlinie 2003/55/EG (Vorgängervorschrift des Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG) bei jeder Diversifizierung der Versorgungsquellen vor, insbesondere bei der Erschließung einer neuen Quelle oder eines neuen Weges zu den relevanten Märkten (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions, vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 25.1). Dementsprechend hat die Regulierungsbehörde im Freistellungsverfahren nach Art. 36 Abs. 8 S. 4 e) der Richtlinie 2009/73/EG gegenüber der Europäischen Kommission Angaben dazu zu machen, welchen Beitrag die Infrastruktur zur Diversifizierung der Gasversorgung leistet. Diesen Vorgaben folgend, hat die Europäische Kommission in mehreren Stellungnahmen zu Freistellungsverfahren ausgeführt, dass eine Verbesserung der Versorgungssicherheit vorliegt, wenn durch eine Investition eine neue Route zum relevanten Markt geschaffen wird oder neue vorgelagerte Gasquellen an den Markt angebunden werden (vgl. Entscheidung der Europäischen Kommission vom 02.06.2023 zum LNG Terminal Brunsbüttel, (C(2023) 3743 final, Rn. 56ff.; Entscheidung der Europäischen Kommission vom 20.12.2022 zum LNG Terminal „Deutsche Ostsee“, (C(2022) 9902 final, Rn. 55ff.; Entscheidung der Europäischen Kommission vom 19.08.2022 zum LNG-Terminal in Stade, (C(2022) 6098 final, Rn 48ff.; Entscheidung der Europäischen Kommission vom 11.08.2022 zum EemsEnergyTerminal, (C(2022) 5947 final, Rn. 57ff.; Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 08.02.2008 zur Nabucco-Pipeline, CAB D(2008)/142, Rn.41 ff.; vgl. für eine Diversifikation der Routen: Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 22.05.2008 zur Poseidon-Pipeline, SG-Greffe (2007) D/203046, S. 2 und für eine Diversifikation der Gasquellen durch eine LNG-Anlage: Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 08.12.2020 zur LNG-Anlage South Hook, C(2020) 8948 final, Rn. 35f.; Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 25.11.2020 zur LNG-Anlage Alexandroupolis, C(2020) 8377 final, Rn. 28; Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 04.06.2013 zur LNG-Anlage Isle of Grain, C(2013) 3443 final, Rn. 29). Maßgebliche Gesichtspunkte, unter denen die Versorgungssicherheit gesteigert wird, sind damit einerseits eine Diversifikation der Bezugsquellen, andererseits aber auch die Schaffung von Redundanzen durch zusätzliche Transportmöglichkeiten (vgl. auch Däuper, in: Theobald/Kühling, Energierecht, 122. Ergänzungslieferung August 2023, § 28a EnWG, Rn. 8; Arndt, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 4. Auflage 2023, § 28a, Rn. 6).

- 139 In Bezug auf LNG-Anlagen heißt es im Auslegungsvermerk der Europäischen Kommission, dass eine umso größere Verbesserung der Versorgungssicherheit anzunehmen ist, umso mehr Flexibilität die Infrastruktur bei der Versorgung mit zusätzlichen Mengen in einem Notfall liefern kann. Aus diesem Grund könnten beispielsweise LNG-Anlagen durch die größere Auswahl an verschiedenen Gasquellen weltweit unter Umständen einen größeren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 26).
- 140 Die Kommission unterstreicht zudem, dass effektive Mechanismen gegen das Horten von Kapazitäten oder eine Reservierung eines Teils der Kapazitäten für eine kurzfristige Vermarktung die Flexibilität bei der Gasversorgung mit zusätzlichen Mengen in einem Notfall erhöhen kann und damit die Versorgungssicherheit verbessern können (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 26; vgl. auch Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 08.12.2020 zur LNG-Anlage South Hook, C(2020) 8948 final, Rn. 39f.; Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 25.11.2020 zur LNG-Anlage Alexandroupolis, C(2020) 8377 final, Rn. 27).

### **3.2.2.2. Diversifikation der Bezugsquellen und Möglichkeit des Imports zusätzlicher Mengen zur Substituierung von russischen Gasimporten**

- 141 Die aktuelle Entwicklung zeigt, dass Russland kein verlässlicher Energielieferant mehr ist. Es besteht nunmehr die Notwendigkeit für Deutschland und die Europäische Union, sich unabhängig von Gasimporten aus Russland zu machen. Die im Jahr 2022 verhängte Einstellung der Gaslieferungen Russlands in europäische Partnerländer sowie diverse unterjährige Gaslieferstopps an vorhandenen Pipelines bis zuletzt hin zur Einstellung der Gaslieferungen nach Deutschland im Jahr 2022 machen dies deutlich (vgl. <https://www.dw.com/de/russland-stoppt-gas-lieferungen-an-niederlande/a-61989218> sowie vgl. <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/gasmarkt-nord-stream-1-wartung-101.html>; jeweils Abruf am 22.02.2024). Darüber hinaus wäre aufgrund der bestehenden massiven Beschädigungen an den Gaspipelines Nord Stream 1 und eines Stranges der Nord Stream 2 eine kurzfristige Versorgung mit Erdgas durch diese Leitungen auf absehbare Zeit nicht möglich.
- 142 Im Jahr 2021 deckten russische Gasimporte 55% der deutschen und 40% der europäischen Erdgasnachfrage. Nach der REPowerEU-Mitteilung beabsichtigt die Europäische Union, wie bereits unter Abschnitt 3.2. ausgeführt, vollständig unabhängig von Erdgasimporten aus Russland zu werden. Neben Pipeline-Importen aus Norwegen, dem Ausbau erneuerbarer Energien und Energieeffizienzmaßnahmen sollen russische Erdgasimporte auch durch höhere Importe von verflüssigtem Erdgas über bestehende und zusätzliche LNG-Anlagen ersetzt werden (vgl. REPowerEU). Die LNG-Anlage Wilhelmshaven kann zukünftig mit einer jährlichen Importkapazität von ca.

15 Mrd. m<sup>3</sup>/a zu einer Deckung der Erdgasnachfrage in einer Größenordnung von etwa 16 % der deutschen Erdgasnachfrage (ausgehend von der Gesamtnachfrage für das Jahr 2021, vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 65) beitragen. Zur Sicherung der Energieversorgung ist am 01.06.2022 das Gesetz zur Beschleunigung der planungsrechtlichen Genehmigungsverfahren für den Bau der LNG-Infrastruktur in Kraft getreten (sogenanntes LNG-Beschleunigungsgesetz – LNGG). Darin wird anerkannt, dass der zügige Aufbau von LNG-Infrastruktur essentiell für die Versorgungssicherheit in Deutschland ist. Alle im Gesetz bezeichneten Vorhaben, zu denen auch das vorliegende Projekt in Wilhelmshaven gehört, liegen danach wegen ihres Beitrags zur Sicherung der Energieversorgung im überragenden öffentlichen Interesse sowie der öffentlichen Sicherheit. Die Bundesregierung hat aufgrund der Dringlichkeit zur Sicherung des nationalen Gasbedarfs zudem schwimmende Flüssiggasanlagen gechartert, welche ausfallende leitungsgebundene Gaslieferungen ersetzen sollen, siehe auch Ausführungen in Abschnitt 3.2.

- 143 Die LNG-Anlage Wilhelmshaven stärkt dem Vorgesagten zufolge die Versorgungssicherheit in Deutschland und der Europäischen Union, da sie bisher nicht unmittelbar für das deutsche Versorgungsgebiet verfügbare Gasvorkommen weltweit ohne Umweg über benachbarte Länder für die Gasversorgung in Deutschland erschließt. Durch die Abkühlung und Versetzung in einen flüssigen Aggregatzustand, verliert das Erdgas deutlich an Volumen und kann so in großen Mengen per Schiff auch über längere Distanzen transportiert werden. Damit können auch weit entfernte Gasquellen, etwa in Nordamerika, Katar oder Australien, unmittelbar für die Gasversorgung in Deutschland und Nordwesteuropa nutzbar gemacht werden, für die der Transport über Schiff die technisch einzige Transportmöglichkeit nach Europa ist.
- 144 Es ist nach alledem festzustellen, dass die LNG-Anlage Wilhelmshaven aufgrund des Ausbleibens russischer Gasimporte durch die Erschließung neuer Gasquellen und die Möglichkeit zusätzlicher Importe bereits kurzfristig einen essentiellen Beitrag leistet, um die Versorgungssicherheit für Deutschland und die Europäische Union zu sichern.

### **3.2.2.3. Redundanz durch Diversifikation der Transportrouten**

- 145 Die LNG-Anlage Wilhelmshaven verbessert die Versorgungssicherheit in Deutschland, indem sie neue Transportrouten für verflüssigtes Erdgas unmittelbar nach Deutschland eröffnet, sodass LNG-Importe direkt und ohne den Umweg über den Import über LNG-Anlagen im benachbarten Ausland, wie den Niederlanden, Belgien oder Frankreich möglich sind. Damit stellt sie eine Alternative zum Transport von Erdgas über andere LNG-Anlagen und Fernleitungen dar. In einem Notfall erhöht sich dadurch die Redundanz der Gasversorgung, da bei dem Ausfall einer Transportroute, etwa einer Importleitung oder dem Wegfall russischer Importe, ein Import fehlender Mengen über die LNG-Anlage Wilhelmshaven möglich wäre. Je mehr Routen es gibt, über welche auch zusätzliche Mengen Gas nach Deutschland und Europa transportiert werden können, umso

größer ist die Versorgungssicherheit. Dies gilt besonders vor dem Hintergrund der aktuellen geopolitischen Situation und der Bemühungen um die Substituierung von russischen Gasimporten.

- 146 Die Antragstellerin hat diesen Befund auch empirisch mithilfe quantitativer Analysen durch einen unabhängigen Gutachter nachvollziehbar belegt (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 65ff.). Dabei hat sie die Situation mit der LNG-Anlage Wilhelmshaven und ohne die LNG-Anlage Wilhelmshaven verglichen (kontrafaktisches Szenario). Hierzu hat sie mehrere Indizes verwendet, mit deren Hilfe Aussagen zur Diversifizierung der Versorgung und Belastbarkeit des Systems getroffen werden können. Für die Analyse hat die Antragstellerin auf Daten aus der Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas 2022 zurückgegriffen. Ergänzend wird auf Daten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hinsichtlich der staatlichen FSRU LNG-Anlagen sowie des Szenarioberichts 2022 Global Ambition für Biomethan und die Entwicklung der Nachfrage zurückgegriffen (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 68f.). Nach allen Analysen trägt die LNG-Anlage Wilhelmshaven zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in Deutschland bei.
- 147 Mit Hilfe des sogenannten Import Route Diversification Index (IRD) kann die Diversifizierung von Gasimportrouten gemessen werden. Eine hohe Konzentration deutet hier auf eine hohe Abhängigkeit von einer oder wenigen Routen hin, während eine niedrige Konzentration auf eine hohe Diversifizierung der Routen hinweist. Je kleiner der Indikator ausfällt, umso höher ist die Versorgungssicherheit. Die Berechnungen des Gutachters haben ergeben, dass die Importrouten nach Deutschland bereits in der Ausgangslage (ab 2023) mit Werten von konstant unter 0,2 auf einer Skala zwischen 0 und 1 relativ gut diversifiziert sind. Die zusätzliche technische Kapazität der LNG-Anlage Wilhelmshaven verbesserte in der Analyse die Routendiversifikation weiter um ca. 2 % (2027), in den Folgejahren dann bis zu 7 % (ab 2025) und im Jahr 2033 steigt die Differenz gegenüber dem kontrafaktischen Szenario ohne die LNG-Anlage Wilhelmshaven auf 13%, wenn die staatlichen FSRUs nicht mehr zur Verfügung stehen (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 71).
- 148 Die Antragstellerin hat somit nachvollziehbar belegt, dass die zusätzliche technische Kapazität durch die LNG-Anlage Wilhelmshaven zu einer sinkenden Abhängigkeit von bestehenden Importrouten führt. Darüber hinaus kann mit der LNG-Anlage Wilhelmshaven das Niveau der Diversifikation von Transportrouten beibehalten werden, wenn die staatlichen FSRUs nicht mehr zur Verfügung stehen.

#### **3.2.2.4. Steigerung der Widerstandsfähigkeit und Belastbarkeit der Gasversorgungsinfrastruktur**

- 149 Die Antragstellerin hat mit Hilfe der verschiedenen Indikatoren N-1 Kriterium, Residual Supply Index und System Adequacy Index nachvollziehbar nachgewiesen, dass sich die Belastbarkeit und damit die Versorgungssicherheit der Gasversorgung in Deutschland und damit letztlich der Europäischen Union durch die LNG-Anlage Wilhelmshaven verbessert (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 72ff.).
- 150 Das N-1 Kriterium misst, ob die tägliche Spitzenlast auch dann gedeckt ist, wenn die größte Infrastruktur, die direkt oder indirekt zum Gasangebot auf dem Markt beiträgt, hypothetisch nicht mehr zur Verfügung stünde. Bei ihren Berechnungen (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 72f.) hat die Antragstellerin neben den Importkapazitäten auch die Einspeisekapazitäten aus der einheimischen, konventionellen Biogas- und Wasserstoffproduktion und den Speichern berücksichtigt. Zur Bestimmung der täglichen Spitzenlast hat die Antragstellerin auf den „peak day demand“ im Best Estimate Scenario aus dem ENTSOG TYNDP 2022 zurückgegriffen. Die größte Infrastruktur wurde als der Grenzübergangspunkt bzw. die Grenze mit der größten Einspeisekapazität nach Deutschland definiert. In den vorgelegten Berechnungen stellen die Importkapazitäten von Norwegen am Grenzübergangspunkt Dornum die größte Importroute dar. Gemäß ENTSOG-Vorgaben wird als größte Infrastruktur die Summe der Grenzübergangspunkte aus einem Nicht-EU Lieferantenland als eine Importroute betrachtet. Grund hierfür ist die Annahme, dass die Grenzübergangspunkte gleichzeitig ausfallen können. Im vorliegenden Fall ist Deutschland durch unterschiedliche Leitungen mit Norwegen verbunden. Der Gutachter weicht damit zwar von dem von ENTSOG empfohlenen Ansatz ab. Dieser Ansatz erscheint ebenfalls denkbar und geeignet, da bei dem N-1 Kriterium der Ausfall der größten Infrastruktur gemessen wird. Im Ergebnis kommt es darauf jedoch nicht an, da beide Ansätze zu demselben Ergebnis führen. In beiden Fällen, also sowohl bei Ausfall der Importe über den Grenzübergangspunkt Dornum, als auch bei einem Ausfall der gesamten Importe aus Norwegen, würde die LNG-Anlage Wilhelmshaven die Versorgungssicherheit in Deutschland verbessern (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 73f.).
- 151 Ein berechneter Wert von genau 100 im Rahmen des N-1 Kriteriums bedeutet, dass die Kapazität ohne die größte Infrastruktur gerade so ausreicht, um den täglichen Spitzenbedarf zu decken. Bei einem Wert von 200 wiederum kann der tägliche Spitzenbedarf ohne die größte Infrastruktur sogar doppelt abgedeckt werden.
- 152 Die Berechnungen der Antragstellerin ergaben, dass kurzfristig eine starke Abhängigkeit Deutschlands von der größten Infrastruktur vorliegt. Wie unter Abschnitt 3.2. dargestellt, werden russische Importpunkte bei der Analyse nicht berücksichtigt, daher liegt das N-1 Kriterium im Jahr 2023 nur bei knapp über 120. Der Wert in den Folgejahren steigt jedoch mehr oder weniger kontinuierlich

an, auch ohne die gegenständliche LNG-Anlage Wilhelmshaven. Die LNG-Anlage Wilhelmshaven selbst wirkt sich positiv auf die Belastbarkeit des Systems aus, da sie mit einer Kapazität von 27,8 GWh/h annähernd so groß ist wie die ohnehin größte Infrastruktur am Grenzübergangspunkt Dornum. Dadurch wird zusätzliche Kapazität bereitgestellt, die es (beinahe) erlaubt, die größte Infrastruktur zu ersetzen, was im Ergebnis zu einer erheblichen Verbesserung der Belastbarkeit des Systems führt. Durch die LNG-Anlage in Wilhelmshaven wird dadurch ein Wert von ca. 144 im Jahr 2030 erreicht, während vergleichsweise im kontrafaktischen Szenario nur ein Wert von 135 erreicht werden würde. Diese Verbesserung gilt entsprechend auch für die anderen Jahre im betrachteten Zeitraum (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 74f.).

- 153 Die Antragstellerin hat zudem mit Hilfe des Residual Supply Index berechnet (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 75f.), wie hoch die Abhängigkeit der Gasversorgung in Deutschland vom größten Anbieter ist. Dieser Index gibt an, inwiefern das System noch die tägliche Spitzenlast decken kann, wenn der größte Lieferant (gegebenenfalls über mehrere Infrastrukturen) nicht mehr liefern kann. Der Analyse wurde Equinor/Petoro als größter Lieferant von Erdgas nach Deutschland zugrunde gelegt (ohne Kapazitäten für russisches Gas), auch wenn hierbei zu berücksichtigen ist, dass Kapazitäten gegebenenfalls von anderen Akteuren gebucht sind oder sich das Gas bereits vor Grenzübertritt nach Deutschland in der Kontrolle anderer Akteure befindet. Daher gilt, dass diese Kapazitäten im Falle eines Ausfalls nicht mehr zur Verfügung stehen und entsprechende Transportkapazitäten nicht mehr bedient werden können. Die Berechnungen zeigen, dass die Spitzenlast auch ohne den größten Lieferanten im kontrafaktischen Szenario gedeckt werden könnte (Wert > 100). Der Deckungsgrad nimmt im Zeitverlauf sogar zu, da eine sinkende Spitzenlast, aufgrund sinkender Nachfrage (vgl. Abschnitt 3.2.) zugrunde gelegt wird (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 76).
- 154 Die Berechnungen anhand des Residual Supply Index im Szenario mit der LNG-Anlage Wilhelmshaven ergaben, dass sich die Abhängigkeit der Gasversorgung von dem größten Lieferanten durch die zusätzliche Kapazität der LNG-Anlage weiter verringert und sich die Versorgungssicherheit in Deutschland und damit auch der Europäischen Union weiter verbessert. So konnte im Szenario mit der LNG-Anlage Wilhelmshaven ein Residual Supply Index von 143 im Jahr 2030 berechnet werden, im kontrafaktischen Szenario ein vergleichsweise geringerer Wert von 134 (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 76).
- 155 Auch die Berechnungen anhand des System Adequacy Index (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 77f.) ergaben, dass sich die LNG-Anlage Wilhelmshaven positiv auf die Versorgungssicherheit in Deutschland auswirkt. Mit Hilfe des System Adequacy Index erhält man eine Aussage darüber, wie groß der verbleibende Puffer der Gasversorgung an Spitzenlasttagen ausfällt. Die Berechnungen der Antragstellerin im kontrafaktischen Szenario ergaben, dass sich das Verhältnis von Kapazität zur Spitzenlast durch den Zubau der LNG-Anlage Wilhelmshaven

weiter verbessert. Im Jahr 2030 beispielsweise steigt der System Adequacy Index von 0,49 im kontrafaktischen Szenario auf 0,58 im Szenario, welches die LNG-Anlage Wilhelmshaven berücksichtigt, an (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 78).

- 156 Damit belegen die Berechnungen des Gutachters der Antragstellerin anhand der verschiedenen Indikatoren (N-1 Kriterium, Residual Supply Index und System Adequacy Index), dass sich die Belastbarkeit und damit die Versorgungssicherheit der Gasversorgung in Deutschland und damit auch der Europäischen Union durch den Zubau der LNG-Anlage Wilhelmshaven verbessert.

#### **3.2.2.5. Steigerung der Flexibilität bei der Gasversorgung**

- 157 Die LNG-Anlage Wilhelmshaven steigert auch die Flexibilität und damit auch die Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung in Deutschland und der Europäischen Union.
- 158 Die Europäische Kommission hat darauf hingewiesen, dass eine umso größere Verbesserung der Versorgungssicherheit anzunehmen ist, je mehr Flexibilität die Infrastruktur bei der Versorgung mit zusätzlichen Mengen in einem Notfall liefern kann. Aus diesem Grund könnten beispielsweise LNG-Anlagen durch die größere Auswahl an verschiedenen Gasquellen weltweit einen größeren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 26).
- 159 Dies ist vorliegend der Fall. Zwar kann die Flexibilität durch langfristige vertragliche Bindungen entlang der Wertschöpfungskette Verflüssigung, Transport und Regasifizierung auch bei einer LNG-Anlage je nach Vergabe der Kapazitäten tatsächlich beschränkt sein. Die Flexibilität bei der Versorgung durch die LNG-Anlage Wilhelmshaven wird vorliegend jedoch letztlich auch durch die auferlegte Reservierungsquote in Höhe von 10% der jährlichen Durchsatzkapazität, das UIOLI-Verfahren und die Sekundärvermarktung gewährleistet. Denn so ist sichergestellt, dass jedes Jahr 10% der jährlichen Durchsatzkapazität für Dritte ungeachtet etwaiger bestehender langfristiger Lieferbindungen zugänglich sind.
- 160 Damit trägt die LNG-Anlage Wilhelmshaven zur Flexibilität und Verbesserung der Sicherheit der Gasversorgung in Deutschland und in der Europäischen Union bei.

#### **3.2.2.6. Regeln zur kurzfristigen Vermarktung verbessern den Beitrag zur Versorgungssicherheit**

- 161 Die der Antragstellerin unter Tenor zu 4. bis 7. auferlegten Regeln zur Gewährleistung eines transparenten und diskriminierungsfreien Zugangs für Dritte auch während der Dauer der Ausnahme verbessern die Flexibilität bei der Gasversorgung und tragen damit zur Versorgungssicherheit in Deutschland und in der Europäischen Union bei.

- 162 Effektive Mechanismen gegen das Horten von Kapazitäten oder eine Reservierung eines Teils der Kapazitäten für eine kurzfristige Vermarktung können die Flexibilität bei der Gasversorgung mit zusätzlichen Mengen in einem Notfall erhöhen. Damit können sie die Versorgungssicherheit verbessern (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 26).
- 163 Die Beschlusskammer hat der Antragstellerin effektive Regeln auferlegt, die gewährleisten, dass 10% der jährlichen Durchsatzkapazität der LNG-Anlage Wilhelmshaven auf kurzfristiger – jährlicher gegebenenfalls unterjähriger – Basis vermarktet werden können. Zudem hat die Beschlusskammer ein Recht auf Sekundärvermarktung und ein UIOLI-Verfahren vorgesehen, das eine effektive Nutzung der von den Primärkapazitätsinhabern nicht genutzten Kapazitäten auf kurzfristiger jährlicher gegebenenfalls unterjähriger Basis ermöglicht. Durch diese Regelungen wird sichergestellt, dass möglichst viele potentielle Kunden auf jährlicher Basis Zugang zu der LNG-Anlage Wilhelmshaven erhalten. Dadurch wird die mögliche Abschottung der LNG-Anlage Wilhelmshaven durch langfristige Kapazitätsverträge über die gesamte Ausnahmedauer verhindert und die Flexibilität und Versorgungssicherheit der Gasversorgung verbessert.
- 164 Auch die Europäische Kommission hat, beispielsweise in dem ersten Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Brunsbüttel, die Bedeutung der Vorgaben für eine diskriminierungsfreie und transparente Erstvergabe langfristiger Kapazitäten und die Vorgaben gegen die Hortung von Kapazitäten (Tenor zu 5. bis 7.), insbesondere zur Gewährleistung eines dauerhaften und gesicherten Zugangs für eine große Zahl an neuen Marktteilnehmern (kurzfristige Vermarktung aufgrund Reservierungsquote), für die Verbesserung der Versorgungssicherheit unterstrichen. Dies sei gerade aufgrund einer langen Genehmigungsdauer von Bedeutung (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 58). Lange Ausnahmegenehmigungen, durch die eine kleine Zahl an Marktteilnehmern das Monopol für den Zugang zu kritischen Infrastrukturen erhalten, können die Versorgungssicherheit beeinträchtigen (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 57). Nach der Auffassung der Europäischen Kommission fördert der Zugang zu verschiedenen Versorgungsquellen auch über verschiedene Lieferanten die Versorgungssicherheit (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 59). Die genannten Vorgaben für die diskriminierungsfreie Vergabe der langfristigen Kapazitäten und Vorgaben gegen das Horten von Kapazitäten seien geeignet, Zugang zu der LNG-Anlage für neue Marktteilnehmer zu gewährleisten und damit die Abhängigkeit von einzelnen Marktteilnehmern zu verringern. Dies könne zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit führen (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 59).

### 3.2.2.7. Zusammenfassung

- 165 Die LNG-Anlage Wilhelmshaven ermöglicht es, zusätzliche Gasmengen nach Deutschland und die Europäische Union zu transportieren. Sie verbessert die Versorgungssicherheit in Deutschland und der Europäischen Union, indem sie die Gasversorgung sowohl im Hinblick auf neue Gasquellen, als auch neue Transportrouten diversifiziert. Damit ist die LNG-Anlage Wilhelmshaven aufgrund der aktuellen politischen Lage relevant, um die Energieversorgung in Deutschland und der Europäischen Union zu sichern.
- 166 Dass die LNG-Anlage Wilhelmshaven die Redundanz der Gasversorgung in Deutschland erhöht, hat die Antragstellerin zudem anhand quantitativer Analysen (Import Route Diversification Index) nachgewiesen. Die zusätzliche Kapazität der LNG-Anlage Wilhelmshaven stärkt zugleich die Belastbarkeit der Gasversorgung. Dies hat die Antragstellerin glaubhaft durch Berechnungen eines Gutachters mithilfe verschiedener Indikatoren (N-1 Kriterium, Residual Supply Index und System Adequacy Index) belegt. Die LNG-Anlage Wilhelmshaven schafft darüber hinaus mehr Flexibilität bei der Gasversorgung. Zum einen eröffnet sie die Möglichkeit, unterschiedlichste Gasquellen weltweit zu erschließen. Zum anderen wird unterschiedlichen Importeuren diskriminierungsfrei Zugang zu der LNG-Anlage Wilhelmshaven und zwar auch während der Dauer der Ausnahme auf kurzfristiger Basis eröffnet. Dies stellen die in Tenor zu 4. bis 7. auferlegten Regeln zur Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement sicher.

### 3.3. Größere neue Infrastruktur

- 167 Bei der LNG-Anlage Wilhelmshaven handelt es sich um eine größere neue Infrastruktur i. S. d. § 28a Abs. 1 Nr. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 1 der Richtlinie 2009/73/EG.
- 168 Neu ist eine Infrastrukturanlage nach Art. 2 Nr. 33 der Richtlinie 2009/73/EG, wenn sie bis 04.08.2003 noch nicht fertiggestellt ist. Abweichend davon ist nach § 3 Nr. 29a EnWG eine Infrastruktur dann neu, wenn sie nach dem 12.07.2005 in Betrieb genommen ist. Da die Fertigstellung der antragsgegenständlichen LNG-Anlage Wilhelmshaven bis heute noch nicht erfolgt ist und die Inbetriebnahme erst nach dem 12.07.2005 erfolgen wird, die LNG-Anlage der Antragstellerin also nach beiden Definitionen als neue Infrastruktur anzusehen ist, kann das Verhältnis dieser Fristenregelungen zueinander offenbleiben. Sie sind vorliegend beide erfüllt.
- 169 Bei der LNG-Anlage Wilhelmshaven handelt es sich auch um eine „größere“ Infrastrukturanlage im Sinne von § 28a Abs. 1 Nr. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 1 der Richtlinie 2009/73/EG. Dieses Tatbestandsmerkmal ist einer Auslegung allerdings kaum zugänglich, da unklar bleibt, worin das Vergleichsobjekt besteht und wie der Größenunterschied zu bemessen ist.
- 170 Die Antragstellerin führt aus, dass für die LNG-Anlage Wilhelmshaven eine Jahresdurchsatzkapazität in Höhe von 15 Mrd. m<sup>3</sup>/a vorgesehen ist. Dies entspreche etwa 16% des Gasverbrauchs

in Deutschland im Jahr 2022 (vgl. Antrag vom 01.11.2023, S. 33). Ob dies eine maßgebliche Bezugsgröße darstellt, kann hier letztlich dahinstehen. Angesichts der geplanten Jahresdurchsatzkapazität in Höhe von 15 Mrd. m<sup>3</sup>/a und dem Vergleich mit Jahresdurchsatzkapazitäten anderer LNG-Anlagen, die bereits von der Regulierung ausgenommen worden sind, sowie mit Blick auf die von der Antragstellerin für den Bau und die Inbetriebnahme des Projekts aufgezeigten Kosten in Höhe von [REDACTED] (vgl. Investitionsdarstellung in Antragsunterlage vom 12.02.2023, S. 1 sowie Frontier Economics, Ergänzungsgutachten vom 15.02.2024, S. 3) ist von einer gewissen Größe der LNG-Anlage Wilhelmshaven auszugehen. Im Falle einer endgültigen Investitionsentscheidung sei nach Aussage des Gutachters der weit überwiegende Anteil der Gesamtkosten grundsätzlich nicht mehr reversibel (vgl. Frontier Economics, Ergänzungsgutachten vom 15.02.2024, S. 4).

- 171 Die Beschlusskammer hat sowohl im Hinblick auf das Investitionsvolumen, als auch im Hinblick auf das Kapazitätswolumen keinen Zweifel daran, dass es sich bei der geplanten LNG-Anlage Wilhelmshaven um eine größere Infrastruktur handelt.

### **3.4. Investitionsrisiko**

- 172 Zur Überzeugung der Beschlusskammer hat die Antragstellerin nachgewiesen, dass das Investitionsrisiko für die LNG-Anlage in Wilhelmshaven gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 2 Hs. 2 EnWG so hoch ist, dass die Investition ohne eine Ausnahmegenehmigung nicht getätigt würde. Dies betrifft sowohl die Höhe des Risikos als solches, als auch die Kausalität zwischen Risiko und Investitionsentscheidung, wobei die finale Investitionsentscheidung nach den im Verfahren erhobenen Feststellungen zum Zeitpunkt der Entscheidung noch nicht getroffen worden ist.

#### **3.4.1. Allgemeine Grundsätze**

- 173 Da das Risiko so hoch sein muss, dass die Investition ohne die Ausnahmegenehmigung nicht getätigt würde, muss es sich um ein über das übliche Maß hinausgehendes Risiko handeln. Die üblichen Investitionsrisiken, die im Rahmen regulierter Entgelte etwa durch die Bestimmung des Risikozuschlags beim Eigenkapitalzinssatz berücksichtigt werden können, sind folglich von den für eine Freistellungsentscheidung relevanten Risiken zu trennen.

#### **3.4.2. Relevante Risiken**

- 174 Als relevantes Risiko im Rahmen einer Ausnahmeentscheidung ist aus normativen Gründen nicht jedes beliebige Risiko in die Bewertung einzustellen, sondern nur solche Risiken, die regelmäßig

mit einer Infrastrukturinvestition verbunden sind (vgl. etwa zuletzt: Beschluss vom 19.06.2023, BK7-22-140-final, S. 54 ff.).

- 175 Maßgeblich sind vor allem ein etwaiges Auslastungsrisiko oder Risiko der Nichtnutzung der Investition („risk of non-use of the investment“) und zum anderen das Risiko, dass sich Kosten und Erlöse in der Zukunft verändern („risk of change in cost and/or revenues in future“) (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 41; Stellungnahme der Europäischen Kommission zur OPAL-Entscheidung, K(2009) Nr. 4694, Rn. 32; Thole, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Auflage 2019, § 28a EnWG, Rn. 11; Arndt, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 4. Auflage 2023, § 28a, Rn. 7). Bei der Bewertung können insbesondere die Höhe der Projektkosten, die Länge der Amortisationsdauer, Verbrauchsprognosen, andere alternative konkurrierende Investitionsprojekte oder Veränderungen der Weltmarktbedingungen für Primärbrennstoffe herangezogen werden (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 41; Däuper, in: Theobald/Kühling, Energierecht, 122. Ergänzungslieferung August 2023, § 28a EnWG, Rn.10).
- 176 Die Antragstellerin trägt diesbezüglich vor, dass vorliegend aus ihrer Sicht das Risiko, dass die Investition nicht genutzt werde („risk of non-use of the investment“) und das Risiko, dass sich die Kosten und Erlöse in der Zukunft verändern („risk of change in cost and/or revenues in future“) maßgeblich seien. Die Antragstellerin hat dies im Rahmen des Verwaltungsverfahrens durch ein Gutachten (vgl. Frontier Economics, Risikobericht, Abschnitt 6) belegt.
- 177 (1) Das Risiko einer Nichtnutzung der Investition („risk of non-use of the investment“) oder einer geringen Auslastung besteht vorliegend, da Investitionen für LNG-Anlagen im Fall einer mangelnden Auslastung oder Nichtnutzung regelmäßig zu versunkenen Kosten führen können. Die Kosten sind irreversibel, da die Investitionskosten nach dem Bau der Anlage nicht mehr zurückgewonnen werden können. Eine Verwendung zumindest der Infrastruktur und Anschlusskosten für einen anderen als den ursprünglich geplanten Zweck scheidet hier aus. Für eine Projektfinanzierung, als etabliertes Finanzierungsinstrument insbesondere für kapitalintensive Vermögenswerte wie Leitungen oder LNG-Anlagen, bedeutet dies, dass das Vermögen eines LNG-Anlagenprojekts als solches kaum als Sicherheit für die benötigten Kredite akzeptiert wird. Da bei einer Projektfinanzierung alle Schulden ausschließlich über die Zahlungsströme des Projektes während der Betriebsphase zurückgezahlt werden, stützen sich Kreditgeber bei der Bewertung eines solchen Projekts auf die Risikofaktoren, die einen direkten Einfluss auf die in Zukunft erwarteten Zahlungsströme haben. Jede wesentliche Änderung, die sich auf die Zahlungsströme eines solchen Projekts auswirkt, schlägt sich in den Bedingungen für die Mittelbeschaffung und damit auf die Investitionsentscheidung nieder. Für eine betriebswirtschaftlich rationale Investitionsentscheidung bedarf es daher grundsätzlich einer zuverlässigen Prognose darüber, ob die LNG-Anlage während

der Amortisationsdauer in angemessenem Umfang ausgelastet ist und hierfür gesicherte Entgelte erhoben werden können, die eine Refinanzierung ermöglichen. Langfristige Kapazitätsverträge sind geeignet, um Investoren die notwendige Planungssicherheit über Kapitalrückflüsse zu geben (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 42).

178 Die Antragstellerin hat nachvollziehbar dargelegt, dass der Abschluss der langfristigen Kapazitätsverträge maßgeblich auch davon abhängt, dass für die potentiellen Kunden die Rahmenbedingungen für die Kapazitätsnutzung und die Entgeltberechnung über die Amortisationsdauer berechenbar und sicher sind (vgl. Antrag vom 01.11.2023, S. 34 und Frontier Economics, Risikobericht, S. 56ff.). Das Risiko der Nichtnutzung oder Auslastung sinkt somit dann, wenn durch die Ausnahmegenehmigung das Risiko sich verändernder Kosten und Erlöse („risk of change in cost and/or revenues in future“) soweit gesenkt wird, dass die Antragstellerin durch den Abschluss langfristiger Verträge ausreichend Sicherheit über die Kapitalrückflüsse für Investoren schaffen kann. Ohne die Ausnahmegenehmigung bestünde daher ein relevantes Risiko der Nichtnutzung bzw. der mangelnden Auslastung der LNG-Anlage Wilhelmshaven.

179 (2) Es besteht vorliegend auch ein relevantes Risiko, dass sich die Kosten und Erlöse in der Zukunft verändern.

Das Risiko, dass sich die Kosten und Erlöse in der Zukunft verändern („risk of change in cost and/or revenues in future“), kann dabei zum einen aus einer geplanten, aber nicht realisierten Auslastung der LNG-Anlage resultieren (Auslastungsrisiko). So war, wie oben ausgeführt, in der Vergangenheit die Auslastung bestehender nordwesteuropäischer LNG-Anlagen eher niedrig. Insgesamt ist festzustellen, dass sich der LNG-Markt, auch aufgrund der aktuellen geopolitischen Situation, in einem andauernden starken Wandel befindet. Lag der Anteil von LNG an der Gesamtnachfrage der Europäischen Union nach Gas im Jahr 2010 noch bei 12 Prozent, so stieg er bis zum Jahr 2022 auf 35 Prozent an, wodurch LNG zu einer Basisbezugsquelle für Europa geworden ist (vgl. IEA, World Energy Outlook 2023, S. 86). Vor dem Hintergrund stark ansteigender Verflüssigungskapazitäten (bis 2030 werden Projekte, die bereits im Bau sind oder für die bereits eine Investitionsentscheidung getroffen wurde, eine zusätzliche Verflüssigungskapazität von 250 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr schaffen, vgl. IEA, World Energy Outlook 2023, S. 20f.) ist auch in Zukunft mit weiteren starken Veränderungen und Entwicklungen des LNG-Marktes zu rechnen (vgl. IEA, Global Gas Security Review 2023, S. 38). Insbesondere in einer derartigen Situation dienen längerfristige Kapazitätsverträge dann als Sicherheit für Finanzkontrakte und verringern die Volatilität der Zahlungsströme. Für eine gesicherte Projektfinanzierung ist daher, wie oben ausgeführt, der Abschluss solcher Verträge maßgeblich.

180 Das Risiko, dass sich Kosten und Erlöse in der Zukunft verändern, kann insoweit zum anderen aus veränderten rechtlichen Rahmenbedingungen resultieren. Die Antragstellerin hat hier zur

Überzeugung der Beschlusskammer dargelegt, dass das Feststehen von rechtlichen Rahmenbedingungen entscheidend für ihre potenziellen Nutzer ist, die einen langfristigen Kapazitätsvertrag abschließen wollen. Die Antragstellerin führt insoweit aus, dass nicht ausgeschlossen sei, dass sich wesentliche regulatorische Rahmenbedingungen für den Zugang zu LNG-Anlagen bzw. zur Tarifierung von LNG-Anlagen nach Abschluss der langfristigen Kapazitätsverträge ändern bzw. mit Belastungen verbunden sind. Zudem ist die Höhe der zulässigen Entgelte bereits jetzt aufgrund von § 14 LNG-Verordnung jährlichen Änderungen unterworfen. Dadurch entsteht für beide Vertragsparteien, also die Antragstellerin und die potentiellen Nutzer, eine Unsicherheit über die Kapitalrückflüsse bzw. die Bedingungen zur Nutzung der erworbenen Kapazitäten. Die Unsicherheit über die Entgelte sowie die Zugangsbedingungen über die lange Zeit der vertraglichen Bindung und Amortisierung der LNG-Anlage Wilhelmshaven kann letztlich dazu führen, dass langfristige Buchungen nicht vorgenommen werden. Die Antragstellerin trägt weiter vor, dass jede Änderung in den Netzzugangs- bzw. Entgeltbestimmungen, welche nach Abschluss der langfristigen Buchungen vorgenommen werde, Einfluss auf die Kosten und Erlöse habe. Daher sei es wichtig, dass für die Laufzeit der verbindlichen, langfristigen Kapazitätsbuchungen stabile regulatorische Rahmenbedingungen vorlägen (vgl. Antrag vom 01.11.2023, S. 34 und Frontier Economics, Risikobericht, S. 58ff.).

- 181 (3) Aufgrund des Ukraine-Krieges und dem davon beeinflussten Marktumfeld dürften sich das Auslastungsrisiko und das Risiko sich ändernder Kosten und Erlöse gerade mittel- bis langfristig noch erhöht haben, auch wenn insbesondere kurzfristig aufgrund der Notwendigkeit der Diversifizierung der Gasquellen mit einer höheren Nachfrage nach Regasifizierungskapazität zu rechnen ist.
- 182 Bei der Bewertung des für eine Ausnahmegenehmigung erforderlichen Investitionsrisikos – insbesondere dem Risiko sich ändernder Kosten und Erlöse – ist eine Veränderung der Marktsituation etwa durch eine sinkende Nachfrage zu berücksichtigen (Commission staff working document on new infrastructure exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 41).
- 183 Aufgrund der aktuellen Situation ist denkbar, dass die Nachfrage nach Erdgas bzw. LNG zukünftig aufgrund verstärkter gesetzlich motivierter und preisgetriebener Energieeffizienzmaßnahmen und einem deutlich schnelleren Ausbau erneuerbarer Energien schneller und in einem größeren Umfang sinken kann. Solche Prozesse sind sowohl auf europäischer Ebene (Fit for 55 und REPowerEU), als auch auf nationaler Ebene bereits massiv angestoßen worden. Auch die aktuellen erheblichen Preissteigerungen für Erdgas dürften Anreize zu Energieeffizienzmaßnahmen setzen. Zudem erscheint es nicht vollkommen ausgeschlossen, dass eine politische Entscheidung für einen Ausstieg aus der Energieversorgung mit Erdgas gegebenenfalls vor 2050 getroffen wird. Derzeit sieht das LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG) bereits das Ende einer Nutzung für Erdgas bis 2043 vor (§ 5 Abs. 2 LNGG). Diese Umstände können gegebenenfalls zu einer verkürzten

Nutzungsphase für die LNG-Anlage Wilhelmshaven führen und begründen ein relevantes Auslastungsrisiko (risk of non-use of the investment) und damit zusammenhängend auch ein Risiko von sich ändernden Kosten und Erlösen (risk of change in costs and/or revenues in the future).

- 184 Mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases (LNG-Beschleunigungsgesetz – LGG) hat die Bundesregierung zudem Maßnahmen ergriffen, um die Versorgungssicherheit Deutschlands und der Europäischen Union zu gewährleisten und schnellstmöglich unabhängiger von russischen Gasimporten zu werden. Dadurch ist zwar gerade kurz- und mittelfristig gegebenenfalls mit einer höheren Nachfrage nach Regasifizierungskapazitäten an deutschen LNG-Anlagen zu rechnen. Dem steht jedoch aller Voraussicht nach ein deutlich größeres Angebot an Regasifizierungskapazitäten gegenüber. Gleichzeitig bleibt die Konkurrenz im globalen LNG-Markt mit anderen Nachfragern, insbesondere dem asiatischen Markt, durch die erhöhte Nachfrage nach LNG, insbesondere auch aus Europa, bestehen. Aufgrund der Konkurrenzprojekte in Deutschland und Nordwesteuropa steigt das Auslastungsrisiko und das Risiko sich ändernder Kosten und Erlöse für das vorliegende Projekt (vgl. hierzu auch: Commission staff working document on new infrastructure exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 43).
- 185 Angesichts der durch die derzeitige geopolitische Situation beeinflussten dynamischen aktuellen Marktsituation (verstärkte Nachfrage nach dem Aufbau von Regasifizierungskapazitäten und Lieferkettenprobleme) erscheint es zudem nicht ausgeschlossen, dass sich die Gesamtinvestitionskosten erhöhen könnten. Auch dies führt zu einer Steigerung des Risikos sich ändernder Kosten und Erlöse.
- 186 Insgesamt ist festzuhalten, dass sich die Investitionsrisiken aufgrund der aktuellen geopolitischen Situation und dem davon beeinflussten Marktumfeld (gegebenenfalls kürzere Nutzungsphase bzw. sinkende Nachfrage nach Erdgas, Konkurrenzprojekte und gegebenenfalls steigende Gesamtinvestitionskosten) insgesamt deutlich erhöht haben dürften.

### **3.4.3. Kausalität**

- 187 Die Antragstellerin hat zur Überzeugung der Beschlusskammer dargelegt, dass die Ausnahmegenehmigung für die finale Investitionsentscheidung erforderlich ist, da die Investition ohne die Genehmigung nicht getätigt würde.
- 188 An der Kausalität zwischen Risiko und Investitionsentscheidung fehlt es dann, wenn die Investitionsentscheidung bereits vorbehaltlos getroffen wurde oder wenn absehbar ist, dass eine positive Investitionsentscheidung auch bei Ablehnung der Ausnahme getroffen werden wird. § 28a EnWG dient nicht dazu, Mitnahmeeffekte zu ermöglichen, so dass das besondere Risiko allein nicht ausreichend ist, wenn der Investor unabhängig davon bereit ist, das Projekt auch im regulierten Rah-

men zu realisieren. Bei der Abhängigkeit der Investitionsentscheidung von der Erteilung der Ausnahme handelt es sich um ein subjektives Tatbestandsmerkmal, das zum Zeitpunkt der Entscheidung vorliegen und vom Antragsteller nachgewiesen werden muss. Nicht maßgeblich ist, ob der Investor sich nach Ablehnung des Ausnahmeantrags entschließt, im Lichte neuerer Erkenntnisse oder einer anderen Bewertung des wirtschaftlichen Umfelds gleichwohl zu investieren.

- 189 Die Antragstellerin hat glaubhaft dargelegt, dass potentielle Kunden nur dann bereit sind, einen langfristigen Vertrag mit der Antragstellerin abzuschließen, wenn eine Ausnahmegenehmigung und damit die Sicherheit über stabile Bedingungen bei der Kapazitätsnutzung und Entgeltberechnung vorliegt. Bei Ausbleiben solcher langfristigen Kapazitätsbuchungen ist aber die Grundlage für die Investitionsentscheidung in die LNG-Anlage Wilhelmshaven nicht mehr gegeben. Die Antragstellerin hat zur Überzeugung der Beschlusskammer erklärt, dass sie bei Fehlen langfristiger Kapazitätsverträge davon absehen würde, in den Bau der LNG-Anlage Wilhelmshaven zu investieren (vgl. Antrag vom 01.11.2023, S. 34 und Frontier Economics, Risikobericht, S. 58ff.).
- 190 Die Antragstellerin hat zudem glaubhaft erklärt, dass die finale Investitionsentscheidung bislang noch nicht getroffen worden ist und erst nach Abschluss des Genehmigungsverfahrens und bei Vorliegen der Ausnahmegenehmigung getroffen wird.
- 191 Damit liegt die erforderliche Kausalität der Ausnahmegewährung für die zu treffende Investitionsentscheidung hier vor und die Ausnahmegenehmigung trägt dem bestehenden besonderen Investitionsrisiko entsprechend Rechnung.

#### **3.4.4. Ausnahmedauer**

- 192 Die vorstehend ausgeführten Risiken der Nichtnutzung bzw. der mangelnden Auslastung und der Änderung von Kosten und Erlösen stellen für die Freistellungsentscheidung relevante, besondere Risiken i. S. d. § 28a Abs. 1 Nr. 2 Hs. 2 EnWG dar, die eine Ausnahme über einen Zeitraum von 20 Jahren beginnend ab der kommerziellen Inbetriebnahme rechtfertigen.
- 193 Die Europäische Kommission hat in anderen Ausnahmeverfahren darauf hingewiesen, dass bei der Frage, ob die Dauer der Ausnahme im Hinblick auf die mit dem Vorhaben verbundenen Risiken gerechtfertigt sei, grundsätzlich vertragliche Vereinbarungen zu berücksichtigen sind. Weiter wird ausgeführt, dass die Dauer der Ausnahme gleich oder kürzer sein sollte als der voraussichtliche Kostendeckungszeitraum der neuen Infrastruktur (vgl. Europäische Kommission, Beschluss vom 20.12.2022, Az. C(2022) 9902 final, Rn. 126 und Europäische Kommission, Beschluss vom 02.06.2023, Az. C(2023) 3743 final, Rn. 147). In dem Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage „Deutsche Ostsee“ in Lubmin hat die Europäische Kommission dementsprechend festgestellt, dass eine Ausnahmedauer von 20 Jahren auch dann gerechtfertigt sei, wenn diese über die verbindlich geschlossenen Kapazitätsvertragsdauern hinausginge. Wesentliche Faktoren für die

Dauer der Ausnahme können auch die Abschreibungs- und Tarifgeltungsdauern sein (vgl. Europäische Kommission, Beschluss vom 20.12.2022, Az. C(2022) 9902 final, Rn. 126).

- 194 Legt man diesen Maßstab zugrunde, ist die von der Antragstellerin beantragte Ausnahmedauer von 20 Jahren gerechtfertigt.
- 195 Zum einen hat die Antragstellerin glaubhaft dargelegt, dass die Abschreibungsdauer der LNG-Anlage Wilhelmshaven 20 Jahre ab geplanter kommerzieller Inbetriebnahme im Jahr [REDACTED] beträgt (vgl. Ergänzungsschreiben zum Antrag vom 15.02.2024; Ergänzungsgutachten vom 15.02.2024). Die Europäische Kommission hat in dem Ausnahmeverfahren für das LNG-Terminal Stade auch bekräftigt, dass die Ausnahme auch nicht für weniger als 20 Jahre gewährt werden sollte, da dieser Zeitraum zum einen innerhalb der normalen steuerlichen Abschreibungszeiträume liege und zum anderen dieser Zeitraum auch am unteren Ende dessen liegt, was im Falle anderer LNG-Terminals gewährt wurde (vgl. Europäische Kommission, Beschluss vom 19.08.2022, Az. C(2022) 6098 final, Rn. 130). Nach Angaben der Antragstellerin wurde ein Abschreibungszeitraum von 20 Jahren dem Business Case der antragsgegenständlichen LNG-Anlage Wilhelmshaven zugrunde gelegt, da einerseits eine Vollabschreibung aufgrund der Höhe der Gesamtinvestitionssumme von [REDACTED] in einem kürzeren Zeitraum für die Antragstellerin nicht rentabel möglich sei. Dabei sieht die Finanzrechnung der Antragstellerin vor, dass ein Restwert der Anlage nach Ablauf einer zwanzigjährigen Ausnahmedauer nicht bestehe, weil aufgrund der ab dem 01.01.2044 gesetzlich vorgeschriebenen Einstellung des Betriebs der Anlage mit verflüssigtem Erdgas (§ 5 Abs. 1 Nr. 4 LNGG) ausschließlich erneuerbares Methan importiert werden kann und die Entwicklung des SNG-Marktes derzeit noch hochgradig unsicher sei. Zwar hat die Antragstellerin die antragsgegenständliche LNG-Anlage Wilhelmshaven derart geplant, dass sie von Vorneherein ohne Umrüstungs- oder Modifizierungserfordernis technisch dazu in der Lage ist, auch SNG zu regasifizieren und ins Fernleitungsnetz einzuspeisen. Allerdings besteht zum jetzigen Zeitpunkt noch kein Markt für SNG und sein Entstehen ist von verschiedenen Faktoren, nicht zuletzt politisch zu implementierenden Rahmenbedingungen, abhängig. Daher ist gegenwärtig insgesamt unsicher, ob es nach 2043 überhaupt noch einen Bedarf nach SNG in der Europäischen Union gibt (vgl. Frontier Economics, Stellungnahme zur Substituierbarkeit von SNG und Erdgas vom 17.05.2023). Vor diesem Hintergrund war aufgrund signifikant gestiegener Baukosten für die geplante LNG-Anlage in Verbindung mit einer signifikant längeren Bauzeit und daraus resultierenden höherer notwendiger Entgelte, die ihrerseits ein erhöhtes kommerzielles Risiko hinsichtlich der Kapazitätsvermarktung bergen, der Abschreibungszeitraum auf [REDACTED] gerechnet ab einer kommerziellen Inbetriebnahme ab [REDACTED] zu aktualisieren (vgl. Antragsunterlage vom 12.02.2024, S.1).
- 196 Zum anderen kann die Antragstellerin ein verbindliches Marktinteresse an einer entsprechend langen Ausnahmedauer nachweisen. [REDACTED]  
[REDACTED]

Die Antragstellerin hat nach Überzeugung der Beschlusskammer glaubhaft unter Darlegung der aktuellen Investitionsrechnung vorgetragen, dass der Abschluss langfristiger Verträge von Laufzeiten von bis zu 20 Jahren weiterhin als Bedingung maßgeblich für eine positive Investitionsentscheidung ist (vgl. Schreiben vom 31.01.2024, S. 1f.). Damit die Investoren eine positive Investitionsentscheidung treffen können, ist maßgeblich, dass die Rückflüsse durch langfristige Kapazitätsverträge abgesichert sind. Es ist weiter davon auszugehen, dass die Bereitschaft der Kunden, langfristige Verträge abzuschließen, maßgeblich davon abhängig ist, dass die Zugangs- und Entgeltbedingungen für die Vertragslaufzeit durch eine Ausnahme verlässlich feststehen. Ein Wegfall würde vor diesem Hintergrund eine erhebliche Unsicherheit der Einkommensstruktur des Projektes bedeuten, welche das Treffen der Investitionsentscheidung mindestens unwahrscheinlicher machen würde.

- 197 Die Antragstellerin hat darüber hinaus mit Blick auf die zuletzt noch signifikant gestiegenen Gesamtinvestitionskosten von vormals auf nunmehr dargelegt, dass die IRR selbst unter der Annahme der vollständigen Auslastung der antragsgegenständlichen LNG-Anlage über den gesamten Zeitraum der beantragten Ausnahmedauer von 20 Jahren bei liege. Im Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (C(2021)3814 final, Rn. 105) war anerkannt worden, dass selbst eine IRR von 7% p.a. angesichts des mit der Investition in die LNG-Anlage verbundenen Risikos nicht übermäßig hoch sei. Diese Risiken dürften aufgrund der aktuellen geopolitischen Situation – Risiko einer sinkenden Nachfrage nach Erdgas aufgrund Energieeinsparung und Klimawende, konkurrierende Projekte zum Aufbau von LNG-Infrastruktur in Deutschland, verkürzte Nutzungsdauern für LNG aufgrund von Vorgaben des LNGG, ggf. Steigerung der Gesamtinvestitionskosten aufgrund von Inflation und Lieferkettenproblemen – sogar noch deutlich gestiegen sein.
- 198 All dies zugrunde gelegt, ist die von der Antragstellerin beantragte Ausnahmedauer gerechtfertigt.

### **3.5. Entflechtung**

- 199 Die Antragstellerin genügt derzeit der besonderen Entflechtungsvorgabe des § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG. Nach § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG muss die freizustellende Infrastruktur Eigentum einer natürlichen oder juristischen Person sein, die entsprechend der §§ 8 bis 10e EnWG von den Netzbetreibern getrennt ist, in deren Netzen die Infrastruktur geschaffen wird.

- 200 Das Entflechtungsgebot des § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG fordert eine rechtliche Trennung des Betreibers der freizustellenden Infrastruktur von den Netzbetreibern, an deren Netz die neue Infrastruktur angeschlossen ist. Die Vorgabe dient der Verhinderung von Quersubventionierungen zwischen dem regulierten und dem unregulierten Netzbereich (vgl. Thole, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Auflage 2019, § 28a EnWG, Rn. 12; Däuper, in: Theobald/Kühling, Energierecht, 122. Ergänzungslieferung August 2023, § 28a EnWG, Rn. 11; Arndt, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 4. Auflage 2023, § 28a, Rn. 8). Es kann daher nur durch die Übertragung des Netzbetriebs auf eine eigene Gesellschaft befolgt werden. Sinn und Zweck der Vorschrift erfordern über den engen Wortlaut hinaus, dass nicht nur der Eigentümer der freigestellten Infrastruktur rechtlich vom Betreiber des regulierten Netzes getrennt sein muss, sondern auch und gerade der Betreiber der neuen Infrastruktur.
- 201 Die Voraussetzungen der rechtlichen Entflechtung liegen vor, da die Antragstellerin nicht zugleich Betreiberin des bestehenden regulierten Netzes im Unternehmensverbund ist, an welches die LNG-Anlage Wilhelmshaven angeschlossen werden soll. Betreiber des Fernleitungsnetzes, an welches die LNG-Anlage Wilhelmshaven nach den Angaben der Antragstellerin angeschlossen werden soll, ist der zertifizierte Fernleitungsnetzbetreiber Open Grid Europe GmbH.
- 202 Soweit § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG darüber hinaus auf die Vorschriften der operationellen, informatorischen und buchhalterischen Entflechtung (§§ 8-10e EnWG) verweist, dient dies in gleicher Weise einer Entflechtung zwischen dem regulierten Bestandsnetz und der neu zu schaffenden Infrastruktur, für welche die Ausnahme beantragt wird.
- 203 Die Antragstellerin hat erklärt, dass sie als zukünftige Betreiberin der LNG-Anlage Wilhelmshaven entsprechend der §§ 8 bis 10e EnWG operationell, informatorisch und buchhalterisch von dem oben genannten Fernleitungsnetzbetreiber, an dessen Netz die LNG-Anlage potentiell angeschlossen wird, getrennt ist und Gleiches für die TES und FFI als Eigentümer der Antragstellerin gilt (vgl. Antrag vom 01.11.2023, S. 34).
- 204 Die Entflechtungsvorgabe hängt zudem in ihrem Bestand von der Ausnahmegenehmigung ab, sodass es ausreicht, wenn diese speziellen Vorgaben nach deren Erteilung eingehalten werden. Kritischer Zeitpunkt ist hierbei der Betrieb der neuen Infrastruktur. Dementsprechend hat die Beschlusskammer die Ausnahmegenehmigung mit einem Widerrufsvorbehalt für den Fall versehen, dass die speziellen Entflechtungsbestimmungen des § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG nach Aufnahme des Betriebs der LNG-Anlage Wilhelmshaven nicht eingehalten werden (Tenor zu 9.). Dies ist notwendig, aber auch hinreichend, um die Einhaltung dieser Vorgaben zu gewährleisten.

### **3.6. Erhebung von Entgelten**

- 205 Gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 4 EnWG müssen von den Nutzern der Infrastruktur Entgelte erhoben werden. Die Antragstellerin hat zur Überzeugung der Beschlusskammer dargelegt, dass sie ihren Kunden die Nutzung der LNG-Anlage in Wilhelmshaven gegen entsprechende Kapazitätsentgelte anbieten wird (vgl. Antrag vom 01.11.2023, S. 12 ff. und S. 35).
- 206 Nicht zuletzt stünde schon der Antrag auf die Erteilung der Ausnahmegenehmigung im Widerspruch zu einer entgeltfreien Erbringung der Dienstleistung. Denn ein mit der Antragstellung verfolgtes Ziel der Antragstellerin ist gerade, stabile und auskömmliche Einnahmen aus Entgelten für einen möglichst langen Zeitraum sicherzustellen. In ihrem Antrag vom 01.11.2023 führt die Antragstellerin aus, dass sie Kapazitätsverträge mit den Nutzern der LNG-Anlage Wilhelmshaven abschließen wird. Diesen Ausführungen der Antragstellerin ist somit nicht zu entnehmen, dass gesamthaft oder auch nur für einzelne Kunden eine Entgeltbefreiung diskutiert worden wäre. Ebenso wenig ist ersichtlich, dass einzelne der von der Antragstellerin angebotenen Dienstleistungen von einer Entgelterhebung auszuschließen wären.
- 207 Weitergehende Anforderungen an die Höhe und Struktur der Entgelte beinhaltet § 28a Abs. 1 Nr. 4 EnWG nicht. Die Antragstellerin führt vorliegend aus, dass sie angemessene, diskriminierungsfreie und transparente Entgelte vereinbaren wird (vgl. Antrag vom 01.11.2023, S. 35). Um diese Voraussetzungen sicherzustellen, wird der Antragstellerin mit der vorliegenden Entscheidung auferlegt, Entgelte von ihren Nutzern zu erheben (siehe Tenor zu 3.). Die in Tenor zu 8. auch im Hinblick auf die Verpflichtung zur Erhebung von Entgelten tenorierte Mitteilungspflicht und der in Tenor zu 9. tenorierte Abänderungs- und Widerrufsvorbehalt stellen zudem sicher, dass die Beschlusskammer diese Vorgabe wirksam überwachen und durchsetzen kann.

### **3.7. Keine nachteiligen Auswirkungen der Ausnahme auf den Wettbewerb, das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes oder das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze bzw. der Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union**

- 208 Nach § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG kommt eine Ausnahme nur in Betracht, wenn sie sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb auf den jeweiligen Märkten, die wahrscheinlich von der Investition betroffen sind (siehe hierzu Abschnitt 3.7.1.), das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes (siehe hierzu Abschnitt 3.7.2.), das effiziente Funktionieren des regulierten Netzes, an das die Infrastruktur angeschlossen ist (siehe Abschnitt 3.7.3.), oder auf die Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union auswirkt (siehe Abschnitt 3.7.4.). Diese Voraussetzungen liegen unter Berücksichtigung der tenorierten Nebenbestimmungen (insbesondere Tenor zu 4. bis 7.) vor.

- 209 Während § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG auf die „Investition“ abstellt, steht bei § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG die Wirkung der Ausnahmegenehmigung und damit vor allem die Nutzung der Investition, wie sie im Ausnahmeantrag beschrieben wird, im Fokus. Dahinter steht die Überlegung, dass Investitionen durch die Vergrößerung der Infrastrukturkapazität im Allgemeinen den Zugang zu Märkten und damit den Wettbewerb in Gasmärkten fördern. Eine neue Infrastruktur hat daher per se positive Effekte auf den Wettbewerb. Dies gilt hingegen nicht ohne weiteres für die Bedingungen, unter denen sie genutzt werden kann oder für ihre konkrete Nutzung durch bestimmte Marktakteure.
- 210 Für die wettbewerbliche Bedeutung kommt es damit vor allem darauf an, ob und in welchem Umfang ein marktbeherrschendes Unternehmen Nutznießer der freigestellten Infrastruktur ist. Problematisch sind – wie im allgemeinen Wettbewerbsrecht – vor allem die Fälle, in denen ein marktbeherrschendes Unternehmen Hauptnutznießer der Befreiung ist.
- 211 Um festzustellen, auf welchen Märkten Wettbewerbsauswirkungen zu beobachten sind bzw. welche Märkte von der Infrastruktur im Hinblick auf Wettbewerbsauswirkungen wahrscheinlich betroffen sein können, ist die Marktabgrenzung das anerkannte Instrument. Basierend auf den allgemeinen Ausführungen in Abschnitt 3.2.1. bis hin zur Abgrenzung der relevanten Märkte, erfolgt in diesem Abschnitt eine Wettbewerbsanalyse, die die Wirkung der Ausnahmegenehmigung auf den relevanten Markt Nordwesteuropa (siehe Abschnitt 3.7.1.3) untersucht. Zusätzlich erfolgt eine weitere Analyse bezogen auf einen enger abgegrenzten nationalen Markt (siehe Abschnitt 3.7.1.3.2). Damit wird die Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes berücksichtigt, wonach der Gasgroßhandelsmarkt räumlich mindestens deutschlandweit abzugrenzen ist (vgl. Bundeskartellamt, B8-69/14, Rn. 97ff.). Ein enger abgegrenzter nationaler Markt wurde zudem auch in verschiedenen anderen Ausnahmeverfahren für LNG-Anlagen von der Europäischen Kommission bei der Bewertung des Vorliegens der Voraussetzungen des Art. 36 Abs. 1 e) der Richtlinie 2009/73/EG bzw. § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG für maßgeblich erachtet (vgl. Europäischen Kommission, Beschluss vom 02.06.2023 (Az. C(2023) 3743 final, Rn. 73ff.; Beschluss vom 20.12.2022 (Az. C(2022) 9902 final, Rn. 71 ff.; Beschluss vom 19.08.2022, Az. C(2022) 6098 final, Rn. 86ff.).

### **3.7.1. Wettbewerbswirkung der Ausnahmegenehmigung**

- 212 Wie in Abschnitt 3.2.1.1 bereits ausgeführt, wird für die Analyse der Wettbewerbswirkung durch die Ausnahmegenehmigung das kontrafaktische Szenario, eine Situation ohne die LNG-Anlage Wilhelmshaven, herangezogen. Entsprechend des Antrags der Antragstellerin wurde untersucht, ob von einer Befreiung von der Entgeltregulierung und von einer Befreiung des regulierten Drittzugangs zur LNG-Anlage Wilhelmshaven eine nachteilige Wirkung auf den Wettbewerb ausgehen kann, die zu schlechteren Wettbewerbsverhältnissen führt, verglichen mit einer Situation ohne die LNG-Anlage Wilhelmshaven.

213 Die Gewährung einer (beschränkten) Ausnahme von der Entgelt- und Zugangsregulierung wirkt sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb auf den jeweiligen Märkten, die wahrscheinlich von der Investition betroffen sein werden, aus. Im Rahmen dieser Bewertung wurde auch die wettbewerbsförderliche Wirkung der unter Tenor zu 4. bis 7. tenorierten Nebenbestimmungen zur transparenten und diskriminierungsfreien langfristigen Vergabe von Kapazitäten, einer Reservierungsquote, der Sekundärvermarktung und einem UIOLI-Verfahren berücksichtigt (siehe hierzu unter Abschnitt 3.8.4., insbesondere 3.8.4.2, 3.8.4.3 und 3.8.4.4).

#### **3.7.1.1. Keine nachteilige Wirkung durch Ausnahme von der Entgeltregulierung**

214 Die Gewährung der Ausnahme von der Entgeltregulierung wirkt sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb der wahrscheinlich von der Investition betroffenen Märkte aus.

215 Hinsichtlich der Ausnahme von der Entgeltregulierung ist festzustellen, dass dadurch eine Verschlechterung des Wettbewerbs nicht zu befürchten ist. Ziel der Entgeltregulierung ist, zu verhindern, dass ein monopolistischer Anbieter überhöhte Preise zugunsten seiner Monopolrendite durchsetzt. Käme es an der LNG-Anlage zu einer derartigen Preissetzung, würde sie gegebenenfalls wenig genutzt, weil potenzielle Kunden ausreichende Ausweichmöglichkeiten haben. Eine Verschlechterung des Wettbewerbs träte aber nicht ein, da im Extremfall einer völlig ungenutzten LNG-Anlage letztlich eine vergleichbare Situation vorherrschte, wie im Fall, dass die LNG-Anlage nicht existierte.

216 Die Europäische Kommission hat in dem Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Brunsbüttel (Beschluss vom 19.06.2023, BK7-22-140-final), in dem Ausnahmeverfahren für die geplante LNG-Anlage in Lubmin (Beschluss vom 12.01.2023, BK7-22-086-final) wie auch in dem Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Stade (Beschluss vom 19.09.2022, BK7-20-107-final) ausgeführt, dass sich die Ausnahme von der Entgeltregulierung nicht nachteilig auf den Wettbewerb auswirke, da die Tarife des Terminals nicht zur Diskriminierung verschiedener Kapazitätsinhaber führen und die Tarifierhöhungen nach der Erstvergabe auf 10% des Basistarifs begrenzt sind (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 02.06.2023 (Az. C(2023) 3743 final, Rn. 127 ff.; vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 20.12.2022 (Az. C(2022) 9902 final, Rn. 111 sowie vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 19.08.2022, Az. C(2022) 6098 final, Rn. 110). Gleiches gilt für das vorliegende Verfahren.

#### **3.7.1.2. Keine nachteilige Wirkung durch SNG**

217 Eine negative Wirkung der Ausnahme auf den Wettbewerb ergibt sich vorliegend auch nicht aus einer, oben bereits in regulatorischer/rechtlicher Hinsicht aufgezeigten, Gleichsetzung von LNG und SNG, inklusive e-NG. Es ist nicht erkennbar, inwiefern die Marktzugehörigkeit von SNG die

Ergebnisse der Wettbewerbsanalyse im Rahmen der Ausnahmegenehmigung negativ beeinflussen sollte (vgl. Frontier Economics, Stellungnahme zur Substituierbarkeit von SNG und Erdgas vom 17.05.2023, S. 2).

- 218 Losgelöst von der regulatorischen/rechtlichen Betrachtung oben, könnte SNG ein (marktliches) Substitut für LNG, und damit für konventionelles Erdgas, darstellen. In diesem Fall dürfte sich die Wettbewerbssituation im SNG-/Erdgas-Markt im Vergleich zur alleinigen Betrachtung des Erdgasmarktes eher verbessern: SNG und Erdgas haben unterschiedliche Produktionsprozesse, was bedeutet, dass es als wahrscheinlich anzunehmen ist, dass SNG von mehr oder sogar gänzlich anderen Anbietern bereitgestellt würde, was eine größere Akteursvielfalt bedeuten würde. Das über die Anlage transportierte SNG würde sich damit sogar wettbewerbsfördernd auswirken. Für Anbieter von konventionellem Erdgas würde dies einen stärkeren Wettbewerbsdruck bewirken (vgl. Frontier Economics, Stellungnahme zur Substituierbarkeit von SNG und Erdgas vom 17.05.2023, S. 3).
- 219 Dies gilt auch im Hinblick auf mögliche künftige SNG-Marktentwicklungen. Für den Fall, dass SNG in Zukunft ein Substitut für LNG und damit für konventionelles Erdgas darstellt, ist davon auszugehen, dass sich die Wettbewerbssituation im SNG- und Erdgas-Markt im Vergleich zur alleinigen Betrachtung des Erdgasmarktes sogar verbessert (vgl. Frontier Economics, Stellungnahme zur Substituierbarkeit von SNG und Erdgas vom 17.05.2023, S. 3).
- 220 Eine Bewertung darüber, ob sich ein einheitlicher Produktmarkt für SNG und Erdgas einstellen wird und wenn ja, wann dies der Fall sein wird, bleibt zurzeit noch spekulativ. Zwar deuten Preisprognosen darauf hin, dass SNG-Preise ca. ab dem Jahr 2035 nicht mehr über dem Preisniveau von Erdgas liegen werden. Potentiell könnten LNG und SNG dann ab dem Jahr 2035 marktliche Substitute sein und damit auch SNG Teil des relevanten Produktmarktes. Berücksichtigt man jedoch auch etwaige politische Entwicklungen, wie etwa ein mögliches Verbot von konventionellem Erdgas, LNG eingeschlossen, dann könnte SNG in den Folgejahren erneut kein Substitut für LNG darstellen, sondern es würde ein eigener SNG-Markt bestehen (vgl. Frontier Economics, Stellungnahme zur Substituierbarkeit von SNG und Erdgas vom 17.05.2023, S. 8). Festzuhalten ist damit, dass es schwer ist, eine klare Aussage bezüglich der Substituierbarkeit von SNG und LNG zu treffen. Bisher bestehen daher lediglich Prognosen über eine Substituierbarkeit, deren Eintreten letztlich von technologischen Entwicklungen sowie von politischen und regulatorischen Maßnahmen und deren Wirkkraft abhängig ist.
- 221 Nach alledem ist hier eine negative Wirkung nicht ersichtlich und eine Verbesserung der Wettbewerbssituation denkbar.

### **3.7.1.3. Keine nachteilige Wirkung auf den vorgelagerten Großhandelsmarkt durch Ausnahme von der Zugangsregulierung**

- 222 Die Gewährung einer – beschränkten – Ausnahme von der Zugangsregulierung wirkt sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb auf den wahrscheinlich von der Investition betroffenen Märkten bzw. dem Erdgasbinnenmarkt aus. Dabei wurde zudem berücksichtigt, dass der Antragstellerin wirksame Engpassmechanismen auferlegt werden (siehe Tenor zu 4. bis 7.), die insbesondere einen dauerhaften Drittzugang in Höhe von 10% der jährlichen Durchsatzkapazität auf kurzfristiger Basis gewährleisten.
- 223 Eine hypothetische negative Wettbewerbswirkung könnte allenfalls aus der Befreiung vom regulierten Drittzugang nach § 20 EnWG resultieren. Ziel der Zugangsregulierung nach § 20 Abs. 1 EnWG ist, allen potenziellen Interessenten diskriminierungsfrei den Erwerb von Zugangskapazitäten zu ermöglichen. Da es sich bei LNG-Anlagen um Energieversorgungsnetze (vgl. § 3 Nr. 16 und Nr. 20 EnWG) handelt, gelten die Vorgaben des § 20 EnWG. Damit verbunden können u. a. Regeln sein, die den Zeitraum begrenzen, für den Kapazitäten im Voraus gebucht werden können. Im Leitungsbereich sind dies derzeit 15 Jahre. Nach den aktuell geltenden Vorgaben der LNG-Verordnung gilt für 20% der langfristig zu vergebenden Jahresdurchsatzkapazität eine Beschränkung auf maximal 15 Jahre (§ 5 Abs. 5 LNGV). Darüber hinaus sind auch im regulierten Rahmen mindestens zehn Prozent der Jahresdurchsatzkapazität nur auf kurzfristiger Basis vergeben werden (§ 8 Abs. 1 LNGV). Im Falle einer Befreiung von der Zugangsregulierung kämen solche Begrenzungen nicht zum Tragen, sodass Kunden der LNG-Anlage die Möglichkeit erhalten, Kapazitäten für den kompletten Ausnahmezeitraum zu erwerben.
- 224 Aus Wettbewerbssicht könnte ein Risiko darin bestehen, dass ein einzelner Kunde für den kompletten Zeitraum die Maximalkapazität der LNG-Anlage bucht. Sofern die Analyse der Wettbewerbswirkung unter Annahme dieses Extrem-Szenarios zum Ergebnis führt, dass die Wettbewerbssituation keine Verschlechterung erfährt, gilt dies auch für alle anderen Szenarien, die z. B. beinhalten, dass mehrere Kunden Kapazitäten buchen oder Kapazitäten nicht für den gesamten Zeitraum der Ausnahmegenehmigung erworben werden. Im zugrunde liegenden Gutachten wird das kontrafaktische Szenario „LNG-Anlage Wilhelmshaven wird nicht errichtet“ mit dem konservativen faktischen Szenario verglichen, dass der größte Marktakteur im nordwesteuropäischen Markt alleinbuchender Kunde der LNG-Anlage in Wilhelmshaven wäre (Szenario 1 mit Equinor/Petoro als größtem LNG-Anbieter im Jahr 2027, vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 107f.) und QatarEnergy im Jahr 2033 (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 109f.). Dadurch soll der Effekt der Wettbewerbswirkung, welcher durch die Ausnahmegenehmigung erzielt wird, quantifiziert werden.
- 225 Zur Beurteilung der Veränderung der Wettbewerbssituation durch das LNG-Terminal Wilhelmshaven im vorgelagerten Großhandelsmarkt greift die Beschlusskammer auf die entsprechenden

Analyseverfahren im Gutachten (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 82 ff.) zurück. Wie unter Abschnitt 3.2. ausgeführt, hält die Beschlusskammer aufgrund der durchgeführten Quellenüberprüfung sowie Plausibilisierung der Berechnungen das von Frontier Economics erstellte Gutachten für eine nachvollziehbare wettbewerbsökonomische Analyse. Die Ausführungen der Beschlusskammer im Weiteren beziehen sich daher auf die vom Gutachter durchgeführten Analysen und Berechnungen. Sofern nicht anders dargestellt, schließt sich die Beschlusskammer den herausgearbeiteten Ergebnissen an. Im Folgenden werden die konkreten Ergebnisse in ihrem jeweiligen Kontext näher dargestellt.

- 226 Der Gutachter untersucht für das oben genannte Szenario die Veränderung von Marktanteilen der Marktakteure sowie Konzentrationsindizes und vergleicht diese mit Vorgaben aus dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) beziehungsweise den Leitlinien der Europäischen Kommission (Europäische Kommission, 2004/C31/03, Leitlinien zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß der Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen, Rn. 19/20).
- 227 Gemäß § 18 Abs. 4 und 6 GWB ist eine marktbeherrschende Stellung eines Unternehmens zu vermuten, wenn der Marktanteil dieses Unternehmens bei mindestens 40% liegt. Als gemeinschaftlich von zwei oder drei Unternehmen beherrscht gilt ein Markt ab einem Marktanteil von zusammen 50%. Bei vier oder fünf Unternehmen liegt die Grenze bei zwei Dritteln. Zu untersuchen ist demnach, ob in dem Alternativszenario einer dieser Schwellenwerte überschritten wird und damit eine Veränderung zum kontrafaktischen Szenario (LNG-Anlage Wilhelmshaven wird nicht errichtet) erfolgt. Die entsprechenden Konzentrationsraten werden mit den Abkürzungen CR1 (Marktanteil des größten Marktakteurs) bis CR5 (kumulierter Marktanteil der fünf größten Marktakteure) bezeichnet.
- 228 Die Konzentration im Markt unter Berücksichtigung der Marktanteile aller Akteure (nicht nur der größten) wird anhand des Herfindahl-Hirschmann-Indexes (im Folgenden: HHI) ermittelt. Die Europäische Kommission hat im Rahmen von Fusionskontrollen Schwellenwerte definiert, wann eine Veränderung des HHI als potentiell wettbewerbsschädigend einzustufen ist: Dies kann auf die vorliegende Fragestellung übertragen werden, in dem der HHI mit Ausnahmegenehmigung mit dem Wert des Indexes im kontrafaktischen Szenario verglichen wird: Führt die Ausnahmegenehmigung nicht zu einer „Verschlechterung“ des HHI im Sinne dieser Schwellenwerte (die auch für Abwägungen im Rahmen der Fusionskontrolle herangezogen werden), so ist davon auszugehen, dass die Ausnahmegenehmigung für die LNG-Anlage Wilhelmshaven keine negativen Auswirkungen auf den Wettbewerb hat. Die entsprechenden Schwellenwerte sind folgende:
- 229 HHIs unter dem Wert von 1.000 Punkten deuten auf Märkte, in denen Wettbewerbsbedenken in der Regel nicht vorliegen (aufgrund eines hohen Wettbewerbs). Liegt der HHI-Wert zwischen

1.000 und 2.000 Punkten, aber die Veränderung (in diesem Fall durch die Ausnahmegenehmigung) bei weniger als 250 Punkten, bestehen ebenfalls in der Regel keine Wettbewerbsbedenken. Liegt der HHI-Wert über 2.000 Punkten, aber die Veränderung (in diesem Fall durch die Ausnahmegenehmigung) bei weniger als 150 Punkten, bestehen ebenfalls in der Regel keine Wettbewerbsbedenken.

### **3.7.1.3.1 Analyse des relevanten vorgelagerten Großhandelsmarktes Nordwesteuropa**

- 230 Nach den durchgeführten Untersuchungen sind keine nachteiligen Auswirkungen auf den Wettbewerb in Nordwesteuropa zu beobachten. Diese Aussage ist aus Sicht der Beschlusskammer deswegen besonders relevant, da die Beschlusskammer diesen Markt als den relevanten Wettbewerbsmarkt betrachtet.
- 231 Die Analyse erfolgt, wie oben bereits beschrieben, für das Jahr 2027 sowie das Stichjahr 2033. Dabei hat der Gutachter für die Nutzung des Terminals grundsätzlich eine Auslastung von 70% für das Jahr 2027 und 2033 im nordwesteuropäischen Kontext hinterlegt. Die Beschlusskammer kommt in einer eigenen Analyse zu LNG-Anlagenauslastungen der letzten Jahre im Wesentlichen zu einem ähnlichen Ergebnis wie der Gutachter, sodass aus Sicht der Beschlusskammer die Annahme von 70% bei der Auslastung einer konservativen Annahme im Vergleich zu den Auslastungen von nordwesteuropäischen Terminals der letzten Jahre entspricht. Hierfür spricht zudem der Umstand, dass die Nachfrage nach Erdgas, wie in Abschnitt 3.2. bereits näher ausgeführt, aufgrund verstärkter Bemühungen um Energieeffizienzmaßnahmen und des Ausbaus erneuerbarer Energien auf europäischer Ebene (Fit for 55 und REPowerEU) und auf nationaler Ebene voraussichtlich sinken wird. Zudem ist es wahrscheinlich, dass in Deutschland mehrere LNG-Anlagen verwirklicht werden (vgl. Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases (LNG-Beschleunigungsgesetz – LNGG; vgl. Bundesregierung, Nationale Energieversorgung sichern, Mitteilung vom 01.06.2022, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/gesetzesvorhaben/sichere-gasversorgung-2037912>, Abruf am 22.02.2024). Dies untermauert auch die Beschaffungsstrategie des Bundes, welcher mittlerweile mehrere schwimmende Flüssigerdgasterminals gechartert hat (vgl. Pressemitteilung des BMWK vom 01.09.2022, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/09/20220901-bwmk-sichert-sich-fuenftes-schwimmendes-fluessigerdgasterminal-plus-anlandung-gruener-wasserstoff.html>, Abruf am 22.02.2024). Damit dürfte das Angebot an Regasifizierungskapazität in Deutschland und Nordwesteuropa bei einem begrenzten bzw. knappen Angebot an Verflüssigungskapazität steigen (vgl. IEA, Gas Market Report, Q2-2022, April 2022, S. 6f., <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cfd2441e-cd24-413f-bc9f-eb5ab7d82076/GasMarketReport%2CQ2-2022.pdf> und Barbara König, KfW/IPEX-Bank, Blitz Licht, Kredit Analyse, Ma-

ritime Industrie – LNG Tanker, Wie der Russland/Ukraine-Krieg die Aussichten für die LNG-Tankerfahrt verändert, 29.04.2022, <https://www.kfw-ipex-bank.de/PDF/Analysen-und-Meinungen/Marktanalysen/2018-10-KfW-IPEX-Bank-Blitz-Licht-Analyse-Maritime-Industrie-%E2%80%93-LNG-Tanker.pdf>, Abruf jeweils am 05.02.2023). Gleichzeitig besteht weiterhin eine starke weltweite Konkurrenz, insbesondere mit den asiatischen Märkten. Der Gutachter hat zudem mit Anhang C des ökonomischen Gutachtens eine aus Wettbewerbssicht höchst konservative Analyse für den Fall einer vollständigen Auslastung der Terminalkapazitäten von 100% dem Gutachten beigefügt.

- 232 Im Ergebnis kann auf Basis der durchgeführten Analyse bei der Annahme einer Terminalauslastung von 70%, festgestellt werden, dass sich eine Ausnahme wettbewerbsneutral darstellt. Auch bei der Annahme einer vollständigen Auslastung des Terminals bleibt die Veränderung des HHI unterhalb des Schwellenwertes und es ergeben sich keine Wettbewerbsbedenken, solange der größte Marktakteur maximal 60% der Kapazitäten kontrolliert (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 134ff.).
- 233 Im Einzelnen:
- 234 (1) Größter Marktakteur hält 100% der Kapazität – Betrachtungsjahr 2027
- 235 Zunächst werden die Auswirkungen auf den Wettbewerb für das Jahr der Inbetriebnahme dargestellt, wenn der größte Marktakteur, Equinor/Petoro mit einem Marktanteil von 26%, im relevanten Markt alle langfristigen Kapazitäten buchen würde. In diesem Szenario weist der Großhandelsmarkt für Erdgas in Nordwesteuropa keine außergewöhnlich hohe Konzentration auf. Zwar bedienen die drei größten Anbieter Equinor/Petoro, Qatar Energy und Cheniere zusammen rund 50% des Marktes, dennoch sind auch eine Vielzahl an kleineren Lieferanten am Markt tätig (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 107). Für das Jahr 2027 ist in diesem Szenario lediglich eine geringfügige Auswirkung auf den Wettbewerb festgestellt worden.
- 236 Zur Bewertung dieses Szenarios wurden analog zu den Ausführungen unter Abschnitt 3.7.1.3 die Kennzahlen zur Berechnung von Wettbewerbseffekten (Marktanteile und Konzentrationsindizes) untersucht. Bei einer vollständigen Buchung der Kapazität durch Equinor/Petoro und einer annahmegemäßen Terminalauslastung von 70% würde sich ihr Marktanteil um 5% auf 32% erhöhen. Eine marktbeherrschende Stellung, definiert mit einem Marktanteil von 40%, würde somit nicht erreicht werden. Die Erhöhung des HHI von +239 Punkten liegt einem moderaten Rahmen, der keine Wettbewerbsbedenken begründet. Insgesamt wird daher keiner der relevanten Schwellenwerte für die Feststellung von möglicherweise negativen Wettbewerbseffekten überschritten.
- 237 (2) Größter Marktakteur hält 100% der Kapazität – Betrachtungsjahr 2033
- 238 Im Weiteren untersucht der Gutachter die Auswirkungen auf den Wettbewerb für das Jahr 2033, wenn der größte Marktakteur im relevanten Markt, Qatar Energy, alle langfristigen Kapazitäten

der LNG-Anlage Wilhelmshaven buchen würde. In diesem Szenario ist ein deutliches Absinken des Marktanteils des größten Markteilnehmers aus dem Betrachtungsjahr, Equinor/Petoro, zu beobachten. Als wesentlich für diese Entwicklung erachtet der Gutachter die stark fallenden Lieferungen von Equinor/Petoro bedingt durch den Rückgang der Norwegischen Produktion (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 109). Marktanteile von Equinor/Petoro sind zugunsten anderer Marktakteure gesunken. Dies zeigt sich auch insbesondere bei dem HHI-Wert von weniger als 1.000 im kontrafaktischen Szenario, ein hoher Wettbewerb im Jahr 2033 liegt demzufolge vor. Im faktischen Szenario steigt der HHI nur geringfügig an, auf einen Wert von 1019. Ein hoher Wettbewerb ist somit weiterhin anzunehmen. Der Marktanteil des größten Marktakteurs, Qatar Energy, steigt im faktischen Szenario auf 23%, verglichen mit einem Marktanteil von 19% im kontrafaktischen Szenario, an. Insgesamt wird auch hier keiner der relevanten Schwellenwerte für die Feststellung von möglicherweise negativen Wettbewerbseffekten überschritten und es sind keine Anzeichen für Wettbewerbsbedenken gegeben.

### **3.7.1.3.2 Analyse des vorgelagerten Großhandelsmarktes Deutschland (enger geografische Marktabgrenzung)**

- 239 In diesem Abschnitt erfolgt eine Wettbewerbsanalyse für den theoretischen Fall eines enger abgegrenzten vorgelagerten Großhandelsmarktes, der auf Deutschland beschränkt ist. Diese in geografischer Hinsicht eingrenzende Analyse des relevanten Marktes erfolgt unter Berücksichtigung der bisherigen Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes, wonach der Gasgroßhandelsmarkt räumlich mindestens deutschlandweit abzugrenzen ist (vgl. Bundeskartellamt, Az. B8-69/14, Rn. 97ff.) und den Vorgaben der Europäischen Kommission (vgl. Beschluss vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 83ff. und zuletzt Beschluss vom 20.12.2022, Az. C(2022) 9902 final, Rn. 94, 97 und 103 f.). In solch einem Fall würde es keinen nennenswerten grenzüberschreitenden Handel (mit Ausnahme der Importe) geben. Akteure auf dem deutschen Markt agierten unbeeinflusst von Preisdifferenzen zu benachbarten Märkten und ließen die vorhandenen Transportkapazitäten an den Grenzübergangspunkten ungenutzt. Das Ziel der Europäischen Union, einen einheitlichen Binnenmarkt für Erdgas zu erreichen, läge also noch in weiter Ferne.
- 240 Für den enger abgegrenzten Markt ist festzuhalten, dass in diesem Markt wettbewerbliche Effekte insgesamt deutlicher in Erscheinung treten. Zurückzuführen ist dies auf eine höhere Konzentration des deutschen Marktes verglichen mit dem nordwesteuropäischen Markt. Bei gleichbleibenden Mengeneffekten unterläge die wettbewerbliche Auswirkung einer größeren Wirkung. Der Gutachter geht in seiner Analyse von der Annahme aus, dass auch ohne die LNG-Anlage Wilhelmshaven über die anderen in Deutschland verfügbaren LNG-Anlagen in einen eng auf Deutschland abge-

grenzten Markt importiert würde. Insofern gelten die Annahmen zur Zusammensetzung der zukünftigen nordwesteuropäischen LNG-Importe in der Wettbewerbsanalyse auch für den eng abgegrenzten deutschen Markt.

- 241 Der Gutachter sieht die Berechnung des deutschen Marktes als hilfsweise Untersuchung an (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 111f.), die jedoch die reale Markt- und Wettbewerbssituation in Nordwesteuropa nicht reflektiert. Insofern wird vom Gutachter diese ergänzende Betrachtung für den unerwarteten Fall durchgeführt, dass es massive Rückschritte bei der europäischen Binnenmarktintegration gibt. Die Beschlusskammer teilt die vorgetragene Argumentation. Dabei geht die Bundesnetzagentur eher von der gegenteiligen Annahme aus, dass es weitere zukünftige europäische Marktentwicklungen geben wird (vgl. Beschlusskammer 7, Beschluss vom 21.06.2021, BK7-18-063-final, S. 70ff. und Beschluss vom 19.09.2022, BK7-20-107-final, S. 64).
- 242 Die Beschlusskammer hat sich nichtsdestotrotz mit den Ergebnissen der Studie für den enger abgegrenzten nationalen Markt auseinandergesetzt und die hilfsweisen Analysen in ihren Überlegungen mitberücksichtigt. Für den enger abgegrenzten nationalen Markt wurden drei Szenarien – Szenario 1: „Größter Marktakteur hält 60% der Kapazität und zweitgrößter Marktakteur hält 40%“; Szenario 2: „Größter Marktakteur hält 60% der Kapazität und drittgrößter Marktakteur hält 40%“ und Szenario 3: „Drittgrößter Marktakteur hält 100% der Kapazität“ – jeweils für die Betrachtungsjahre 2027 und 2033 mit einer Terminalauslastung von 70% von dem Gutachter auf ihre wettbewerbliche Wirkung hin untersucht und mit dem kontrafaktischen Szenario – kein Terminal – verglichen.
- 243 Grundsätzlich kommt der Gutachter zu dem Ergebnis, dass selbst wenn der größte Anbieter, Qatar Energy, 60% der Terminalkapazität halten würde, negative Wettbewerbseffekte mit großer Sicherheit ausgeschlossen werden können. Gleiches ist in gesteigertem Maße für den zweitgrößten Marktakteur Cheniere anzunehmen. Darüber hinaus ist festzustellen, dass auch eine Vergabe der kompletten Terminalkapazität an den drittgrößten Marktakteur Equinor/Petoro oder an alle noch kleineren Marktteilnehmern keinen Anlass zu nennenswerten Wettbewerbsbedenken gibt (Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 111f.), wenngleich festzustellen ist, dass die kumulierten Marktanteile CR3 und CR5 in allen betrachteten Szenarien geringfügig über den normierten Schwellenwerten des § 18 Abs. 6 GWB liegen, ab denen ein Markt als gemeinschaftlich beherrscht gilt. Diese Überschreitung der Schwellenwerte resultiert jedoch aus der Betrachtung eines künstlich verengten nationalen Marktes und kann somit keine reale Markt- und Wettbewerbssituation skizzieren. Zudem geben die HHI-Werte in ihrer Höhe als auch der jeweiligen Veränderung von kontrafaktischem zu faktischem Szenario keinen Anlass, eine negative Wirkung auf den Wettbewerb anzunehmen. Daher wertet die Beschlusskammer diese Überschreitung der kumulierten Marktanteilswerte nicht als maßgeblich für die Beurteilung der Wettbewerbswirkung der Ausnahme für die LNG-Anlage Wilhelmshaven an.

244 Im Einzelnen:

245 (1) Szenario 1: „Größter Marktakteur hält 60% der Kapazität und zweitgrößter Marktakteur hält 40%“

246 Im diesem Szenario ergeben sich für die jeweiligen Betrachtungszeiträume zunächst unterschiedliche Ergebnisse. Im Betrachtungsjahr 2027 (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 112ff.) wird die Auswirkung auf den Wettbewerb untersucht, wenn Qatar Energy 60% der Terminalkapazität und die verbleibenden 40% durch Cheniere gebucht werden. Der HHI-Wert erhöht sich um 216 Punkte auf 1338. Der Anstieg liegt damit deutlich unter dem Schwellenwert von +250 Punkten. Auch der Marktanteil des größten Akteurs (CR1) liegt deutlich unterhalb des Schwellenwertes von 40%, im vorliegenden Fall bei 26% Marktanteil von Qatar Energy, ab dem eine marktbeherrschende Stellung angenommen werden kann.

247 Im Betrachtungsjahr 2033 (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 116ff.) liegt der Anstieg des HHI-Wertes – bei einer Vergabe von 60% der Kapazität an den größten Marktakteur Qatar Energy und gleichzeitig einer Vergabe der restlichen 40% an den zweitgrößten Akteur Cheniere – mit 286 Punkten über den Schwellenwert von +250 Punkten. Aus Sicht der Beschlusskammer kann allein aus diesem Umstand jedoch nicht abgeleitet werden, dass sich die Ausnahme der LNG-Anlage Wilhelmshaven negativ auf den Wettbewerb auswirkt. Grund hierfür ist zum einen, dass der relevante nordwesteuropäische Markt hypothetisch auf Deutschland eingegrenzt wurde. Zum anderen wird dabei unterstellt, dass Cheniere ihr Geschäftsmodell ändert. Bisher beinhaltet ihr Geschäftsmodell die Verflüssigung von Erdgas und dieses für den Export an Shipper zu verkaufen. Auch bei einer potenziellen Vergabe von Kapazitäten der LNG-Anlage Wilhelmshaven an Shipper, welche ihre LNG-Mengen von Cheniere beziehen, ergäbe sich daraus kein Anhaltspunkt für Wettbewerbsbedenken in Bezug auf die Marktposition Chenieres. Sollte wider Erwarten Cheniere die Bereitstellung von LNG einstellen, könnten die Shipper die erforderlichen Mengen durch Mengen auf dem liquiden Weltmarkt ersetzen. Daher erscheint eine Marktmachtausnutzung durch Cheniere hier theoretisch und konstruiert (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 116).

248 Mit Blick auf den Marktanteil von Qatar Energy, maximal 29%, ist festzustellen, dass dieser im faktischen Szenario zudem unter dem als wettbewerbskritisch eingestuften Grenzwert liegt. Somit handelt es sich bei dem hier gezeichneten Szenario aus Sicht der Beschlusskammer um eines, bei dem Wettbewerbsbedenken zwar nicht von vornherein gänzlich ausgeschlossen werden können, bei dem die Eintrittswahrscheinlichkeit jedoch als sehr gering eingestuft werden kann.

249 (2) Szenario 2: „Größter Marktakteur hält 60% der Kapazität und drittgrößter Marktakteur hält 40%“

250 Im Weiteren untersucht der Gutachter in Szenario 2 die Auswirkungen auf den Wettbewerb ebenso für die Betrachtungsjahre 2027 (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 112ff.) und 2033 (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 116ff.). Die Eintrittswahrscheinlichkeit dieses Szenarios wird seitens des Gutachters als deutlich höher, verglichen mit Szenario 1, bewertet. Analog zu Szenario 1 liegt der Marktanteil von Qatar Energy mit maximal 29% unter dem kritischen Schwellenwert. Für beide Betrachtungsjahre ergibt sich kein Anstieg des HHI-Wertes über 250 Punkte. Somit besteht kein Anlass für Wettbewerbsbedenken, auch nicht bei der Vergabe der restlichen 40% der Kapazitäten an andere Marktakteure, welche noch geringere Marktanteile, verglichen mit Equinor/Petoro, aufweisen (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 116).

251 (3) Szenario 3: „Drittgrößter Marktakteur hält 100% der Kapazität“

252 Zusätzlich untersucht der Gutachter im Szenario 3 die Auswirkungen auf den Wettbewerb, wenn Equinor/Petoro 100% der Terminkapazität hält. Für das Betrachtungsjahr 2027 (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 112ff.) ergibt sich ein Anstieg des HHI-Wertes von 267 Punkten. Dieser liegt damit leicht über dem Schwellenwert von +250 Punkten. Bereits im Jahr 2028 wird der Schwellenwert nach Berechnungen des Gutachters jedoch nicht mehr überschritten, vielmehr konnte nur noch ein Anstieg des HHI von 204 berechnet werden. Dieser negative Trend des HHI-Delta setzt sich bis zum Betrachtungsjahr 2033 fort, hier ist nur noch ein Anstieg von 128 Punkten zu verzeichnen (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 115). Diese Entwicklung kann u.a. mit dem Rückgang der norwegischen Importe zwischen den Jahren 2020 und 2030 begründet werden. Die Annahme einer Buchung und Nutzung der gesamten langfristigen Durchsatzkapazitäten der LNG-Anlage Wilhelmshaven durch Equinor/Petoro erscheint eher unwahrscheinlich. Equinor/Petoro produziert nur geringe Mengen an LNG, da es vorwiegend Erdgas leitungsgebunden nach Europa importiert. Wettbewerbsbedenken können nach Aussage des Gutachters im vorliegenden Szenario ausgeschlossen werden (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 117). Die Beschlusskammer teilt diese Einschätzung.

### **3.7.1.3.3 Zwischenergebnis für den vorgelagerten Großhandelsmarkt**

253 Die Beschlusskammer kommt daher zu dem Ergebnis, dass bei einer Betrachtung des vorgelagerten Großhandelsmarktes keine relevanten wettbewerblichen Bedenken gegen die Erteilung der beantragten Ausnahmegenehmigung sprechen. Weder bei der Analyse des nordwesteuropäisch abgegrenzten vorgelagerten Großhandelsmarkt, noch bei der Analyse des enger abgegrenzten Marktes lassen sich relevante nachteilige Wirkungen auf den Wettbewerb feststellen.

254 Zudem ist davon auszugehen, dass zukünftig die Marktkonzentration auf dem Erdgashandelsmarkt aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen und dem Ausbau erneuerbarer Energien ohnehin nachlässt. Weiter ist zu berücksichtigen, dass der Antragstellerin wirksame Engpassmechanismen gegen die Hortung von Kapazitäten auferlegt wurden, die insbesondere einen dauerhaften diskriminierungsfreien Drittzugang in Höhe von 10% der jährlichen Durchsatzkapazität auf kurzfristiger Basis über die gesamte Dauer der Ausnahmegenehmigung sicherstellen (siehe hierzu unter Abschnitt 4.8.).

#### **3.7.1.4. Analyse zu den Auswirkungen auf den Wettbewerb in nachgelagerten Märkten**

255 Nach den durchgeführten Untersuchungen sind auch keine nachteiligen Auswirkungen auf den Wettbewerb in nachgelagerten Märkten zu beobachten.

256 Um festzustellen, ob nachteilige Auswirkungen auf den Wettbewerb in nachgelagerten Märkten zu befürchten sind, hat der Gutachter eine Analyse des nachgelagerten Marktes durchgeführt (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 150 ff.). Im Rahmen dieser Analyse werden – ähnlich wie in der Analyse des Großhandelsmarktes – die Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation mit einer von der Regulierung ausgenommenen LNG-Anlage mit der Wettbewerbssituation in einem kontrafaktischen Szenario verglichen, in dem das Terminal nicht realisiert würde. Um die mögliche Wettbewerbssituation umfassend anhand von Wettbewerbsindizes zu quantifizieren, wurden wiederum zwei Szenarien betrachtet. Im Rahmen des ersten Szenarios („Best Guess“ Szenario) wurde unterstellt, dass die derzeitigen HoA vollständig in verbindliche Buchungen übergehen. Dagegen wurde im Szenario 2 („Worst Case“ Szenario) unterstellt, dass der größte Marktakteur, [REDACTED], seine bestehende Buchung auf 60% der langfristig zu vergebender Kapazität erhöht und die verbleibenden 40% vom zweitgrößten Unternehmen [REDACTED] kontrolliert werden. Dadurch soll die verbleibende Unsicherheit über die Terminalnutzung abgebildet werden und eine potentiell nachteilige Wirkung auf den Wettbewerb identifiziert werden. Die Berechnungen wurden für das Betrachtungsjahr 2027 durchgeführt.

257 Im Ergebnis stellt der Gutachter fest, dass die LNG-Anlage Wilhelmshaven mit einer Ausnahmegenehmigung keine nachteilige, sondern eine positive Wirkung auf den Wettbewerb auf der Verkaufsseite des Großhandelsmarktes ausübt. So zeigt sich im Szenario 1, welches die erwarteten Buchungen reflektiert, ein sehr geringer Zuwachs des Marktanteils von [REDACTED]

[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
Demgegenüber ist zu beobachten, dass sich die Marktanteile der übrigen großen Marktteilnehmer wie [REDACTED] verringern. Dieses Ergebnis

findet sich auch in dem Absinken des CR4-Wertes von bis zu fünf Prozent und dem gegenläufigen Zuwachs der Marktanteile der kleineren Marktteilnehmern wieder. Insgesamt deutet auch das Absinken des HHI-Wertes jeweils um mehr als 100 Punkte auf eine schwindende Marktkonzentration und damit auf eine positive Wettbewerbswirkung der LNG-Anlage Wilhelmshaven hin (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 164ff.). Selbst im Szenario 2 – Annahme der Kontrolle der Kapazitäten durch die beiden größten Marktteilnehmer – wäre eine Ausnahmegenehmigung wettbewerbsneutral, da der Anstieg des HHI-Wertes den Schwellwert von +250 Punkte nicht übersteigt (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 166f.). Negative Auswirkungen auf den Wettbewerb sind bei beiden Szenarien somit nicht zu erwarten.

- 258 Zudem stellt der Gutachter nachvollziehbar dar, dass die bundesweiten Märkte für die Belieferung von Endkunden unbestritten wettbewerbsintensiv sind und es nicht ersichtlich sei, dass eine Ausnahme für die LNG-Anlage negative Wettbewerbsauswirkungen auf die Endkundenmärkte haben könnte (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 169ff.).
- 259 Die Beschlusskammer kann die Darstellungen des Gutachters nachvollziehen und sieht ebenfalls keine Anzeichen dafür, dass nachteilige Auswirkungen auf den Wettbewerb in nachgelagerten Märkten zu beobachten sind.

### **3.7.2. Auswirkung auf das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes und Prinzip der Energiesolidarität**

- 260 Die Ausnahmegenehmigung wirkt sich nicht nachteilig auf das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes aus (§ 28a Abs. 1 Nr. 5 Alt. 2 EnWG).
- 261 Wie bereits in Abschnitt 3.2.1. ausgeführt, ist eine Investition in physische Infrastruktur, die den Zugang zu zusätzlichen Gasquellen oder Gasmengen ermöglicht, per se wettbewerbsfördernd und damit auch förderlich für das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes, dessen Kernziel die Förderung grenzüberschreitenden Handels ist (vgl. Erwägungsgrund (1) der Verordnung (EG) Nr. 715/2009). Durch die antragsgegenständliche LNG-Anlage Wilhelmshaven können zusätzliche Gasmengen von außerhalb der Europäischen Union importiert werden und somit die Liquidität an europäischen Handlungspunkten, mindestens aber am deutschen Handlungspunkt Trading Hub Europe (THE), erhöhen. Sie trägt angesichts des Ukraine-Krieges und der damit zusammenhängenden Notwendigkeit, von russischen Gasimporten unabhängig zu werden, maßgeblich zur Diversifizierung bei. Das Angebot neuer Kapazitäten an einer LNG-Anlage eröffnet neuen Marktakteuren den Zutritt zum europäischen Erdgasmarkt und kann so den Wettbewerb erhöhen. Dies gilt umso mehr, als dass aufgrund des Ukraine-Krieges die russischen Erdgaslieferungen nach Deutschland und in andere EU-Mitgliedstaaten eingestellt wurden. Die Möglichkeit eines

dauerhaft gesicherten, kurzfristigen Zugangs zu 10% der jährlichen Durchsatzkapazität der antragsgegenständlichen LNG-Anlage (siehe Tenor zu 5. und Abschnitt 3.8.4.) trägt zur Diversifizierung der Gasimporte bei. Die Antragstellerin hat dargelegt, dass die Investition ohne Ausnahmegenehmigung nicht erfolge (vgl. Abschnitt 3.4.). Insofern hat die Ausnahmegenehmigung nicht nur keine nachteilige Auswirkung auf das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes, sie ist sogar eine Voraussetzung für die Realisierung der beschriebenen positiven Effekte.

- 262 Das nach dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 15.07.2021 (Rs. C-848/19) im Rahmen einer Ausnahmegenehmigung zu berücksichtigende Prinzip der Energiesolidarität ist vorliegend auch nicht im Hinblick auf das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes verletzt (siehe auch Grundsatz der Energiesolidarität unter dem Aspekt Versorgungssicherheit der anderen Mitgliedstaaten unter Abschnitt 3.7.4.). Gleichzeitig deckt die im Rahmen der Energiesolidarität erfolgte Prüfung inhaltlich auch die Frage nach den nachteiligen Auswirkungen auf das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze ab, die durch die Änderungsrichtlinie (EU) 2019/692 Eingang in Art. 36 Abs. 1 e) Alt. 3 und 4 der Richtlinie 2009/73/EG gefunden haben (siehe Abschnitt 3.7.3.).
- 263 Nach dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 15.07.2021 (Rs. C-848/19, Rn. 53 und 71ff.) sind die Union und die Mitgliedstaaten aufgrund des in Art. 194 Abs. 1 AEUV verankerten Grundsatzes der Energiesolidarität dazu verpflichtet, sich darum zu bemühen, die Interessen der anderen Mitgliedstaaten zu berücksichtigen und im Konfliktfall mit den eigenen Interessen abzuwägen. Dieser Grundsatz ist im vorliegenden Fall nicht verletzt, da nicht davon auszugehen ist, dass die LNG-Anlage Wilhelmshaven den Wettbewerb in den anderen Mitgliedstaaten schwächt.
- 264 Dabei ist zu berücksichtigen, dass negative wettbewerbliche Auswirkungen allenfalls in dem relevanten Markt für Erstabsatz von Erdgas in Nordwesteuropa (Deutschland, Benelux, Dänemark, Vereinigtes Königreich) auftreten können. Außerhalb des relevanten Marktes sind dahingegen keine negativen Auswirkungen zu befürchten, da man annehmen kann, dass der Wettbewerb hier hinreichend unabhängig von den Entwicklungen in Deutschland ist.
- 265 Innerhalb des relevanten Marktes wurde bereits im Rahmen der Wettbewerbsanalyse festgestellt, dass der Wettbewerb in den anderen Mitgliedstaaten hinreichend diversifiziert ist und es Wettbewerb zwischen vielen Anbietern gibt.
- 266 Damit ist nicht ersichtlich, dass die LNG-Anlage Wilhelmshaven unter Berücksichtigung des vom EuGH im Urteil vom 15.07.2021 (Rs. C-848/19) aufgeführten Prinzips der Energiesolidarität den Wettbewerb und das effektive Funktionieren des Energiebinnenmarktes in der Union oder den anderen Mitgliedstaaten beeinträchtigt. Etwas Anderes wurde auch nicht im Rahmen der im Februar 2024 durchgeführten Konsultation der Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten vorgetragen.

### **3.7.3. Auswirkung auf das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze und Prinzip der Energiesolidarität**

- 267 Die Ausnahmegenehmigung wirkt sich auch nicht nachteilig auf das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze (§ 28a Abs. 1 Nr. 5 Alt. 3 EnWG) aus.
- 268 Die Antragstellerin plant, das von ihr regasifizierte LNG bzw. SNG über einen Anschluss an die bereits fertiggestellte „Wilhelmshaven Anbindungsleitung II“ (WAL II) und anschließend über das Fernleitungsnetz der Open Grid Europe GmbH abzuleiten. Hierfür war im Juni 2022 ein Antrag auf Kapazitätsausbau nach § 39 GasNZV bei der Open Grid Europe GmbH gestellt worden, damit diese die aus Sicht der Antragstellerin erforderliche Einspeisekapazität in das Fernleitungsnetz zur Verfügung stellen kann, sobald die LNG-Anlage ihren Betrieb aufnimmt. Den Antrag nach § 39 GasNZV hatte ursprünglich TES gestellt, da sich die Antragstellerin zu diesem Zeitpunkt noch in Gründung befand. Das Verfahren wurde am 04.12.2023 von TES auf die Antragstellerin übertragen.
- 269 Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bei der Modellierung im Rahmen der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans 2022-2032 die bei Betrieb der LNG-Anlage Wilhelmshaven erforderlichen Einspeisekapazitäten berücksichtigt. Zudem ist die Gasfernleitung Etzel-Wardenburg-Drohne, die perspektivisch die Kapazitätsmengen aus Wilhelmshaven abtransportieren soll, auch gemäß § 2 Abs. 1 und Abs. 2 LNG-Beschleunigungsgesetz i. V. m. Nr. 2.8 der Anlage zu § 2 des LNG-Beschleunigungsgesetzes für das durch dieses Gesetz vorgesehene beschleunigte Verfahren zur Errichtung berücksichtigt.
- 270 Der Netzentwicklungsplan verfolgt das Ziel, Maßnahmen zur bedarfsgerechten (und damit effizienten) Optimierung des Netzes bzw. zum bedarfsgerechten und effizienten Ausbau des Netzes zu identifizieren. Es ist grundsätzlich Aufgabe der Fernleitungsnetzbetreiber, den langfristigen Kapazitätsbedarf zu ermitteln und sicherzustellen, dass dieser Bedarf durch geeignete und wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen gedeckt werden kann. Dabei spielt der Prozess der Erstellung des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans eine entscheidende Rolle. Marktakteure haben die Möglichkeit, sich im Rahmen der Konsultation dieser Instrumente zu beteiligen. Darüber hinaus erfolgen alle zwei Jahre Marktnachfragen an den Grenzkopplungspunkten, die in Netzausbauprojekte für neu zu schaffende Kapazitäten nach der Verordnung (EU) 2017/459 münden können. Verfügbare Kapazität muss schließlich zu angemessenen und diskriminierungsfreien Bedingungen den Netznutzern angeboten werden. Dies gilt auch für Kapazität, die technisch an verschiedenen Netzpunkten ausgewiesen werden kann, aber insgesamt nur einmal im Netz vorhanden ist.

- 271 Bei Berücksichtigung der mit der LNG-Anlage Wilhelmshaven erforderlichen Einspeisekapazitäten im Netzentwicklungsplan ist somit sichergestellt, dass potentielle Ineffizienzen, wie zum Beispiel die Schaffung und der Betrieb von unnötigen Doppelstrukturen hinsichtlich des regulierten Netzes, an das die LNG-Anlage Wilhelmshaven angeschlossen wird, vermieden werden.
- 272 Nachteilige Auswirkungen auf das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze sind aktuell somit nicht festzustellen. Anhaltspunkte, die für eine andere Betrachtung sprechen könnten, sind nicht ersichtlich. Insbesondere steht die LNG-Anlage Wilhelmshaven bezüglich der für den Abtransport von regasifizierten LNG- und SNG-Mengen erforderlichen Netzkapazitäten in keiner direkten Konkurrenz zu solchen Gas-Mengen, die für den Grenzübergangspunkt Ellund bzw. die beiden geplanten und noch zu errichtenden stationären LNG-Anlagen in Stade und Brunsbüttel vorgesehen sind. Damit ist auch nicht von einer Beeinträchtigung des vom Europäischen Gerichtshof in dem Urteil vom 15.07.2021 (Rs. C-848/19) bestätigten Prinzips der Energiesolidarität im Hinblick auf die betroffenen regulierten Netze auszugehen.

#### **3.7.4. Auswirkungen auf die Erdgasversorgungssicherheit und Prinzip der Energiesolidarität**

- 273 Die Erteilung der Ausnahmegenehmigung für die LNG-Anlage Wilhelmshaven hat keine negativen Auswirkungen auf die Energieversorgungssicherheit der Union bzw. der Versorgungssicherheit der anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union und verletzt somit nicht den in Art. 194 Abs. 1 a) und b) AEUV verankerten Grundsatz der Energiesolidarität, wie ihn der Europäische Gerichtshof in dem Urteil vom 15.07.2021 (Rs. C-848/19) beschrieben hat. Die Antragstellerin hat dies im Rahmen des Verwaltungsverfahrens durch ein Gutachten (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 79ff.) belegt.
- 274 Nach dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 15.07.2021 (Rs. C-848/19, Rn. 53 und 71ff.) umfasst der in Art. 194 Abs. 1 a) und b) AEUV verankerte Grundsatz der Energiesolidarität eine allgemeine Verpflichtung der Union und der Mitgliedstaaten, im Zuge der Ausübung ihrer jeweiligen Befugnisse im Rahmen der Energiepolitik, die Interessen der anderen Akteure zu berücksichtigen und im Konfliktfall gegeneinander abzuwägen. Dies bedeutet zwar nicht, dass die Energiepolitik in keinem Fall negative Auswirkungen auf die besonderen Interessen der Mitgliedstaaten im Energiebereich haben dürfe. Die Union und die Mitgliedstaaten müssen sich jedoch bemühen, Maßnahmen, die geeignet sein könnten, die Interessen der Union und der anderen Mitgliedstaaten in Bezug auf die Sicherheit und die wirtschaftliche Tragbarkeit der Versorgung sowie die Diversifizierung der Versorgungsquellen oder der Versorgung zu beeinträchtigen, zu vermeiden.
- 275 Es wurde bereits festgestellt, dass die LNG-Anlage Wilhelmshaven die Versorgungslage in Deutschland verbessert (siehe Abschnitt 3.2.2.). Diese Verbesserung kommt auch den anderen

Mitgliedstaaten zu Gute, da im Krisenfall Mengen in erhöhtem Umfang zur Verfügung stehen, die auch in andere Mitgliedstaaten geliefert werden können. Dies gilt insbesondere auch für Tschechien, die Slowakei, Ungarn und Österreich, die aufgrund eines fehlenden Meereszugangs keine inländische LNG-Importinfrastruktur aufbauen können. Eine Beeinträchtigung der Versorgungslage der anderen Mitgliedstaaten ist demgegenüber nicht feststellbar. So ist etwa nicht ersichtlich, dass die LNG-Anlage Wilhelmshaven Mengen absorbieren würde, die ansonsten LNG-Anlagen in anderen Mitgliedstaaten zur Verfügung stehen würden. Der globale LNG-Markt ist mit einem jährlichen Handelsvolumen von 479 Mrd. m<sup>3</sup> LNG (Daten aus dem Jahr 2022, vgl. IEA, World Energy Outlook 2023, S. 135, Table 3.6.) im Verhältnis zu der maximalen Kapazität der LNG-Anlage Wilhelmshaven von 15,0 Mrd. m<sup>3</sup>/a hinreichend groß. Es ist daher nicht anzunehmen, dass eine zusätzliche Nachfrage durch die LNG-Anlage Wilhelmshaven signifikante Auswirkungen auf das Verhältnis von Angebot und Nachfrage haben wird. Es ist zudem davon auszugehen, dass Mitgliedstaaten, in denen eine höhere Abhängigkeit von LNG-Importen besteht, die für die Versorgungssicherheit relevanten Mengen typischerweise über langfristige Verträge absichern. Um die Unabhängigkeit von russischem Gasimporten zu erreichen, sehen sowohl mitgliedstaatliche Regierungen, als auch der REPowerEU-Plan der Europäischen Kommission zudem einen Ausbau der LNG-Infrastruktur vor. Es ist daher weiter nicht davon auszugehen, dass angesichts der aktuellen Situation der Zubau der LNG-Anlage Wilhelmshaven dazu führt, dass die Realisierung von Infrastrukturen, die für die Versorgungssicherheit anderer Mitgliedstaaten relevant sind, durch die Realisierung der LNG-Anlage Wilhelmshaven aufgegeben würde. Weitere Beeinträchtigungen der Versorgungslage in anderen Mitgliedstaaten sind nicht ersichtlich.

- 276 Etwas Anderes wurde auch nicht in der von der Beschlusskammer durchgeführten Konsultation der Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten und zusätzlich aller Regulierungsbehörden des Council of European Energy Regulators (CEER) vorgetragen.
- 277 Die Erteilung der Ausnahmegenehmigung verletzt daher nicht den im Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 15.07.2021 (Rs. C-848/19) beschriebenen Grundsatz der Energiesolidarität und hat keine nachteiligen Auswirkungen auf die Erdgasversorgungssicherheit der Union (§ 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG bzw. Art. 36 Abs. 1 e) der Richtlinie 2009/73/EG).

### **3.8. Ermessen**

- 278 Nach § 28a Abs. 1 EnWG („können“) steht die Entscheidung über die Gewährung einer Ausnahme im Ermessen der Regulierungsbehörde. Unter Abwägung der für und gegen die Genehmigung sprechenden Gesichtspunkte hat sich die Beschlusskammer unter Berücksichtigung des Zwecks der Ausnahmegenehmigung und des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes (§ 40 VwVfG) entschieden, die Genehmigung in dem tenorierten Umfang (siehe Abschnitt 3.8.1. und 3.8.2.) mit den tenorierten Nebenbestimmungen und Auflagen (siehe Abschnitt 3.8.3. bis 3.8.11.) zu erteilen.

- 279 Für die Ermessenentscheidung sind folgende Gesichtspunkte maßgeblich. Nach § 28a Abs. 3 S. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 und UAbs. 3 der Richtlinie 2009/73/EG kann bzw. soll die Entscheidung mit Nebenbestimmungen getroffen werden. Diese können sich im Wege einer Befristung auf die Dauer der Ausnahme beziehen, aber auch Bestimmungen über den nichtdiskriminierenden Zugang, das Kapazitätsmanagement oder die Kapazitätszuweisung enthalten. Wie sich u. a. aus dem Hinweis auf die Berücksichtigung der einzelstaatlichen Gegebenheiten in Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG ergibt, bleibt hiervon die Festlegung weiterer Nebenbestimmungen nach Maßgabe des allgemeinen Verwaltungsverfahrensrechts unberührt.
- 280 Ausgehend hiervon, hat die Beschlusskammer die Genehmigung, nach Maßgabe einer Reihe von Einschränkungen, die diesen Voraussetzungen genügen, erteilt.
- 281 Dem liegen die folgenden Erwägungen zugrunde:
- 282 Für eine Freistellung spricht vorliegend der Umstand, dass die LNG-Anlage in Wilhelmshaven dem Aufbau einer neuen LNG-Infrastruktur in Deutschland und direktem Import von LNG nach Deutschland dient. Sie erschließt neue Erdgasquellen und eröffnet neue Transportrouten. Auf diese Weise leistet sie angesichts der aktuellen geopolitischen Situation einen wichtigen Beitrag zur Diversifizierung und Sicherheit der Erdgasversorgung in Deutschland und Nordwesteuropa. Die LNG-Anlage eröffnet die dringend benötigte Möglichkeit, zusätzliche Mengen nach Deutschland und Nordwesteuropa zu importieren und damit die ausgebliebenen russischen Gasimporte zu ersetzen. Damit trägt sie zur Verbesserung des Wettbewerbs und des europäischen Binnenmarktes bei (siehe Abschnitt 3.2.1.). Sie ist aufgrund der durch den Ukraine-Krieg entstandenen Situation relevant für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland und der Europäischen Union (siehe Abschnitt 3.2.2.).
- 283 Gegen eine unbeschränkte Freistellung spricht vor diesem Hintergrund, dass der LNG-Markt ein sich dynamisch entwickelnder Markt ist und Prognosen über seine zukünftige Entwicklung mit Unsicherheiten behaftet sind. Wettbewerb und auch Versorgungssicherheit werden in diesem dynamischen Umfeld am besten dann gefördert, wenn sichergestellt ist, dass die Infrastruktur zumindest für einen Teil (10% der jährlichen Durchsatzkapazität) auch während der über viele Jahre geltenden Ausnahmegenehmigung für neue Marktteilnehmer durch Gewährleistung eines dauerhaften und diskriminierungsfreien Drittzugangs geöffnet bleibt. Anderenfalls bliebe die LNG-Anlage für den langjährigen Ausnahmezeitraum auf der Basis langfristiger Kapazitätsverträge nur einigen wenigen Kunden zur exklusiven Nutzung vorbehalten. Eine solche Abschottung dieser neuen LNG-Infrastruktur ist über einen derart langen Zeitraum angesichts der erheblichen Bedeutung für Wettbewerb und Versorgungssicherheit und der dynamischen Entwicklungen im LNG-Markt nicht gerechtfertigt. Dieser Umstand wird auch im Auslegungsvermerk der Arbeitsstellen der Europäischen Kommission hervorgehoben. Dort heißt es, dass die Wahrscheinlichkeit der

Notwendigkeit von effektiven Engpassmechanismen steigt, wenn die Ausnahme langfristige Kapazitätsverträge erlaubt. In solchen Fällen kann es nach dem Auslegungsvermerk erforderlich sein, Abschottungseffekten entgegenzuwirken, um auch in diesen Fällen die Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit zu gewährleisten (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 42).

- 284 Bei dieser Ermessenentscheidung sind unterschiedliche Aspekte zu berücksichtigen (siehe Abschnitt 3.8.4.), wie insbesondere die Dauer der Ausnahme sowie die Effektivität und Verhältnismäßigkeit der auferlegten Maßnahmen. Dabei ist auch zu beachten, dass der Auslegungsvermerk noch zur alten Richtlinie 2003/55/EG ergangen ist. Diese enthielt deutlich weniger strenge Vorgaben für Regeln und Mechanismen für die Kapazitätszuweisung und das Kapazitätsmanagement. Nach der alten Richtlinie 2003/55/EG stand noch die Entscheidung über das „Ob“ solcher Regeln im Ermessen der Regulierungsbehörde („kann [...] festlegen“). Das Ermessen der Regulierungsbehörde war zudem ausdrücklich dadurch eingeschränkt, dass solche Regeln nicht die Durchführung langfristiger Verträge verhindern durften. Eine solche Einschränkung sieht die aktuelle Richtlinie 2009/73/EG gerade nicht mehr vor. Darüber hinaus steht die Entscheidung über das „Ob“ von Regeln für die Kapazitätszuweisung und das Kapazitätsmanagement nicht mehr im Ermessen der Regulierungsbehörde, sondern ist verpflichtend vorgegeben („entscheidet [...] über“). Die aktuelle Richtlinie 2009/73/EG sieht zudem – anders als die Vorgängerfassung – vor, dass die Regulierungsbehörde zwingend ein Verfahren gegen das Horten von Kapazitäten (UIOLI-Verfahren) und zur Sekundärvermarktung aufzuerlegen hat. Im Ermessen der Regulierungsbehörde steht nach der aktuellen Richtlinie 2009/73/EG nur noch die Frage des „Wie“ und welche Regeln über ein UIOLI-Verfahren und die Sekundärvermarktung hinausgehend im jeweiligen Einzelfall erforderlich und angemessen sind.
- 285 Auf der anderen Seite muss dem Umstand Rechnung getragen werden, dass größere neue Infrastrukturen enorme Investitionen erfordern, die erheblichen Risiken unterliegen können. Ausweislich der Entstehungsgeschichte bestehen Sinn und Zweck der Vorschrift des § 28a EnWG darin, durch zeitlich befristete Regulierungsfreistellungen im Einzelfall stabile Rahmenbedingungen für neue Infrastrukturvorhaben zu schaffen, die unter Einhaltung der Regulierungsvorgaben der §§ 20 bis 28 EnWG sonst nicht verwirklicht würden (vgl. BR-Drs. 613/04 (Beschluss) vom 24.09.2004, S. 25). Dabei soll durch die entsprechenden Investitionen sowohl dem Wettbewerbsgedanken als auch der Versorgungssicherheit auf einem zunehmend einheitlichen europäischen Energiemarkt Rechnung getragen werden (vgl. § 28a Abs. 1 Nr. 1 i. V. m. § 1 Abs. 1, 2 EnWG). Ziel ist es, den Bau neuer Verbindungsleitungen, bedeutender LNG- und Speicheranlagen nicht durch sich im Zeitverlauf gegebenenfalls ändernde Anforderungen des Netzzugangsregimes wirtschaftlich unmöglich zu machen. Investoren benötigen Planungssicherheit, die regelmäßig über langfristige Kapazitätsverträge abgesichert wird (siehe Abschnitt 3.4.). Da die Infrastruktur durch ihren Beitrag zur Diversifizierung der Bezugsquellen und Transportrouten und die Möglichkeit der

Ersetzung russischer Gasimporte durch den Import zusätzlicher Mengen zu einer Verbesserung von Wettbewerb und Versorgungssicherheit führt (siehe Abschnitt 3.2.), rechtfertigt es § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG von den Vorgaben des diskriminierungsfreien Zugangs (Vorgaben zur Kapazitätsvergabe und zum Kapazitätsmanagement, Entgeltvorgaben, Transparenzvorgaben und Entflechtungsvorgaben) für einen befristeten Zeitraum abzuweichen. Um die Wirksamkeit des allgemeinen Zugangsregimes nicht übermäßig aufzuweichen, ist jedoch eine restriktive Anwendung der Ausnahmegenehmigung geboten (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 11 und 17; Arndt, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 4. Auflage 2023, § 28a, Rn. 2). Die Ausnahmegenehmigung wurde dementsprechend als Ermessensvorschrift ausgestaltet, um diese Belange unter Beachtung der individuellen Umstände des Einzelfalles angemessen berücksichtigen und abwägen zu können (vgl. BR-Drs. 613/04 (Beschluss) vom 24.09.2004, S. 25). Bei der zu treffenden Ermessensentscheidung über die Dauer, den Umfang und über Bedingungen für den nichtdiskriminierenden Zugang zu der neuen Infrastruktur waren nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG zudem die neu zu schaffende Kapazität, der Zeithorizont des Vorhabens und die einzelstaatlichen Gegebenheiten zu berücksichtigen.

- 286 Vor diesem Hintergrund hat die Beschlusskammer Vorgaben über die Dauer der Ausnahme und die Bedingungen der Kapazitätsvergabe und des Kapazitätsmanagements nur und soweit getroffen, als dies zur Ermöglichung der Investition, zur Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung durch die Investition (Art. 36 Abs. 1 lit. a) der Richtlinie 2009/73/EG), zur Verhinderung einer Beeinträchtigung des Wettbewerbs, des effizienten Funktionierens des Erdgasbinnenmarktes oder der betroffenen regulierten Netze und der Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union durch die Ausnahmeentscheidung (Art. 36 Abs. 1 lit. e) der Richtlinie 2009/73/EG) und zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der neuen Infrastruktur (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG) nach derzeitigem Erkenntnisstand erforderlich und angemessen war.
- 287 Ausschlaggebend für die Erteilung der befristeten Ausnahmegenehmigung unter Auflagen und Nebenbestimmungen war letztlich der Gesichtspunkt, dass der Bau der LNG-Anlage auch im volkswirtschaftlichen Interesse der Diversifizierung von Bezugsquellen und Transportrouten (vgl. BR-Drs. 613/04 (Beschluss) vom 24.09.2004, S. 25) liegt. Dies gilt aufgrund der durch den Ukraine-Krieg verursachten aktuellen Situation in besonderem Maße, da der Aufbau einer LNG-Infrastruktur ein essentieller Baustein ist, um russische Gasimporte zu ersetzen. Aufgrund des besonderen Risikos, das mit der Investition in die LNG-Anlage verbunden ist, und unter Berücksichtigung des Umstands, dass die Investitionsentscheidung bislang nicht getroffen wurde, spricht aus derzeitiger Sicht Überwiegendes dafür, dass die antragsgegenständliche LNG-Anlage bei Versagung der Ausnahmegenehmigung nicht gebaut würde (siehe Abschnitt 3.4.).

288 Auf der anderen Seite erscheint es nach Prüfung der Umstände des Einzelfalles als geeignet, erforderlich und angemessen die Ausnahme auf 20 Jahre ab Inbetriebnahme zu befristen und mit den Bedingungen zur Kapazitätsvergabe, dem Kapazitätsmanagement und dem Engpassmanagement zu versehen, um die Belange der Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung durch die Investition (Art. 36 Abs. 1 a) der Richtlinie 2009/73/EG), der Verhinderung einer Beeinträchtigung des Wettbewerbs, des effizienten Funktionierens des Erdgasbinnenmarktes bzw. der betroffenen regulierten Netze oder der Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union (Art. 36 Abs. 1 e) der Richtlinie 2009/73/EG), der Beachtung des unionsrechtlichen Solidaritätsprinzips im Energiebereich und zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der neuen Infrastruktur (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG) zu fördern, ohne dass damit die Ermöglichung der Investition unmöglich gemacht würde.

289 Im Einzelnen:

### **3.8.1. Gewährung der Ausnahme (Tenor zu 1.)**

290 Mit dem Tenor zu 1. wird eine Jahresdurchsatzkapazität in Höhe von 15 Milliarden Kubikmeter (15 Mrd. m<sup>3</sup>/a) der LNG-Anlage Wilhelmshaven von der Anwendung der §§ 20 bis 26 Abs. 1 EnWG ausgenommen. Davon umfasst ist sowohl die Anwendung einer Festlegung nach § 26 Abs. 1 EnWG als auch einer Verordnung nach § 118a EnWG, aktuell der Verordnung zu regulatorischen Rahmenbedingungen für LNG-Anlagen.

291 Dies schließt sowohl eine Ausnahme von der Zugangs- als auch von der Entgeltregulierung ein. Abweichend vom umfassenderen Wortlaut des § 28a Abs. 1 Hs. 1 EnWG bedurfte es keiner Ausnahme von den Entflechtungsvorgaben der §§ 8 bis 10e EnWG. Diese Vorgaben sind für Betreiber von LNG-Anlagen nicht einschlägig, sodass es einer Ausnahme insoweit nicht bedurfte. Die §§ 8 bis 10e EnWG gelten im Verhältnis von Transportnetzbetreibern zu ihren vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen. Dementsprechend besteht auch die Pflicht zur Zertifizierung und damit einer ex ante-Kontrolle der Einhaltung der §§ 8 bis 10e EnWG nach §§ 4a, 4b EnWG nur für Transportnetzbetreiber. LNG-Anlagen sind zwar gemäß § 3 Nr. 16 und Nr. 20 EnWG als Gasversorgungs- und Energieversorgungsnetze einzustufen. Sie fallen aber nicht unter die Definition des Fernleitungsnetzes i. S. d. § 3 Nr. 19 EnWG und sind damit kein Transportnetz i. S. d. § 3 Nr. 31h EnWG. Die Antragstellerin ist somit nicht Transportnetzbetreiberin und Adressatin der Entflechtungsvorgaben der §§ 8 bis 10e EnWG.

292 Des Weiteren bedurfte es keiner Ausnahme von den §§ 26 Abs. 2 bis 28 EnWG, da diese vorliegend ebenfalls nicht einschlägig sind. Bei der LNG-Anlage in Wilhelmshaven handelt es sich weder um ein vorgelagertes Rohrleitungsnetz (§§ 26 und 27 EnWG) noch um eine Speicheranlage

(§ 28 EnWG). § 26 Abs. 1 EnWG betrifft zwar LNG-Anlagen. Die Norm enthält aber eine Festlegungskompetenz, die sich nur an die Bundesnetzagentur als Normadressaten richtet.

- 293 Eine Teilausnahme, die entweder auf die Zugangs- oder auf die Entgeltregulierung beschränkt gewesen wäre, kam aus Sicht der Beschlusskammer dahingegen nicht in Betracht. Wie bei der Analyse des Auslastungsrisikos (siehe Abschnitt 3.4.2.) dargestellt, würde damit das Risiko nicht hinreichend aufgefangen. Für eine zuverlässige, den Bau und Betrieb der LNG-Anlage sicherstellende Amortisation der Investition bedarf die Antragstellerin sowohl einer Entgelt- als auch einer Zugangsausnahme. Die Ausnahme von den Zugangsvorgaben wurde durch die Bedingungen zur Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement auf das erforderliche Maß beschränkt, um dem Ausnahmecharakter der Norm gerecht zu werden, aber auch keine übermäßigen Investitionshindernisse aufzubauen.
- 294 Von der Ausnahme umfasst sind auch unterbrechbare Kapazitäten. Klarstellend ist darauf hinzuweisen, dass sichergestellt sein muss, dass die Vermarktung der mittels Reservierungsquote zurückgehaltenen Kapazitäten (siehe Tenor zu 5.) durch die Vermarktung von unterbrechbaren Kapazitäten unberührt bleibt. Im Übrigen unterliegt die Kapazitätszuweisung und das Kapazitätsmanagement der unterbrechbaren Kapazitäten unter Beachtung der geltenden gesetzlichen Vorgaben, insbesondere der Diskriminierungsfreiheit nach § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG, der Vertragsfreiheit der Antragstellerin und der Nutzer.
- 295 Vor der Ausnahme umfasst ist zudem der Betrieb der Anlage an Stelle von LNG mit SNG einschließlich e-NG, da es sich bei SNG und e-NG, wie oben erläutert (siehe Abschnitt 3.1.2), um nahezu reines Methan handelt, welches wiederum nahezu identisch mit Erdgas ist, sodass es fossile Moleküle nahtlos ersetzen kann und eine Einspeisung von wiederverdampften SNG und e-NG in das Fernleitungsnetz technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist (Art. 1 Abs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG).
- 296 Nicht von der Ausnahme umfasst sind dahingegen Speicherdienstleistungen i. S. d. § 3 Nr. 19c EnWG. Nach § 3 Nr. 26 EnWG umfasst der rechtliche Begriff der LNG-Anlage eine Kopfstation zur Verflüssigung von Erdgas oder zur Einfuhr, Entladung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas. Darin eingeschlossen sind Hilfsdienste und die vorübergehende Speicherung, die für die Wiederverdampfung und die anschließende Einspeisung in das Fernleitungsnetz erforderlich sind. Ausdrücklich nicht umfasst vom Begriff der LNG-Anlage sind jedoch die zu Speicherzwecken genutzten Teile von LNG-Kopfstationen. Diese zu Speicherzwecken genutzten Teile von LNG-Anlagen sind rechtlich als Gasspeicheranlagen zu qualifizieren. Eine Nutzung der Tanks der LNG-Anlage zu Speicherzwecken bedürfte daher einer eigenen Genehmigung nach § 28a EnWG. Eine solche ist jedoch vorliegend nicht beabsichtigt und nicht beantragt (siehe Abschnitt 3.1.1.).

- 297 Nicht von der hier getroffenen Ausnahme umfasst sind zudem durch zukünftige wesentliche Kapazitätsaufstockungen geschaffene Kapazitäten (siehe Tenor zu 1. b)). Wann eine solche Kapazitätsaufstockung als wesentlich anzusehen ist, wird durch § 28a Abs. 2 EnWG näher konkretisiert. Danach ist die Wesentlichkeit der Kapazitätsaufstockung anhand des Umfangs des Investitionsvolumens und des zusätzlichen Kapazitätsvolumens anhand einer objektiven Betrachtungsweise zu bestimmen. Kapazitätsaufstockungen, die neue Gasversorgungsquellen erschließen, sind zudem stets als wesentlich zu betrachten. Eine Ausnahme für solche wesentlichen Kapazitätsaufstockungen kam nach Ansicht der Beschlusskammer nicht in Betracht, da diese für sich genommen gemäß § 28a Abs. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG Gegenstand einer neuen Ausnahmegenehmigung sein können. Eine Genehmigung auf Vorrat kommt demgegenüber nicht in Betracht. Aufgrund des Umfangs einer solchen Kapazitätsaufstockung ist vielmehr regelmäßig eine neue Prüfung und Bewertung der Ausnahmegenehmigungsvoraussetzungen sowie der Bedingungen über die Dauer einer solchen Ausnahme und den nichtdiskriminierenden Zugang zu den neu geschaffenen Kapazitäten (vgl. Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG) erforderlich.
- 298 Von der vorliegenden Ausnahme ebenfalls nicht umfasst ist eine Nutzung der Anlage mit Wasserstoff, da gegebenenfalls ausnahmefähige rechtliche Vorgaben für Wasserstoffinfrastrukturen und auch die temporäre Ausnahmemöglichkeit einer Wasserstoffinfrastruktur von der Regulierung erst im aktuell angekündigten Gas Paket 2024 der Europäischen Union eingeführt werden und somit zur Zeit weder ein entsprechendes nationales Regulierungsregime für Wasserstoff noch eine entsprechende Ausnahmegenehmigungsvorschrift für Anlagen mit Dienstleistungen in Bezug auf Wasserstoff besteht.

### **3.8.2. Befristung (Tenor zu 2.)**

- 299 Nach § 28a Abs. 1 EnWG und der korrespondierenden Richtlinienvorgabe des Art. 36 Abs. 1 der Richtlinie 2009/73/EG kann eine Ausnahme vom Netzzugangsregime des EnWG nur befristet für einen bestimmten Zeitraum erteilt werden. Dem folgend wird die Ausnahme mit dem Tenor zu 2. auf 20 Jahre ab kommerzieller Inbetriebnahme befristet. Dieser Zeitraum entspricht dem Antrag. Er ist damit jedenfalls ausreichend, um das besondere Risiko der Investition zu berücksichtigen und ein ausreichend stabiles Investitionsklima zu schaffen. Er entspricht auch dem üblichen Rahmen anderer Ausnahmegenehmigungen, die in der Regel für Zeiträume zwischen 20 und 25 Jahren erteilt werden.
- 300 Die Europäische Kommission hatte sich zuletzt in Ausnahmeverfahren dazu geäußert, welche Umstände für die Bestimmung der Ausnahmedauer heranzuziehen sind. Dabei sind die mit dem Vorhaben verbundenen Risiken zu berücksichtigen (siehe Abschnitt 3.4). Vor diesem Hintergrund

sind grundsätzlich die vertraglichen Vereinbarungen und Laufzeiten der langfristigen Kapazitätsverträge zu betrachten. Weiter sollte nach Ansicht der Europäischen Kommission die Dauer der Ausnahme gleich oder kürzer sein als der voraussichtliche Kostendeckungszeitraum der neuen Infrastruktur. In dem Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage „Deutsche Ostsee“ in Lubmin hat die Europäische Kommission dementsprechend festgestellt, dass eine Ausnahmedauer von 20 Jahren auch dann gerechtfertigt sei kann, wenn diese über die verbindlich geschlossenen Kapazitätsvertragsdauern hinausginge. Wesentliche Faktoren für die Dauer der Ausnahme können auch die Abschreibungs- und Tarifgeltungsdauern sein (vgl. Europäische Kommission, Beschluss vom 20.12.2022, Az. C(2022) 9902 final, Rn. 126).

301 Legt man diesen Maßstab zugrunde, ist die von der Antragstellerin beantragte Ausnahmedauer von 20 Jahren gerechtfertigt. [REDACTED]

[REDACTED]. Allerdings hat die Europäische Kommission darauf hingewiesen, dass ein wesentlicher Faktor für die Bestimmung der Ausnahmedauer auch der Abschreibungszeitraum sei. Die Antragstellerin hat insoweit dargelegt, dass die Abschreibungsdauer für die LNG-Anlage 20 Jahre beträgt (vgl. Darstellung in Antragsunterlage vom 15.02.2024, S. 1 ff. und Frontier Economics, Ergänzungsgutachten vom 15.02.2024, S. 2 ff.). Die Europäische Kommission hat in diesem Sinn in dem Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage in Stade bekräftigt, dass die Ausnahme grundsätzlich auch nicht für weniger als 20 Jahre gewährt werden sollte, da dieser Zeitraum zum einen innerhalb der normalen steuerlichen Abschreibungszeiträume liege und zum anderen dieser Zeitraum auch am unteren Ende dessen liegt, was im Falle anderer LNG-Anlagen gewährt wurde (vgl. Europäische Kommission, Beschluss vom 19.08.2022, Az. C(2022) 6098 final, Rn. 130).

302 Der Zeitpunkt des Fristbeginns mit der kommerziellen Inbetriebnahme der LNG-Anlage Wilhelmshaven ist gemäß Tenor zu 11. schriftlich mitzuteilen, so dass hinreichend Klarheit über den Freistellungszeitraum besteht.

303 Klarstellend sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die Ausnahmegenehmigung keine Betriebserlaubnis darstellt. Daher enthält die Ausnahmedauer auch keinen Aussagegehalt darüber, wie lange die Anlage tatsächlich genutzt wird oder genutzt werden darf. Die Ausnahme legt lediglich für die Dauer von 20 Jahren den Regulierungsrahmen fest. Etwaige andere Vorgaben aufgrund nationaler (insb. das LNG-Beschleunigungsgesetz und das Bundes-Klimaschutzgesetz) oder europäischer Regelungen (insb. Fit for 55) zur Abkehr von fossilen Energieträgern sind durch die Antragstellerin zu beachten und in den Vertragsabschlüssen mit den Nutzern zu berücksichtigen. Nach dem LNG-Beschleunigungsgesetz sollen die Genehmigungen für die in den Anwendungsbereich des LNG-Beschleunigungsgesetzes fallenden LNG-Anlagen zudem in Übereinstimmung mit den deutschen Klimazielen bis spätestens zum 31. Dezember 2043 befristet werden.

Die Anlagen können aber über diesen Zeitpunkt hinaus betrieben werden, wenn sie für klimaneutralen Wasserstoff und dessen Derivate genutzt werden. Dadurch wird sichergestellt, dass das durch das Bundes-Klimaschutzgesetz vorgegebene Ziel der Klimaneutralität spätestens 2045 weiterhin erreicht werden kann. Da insbesondere synthetisch erzeugtes Methan und Grüngase, wie Wasserstoff, unter den Gasbegriff des EnWG (§ 3 Nr. 19a EnWG) fallen können, soweit sie in ein Gasversorgungsnetz eingespeist werden, ist insoweit auch ein Anwendungsbereich für die Ausnahme genehmigung über das Jahr 2043 hinaus im Einklang mit dem LNG-Beschleunigungsgesetz und dem Bundesklimaschutzgesetz denkbar.

### **3.8.3. Auflage zu den Entgelten (Tenor zu 3.)**

304 Nach dem Tenor zu 3. wird die Antragstellerin verpflichtet, von den Nutzern der ausgenommenen Infrastruktur Entgelte zu erheben. Hiermit wird die Voraussetzung des § 28a Abs.1 Nr. 4 EnWG dauerhaft sichergestellt. Diese Auflage belastet die Antragstellerin allenfalls formell, da sie ohnehin die Erhebung von Entgelten beabsichtigt und diese zur Refinanzierung der Investition benötigt.

### **3.8.4. Regeln und Mechanismen zur Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement (Tenor zu 4. bis 7.)**

305 Die Vorgaben im Tenor zu 4. bis 7. regeln die Bedingungen für einen diskriminierungsfreien Zugang zu der antragsgegenständlichen LNG-Anlage i. S. d. Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 und 3 der Richtlinie 2009/73/EG.

306 (1) Ermessensentscheidung

307 § 28a Abs. 3 S. 2 EnWG verweist hinsichtlich der Prüfung des Verfahrens auf Art. 36 Abs. 3 bis 9 der Richtlinie 2009/73/EG. Nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG in seiner deutschen Fassung hat die Regulierungsbehörde in jedem Einzelfall der Notwendigkeit Rechnung zu tragen, Bedingungen für die Dauer der Ausnahme und den nichtdiskriminierenden Zugang zu der neuen Infrastruktur aufzuerlegen. Nach dem Wortlaut der deutschen Fassung scheint es sich hier um eine gebundene Entscheidung zu handeln. Danach wären Bedingungen für den nichtdiskriminierenden Zugang in jedem Einzelfall notwendig. Demgegenüber handelt es sich bei der Formulierung der englischen Originalfassung um eine Ermessenentscheidung, bei der eine Einzelfallbetrachtung anzustellen ist. Diese lautet: „In deciding to grant an exemption consideration shall be given, on a case by case basis, to the need to impose conditions regarding the duration of the exemption and non-discriminatory access“. Da die englische Originalfassung Grundlage der Verhandlungen des Parlaments war, ist diese wohl der deutschen Übersetzung vorzuziehen. Dafür spricht, dass auch die französische Fassung von einer Ermessenentscheidung ausgeht (vgl. „En décidant d'octroyer une dérogation, il convient de prendre en compte, au cas par cas, la nécessité

d'imposer des conditions concernant la durée de la dérogation et l'accès sans discrimination à l'infrastructure"). Dementsprechend ist davon auszugehen, dass es grundsätzlich im Ermessen der Regulierungsbehörde steht (zu den Einschränkungen siehe nachfolgende Ziffer (2)), ob im jeweiligen Einzelfall die Notwendigkeit besteht, Bedingungen für den nichtdiskriminierenden Zugang zu der Infrastruktur aufzuerlegen und welche im Einzelfall geeignet, erforderlich und angemessen sind (vgl. auch Thole, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Auflage 2019, § 28a EnWG, Rn. 21).

#### 308 (2) Ermessensreduzierung

309 Die Richtlinie engt das Ermessen der Regulierungsbehörde jedoch gemäß Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 der Richtlinie 2009/73/EG in zwei Punkten ein. Danach hat die Regulierungsbehörde Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung einschließlich bestimmter Engpassmechanismen zwingend vorzusehen. Hierzu gehört die Vorgabe gegen die Hortung von Kapazitäten, wonach ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten sind (UIOLI-Verfahren). Weiter ist als Mindestvorgabe vorzusehen, dass Nutzer der Infrastruktur das Recht haben müssen, ihre kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln.

#### 310 (3) Rahmen der Ermessensausübung

311 Bei der Ausübung des Ermessens hat die Beschlusskammer entsprechend § 40 VwVfG den Zweck des § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG (siehe insbesondere Abschnitt 3.8 (4)) und die gesetzlichen Grenzen des Ermessens, insbesondere den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit und den Grundsatz der Gleichbehandlung, beachtet. Nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG sind insbesondere die neu zu schaffende Kapazität und deren Bedeutung für die Gasversorgung, der Zeithorizont des Vorhabens und die einzelstaatlichen Gegebenheiten zu berücksichtigen.

#### 312 (4) Ermessensausübung

313 Die Beschlusskammer hat das ihr nach § 28a Abs. 1 und 3 S. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 und 3 der Richtlinie 2009/73/EG eingeräumte Ermessen dahingehend ausgeübt, die Ausnahme von den Zugangsverpflichtungen des § 20 EnWG nicht uneingeschränkt zu erteilen war, sondern nur soweit, wie eine Ausnahme zur Ermöglichung der Investition erforderlich war.

#### 314 (5) Restriktiver Ausnahmecharakter und Zweck des Ausnahmetatbestands

315 Diese Vorgehensweise entspricht dem restriktiven Ausnahmecharakter des Genehmigungstatbestandes des § 28a EnWG. Langjährige Ausnahmen von den Zugangsverpflichtungen der §§ 20 bis 26 Abs. 1 EnWG sind aufgrund des Ausnahmecharakters restriktiv zu handhaben, um das geltende Netzzugangsregime nicht ungerechtfertigt einzuschränken. Dem etablierten Zugangsregime zur Gewährleistung eines nichtdiskriminierenden Zugangs zu den Netzinfrastrukturen

kommt eine Schlüsselfunktion bei der Liberalisierung des Energiemarktes zu. Langjährige Ausnahmen von den Zugangsverpflichtungen der §§ 20 bis 26 Abs. 1 EnWG sind entsprechend des Zweckes der Ausnahmevorschrift daher nur dann und nur soweit gerechtfertigt, wie es zur Erreichung dieses Zweckes erforderlich ist (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 110; Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 11 und 17; vgl. auch: Arndt, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 4. Auflage 2023, § 28a, Rn. 2).

- 316 Der Ausnahmetatbestand des § 28a EnWG dient dem Ziel, größere Infrastrukturvorhaben im Interesse der Verbesserung von Wettbewerb und Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung zu fördern. Angesichts der erheblichen Investitionen, die benötigt werden, brauchen Investoren und Kapitalgeber Planungssicherheit über dauerhafte Kapitalrückflüsse. Solche Planungssicherheit wird in der Regel über den Abschluss langfristiger Kapazitätsverträge geschaffen. Anderenfalls steigt das Finanzierungsrisiko und die Investitionsbereitschaft sinkt. Durch die Ausnahme von den Zugangsverpflichtungen der §§ 20 bis 26 Abs. 1 EnWG soll für einen befristeten Zeitraum ein stabiles Investitionsklima, insbesondere über die Möglichkeit des Abschlusses langfristiger Verträge, ermöglicht werden, um den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit der Gasversorgung durch die neue Infrastruktur zu verbessern (vgl. BR-Drs. 613/04 (Beschluss) vom 24.09.2004, S. 25). Dementsprechend ist eine Ausnahme von den Zugangsverpflichtungen des EnWG nur soweit gerechtfertigt, wie es zur Ermöglichung der Investition erforderlich ist.
- 317 (6) Bedeutung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der Infrastruktur
- 318 Dieses Ergebnis wird durch die in § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG verankerte Verpflichtung von Betreibern eines Energieversorgungsnetzes zum diskriminierungsfreien Betrieb des Energieversorgungsnetzes bestätigt. Energieversorgungsnetze werden nach § 3 Nr. 16 EnWG als Gasversorgungsnetze definiert. Nach § 3 Nr. 20 EnWG zählen LNG-Anlagen zu den Gasversorgungsnetzen. Damit sind Betreiber von LNG-Anlagen zum diskriminierungsfreien Betrieb der LNG-Anlage verpflichtet. Der diskriminierungsfreie Betrieb der Infrastruktur dient der Gewährleistung des Wettbewerbs auf den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen der Erzeugung bzw. der Gewinnung von Gas und dem Vertrieb von Gas an Kunden. Damit möglichst eine Mehrzahl an Wettbewerbern auf dem Markt agieren kann, bedarf es niedriger Marktzutritts- und Marktaustrittsschranken. Ein diskriminierungsfreier Betrieb beinhaltet dementsprechend als wesentliches Kernelement die Möglichkeit, die Infrastruktur ohne Benachteiligung gegenüber anderen Marktteilnehmern nutzen zu können (diskriminierungsfreier Zugang zu der Infrastruktur). Eine Ausnahme von der Regulierung nach § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG kann den Betreiber einer LNG-Anlage nicht ohne Weiteres von der grundlegenden Verpflichtung nach § 11 Abs. 1 EnWG befreien, da diese Vorschrift gerade nicht als eine der Vorschriften genannt ist, von der eine Ausnahme erteilt werden kann. Dementsprechend greifen § 28a Abs. 1 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 1 der Richtlinie

2009/73/EG diesen Grundsatz des diskriminierungsfreien Betriebs auch auf und verlangen als Voraussetzung für eine Ausnahme von bestimmten Regulierungsvorgaben, dass durch die Investition der Wettbewerb bei der Gasversorgung verbessert wird (§ 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG) und die Ausnahme sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb oder das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes (§ 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG) bzw. auf das effiziente Funktionieren der betroffenen Netze und die Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union (§ 28a Abs. 1 Nr. 5 Alt. 3 und 4 EnWG, neue Fassung) auswirkt. Zudem hat die Regulierungsbehörde nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG in jedem Einzelfall zu prüfen, ob es notwendig ist, die Ausnahme mit Bedingungen für die Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der Infrastruktur zu versehen. Dementsprechend verweist auch die Europäische Kommission beispielsweise in dem Beschluss vom 19.08.2022 im Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Stade wie auch in dem Beschluss vom 25.05.2021 im Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Lubmin auf die Bedeutung der Vorgaben für eine diskriminierungsfreie Kapazitätsvergabe von langfristigen Kapazitäten und die Vorgaben für einen gesicherten Zugang zu 10% der jährlichen Gesamtkapazität der LNG-Anlage durch die auferlegte Reservierungsquote für eine Verbesserung der Versorgungssicherheit und des Wettbewerbs (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 19.08.2022, Az. C(2022) 6098 final, Rn. 55 sowie Beschluss der Europäischen Kommission vom 19.08.2022, Az. C(2022) 9902 final, Rn. 61).

- 319 (7) Beitrag zur Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit der Gasversorgung
- 320 Die Beschlusskammer hat bei ihrer Ermessenentscheidung berücksichtigt, dass mit der antragsgegenständlichen LNG-Anlage der Aufbau der LNG-Infrastruktur vorangetrieben wird. Hierdurch können in Deutschland neue Gasbezugsquellen aus Übersee erschlossen und Transportrouten unmittelbar nach Deutschland geschaffen werden. Auch aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage kommt der durch LNG-Anlagen bestehende Möglichkeit, zusätzliche Mengen an LNG importieren zu können, eine große Bedeutung im Energiemarkt zu. Auf diese Weise kann die LNG-Anlage einen bedeutenden Beitrag zur Diversifizierung der Erdgasversorgung in Deutschland und den zusammenhängenden Märkten in Nordwesteuropa leisten. Sie verbessert damit den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung (§ 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG).
- 321 (8) Trend im LNG-Markt zu kurzfristigen Geschäften
- 322 Die Beschlusskammer hat weiter berücksichtigt, dass der LNG-Markt dynamischen Entwicklungen unterliegt und eine wachsende Bedeutung in Europa beobachtet werden kann. Dies gilt in besonderem Maße aufgrund der aktuellen geopolitischen Situation und ihrer Auswirkungen auf die Energiemärkte.
- 323 Um beurteilen zu können, ob und in welcher Form Bedingungen für den nichtdiskriminierenden Zugang zu der LNG-Anlage (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG) erforderlich sind,

hat die Beschlusskammer verschiedene Kennzahlen des LNG-Marktes im Zeitraum zwischen 2012 und 2023 analysiert. Als Datenquelle dienten dabei der „GIIGNL Annual Report“ der Jahre 2020, 2021 und 2023 der International Group of Liquefied Natural Gas Importer (GIIGNL), einer Organisation mit dem Ziel, die Entwicklung von Aktivitäten im Zusammenhang mit LNG zu fördern. Alle diese Berichte sind öffentlich zugänglich (vgl. <https://giignl.org/resources2/>, Abruf am 22.02.2024).

- 324 Im Rahmen dieser Auswertung stellte die Beschlusskammer fest, dass das Volumen der LNG-Importe grundsätzlich weltweit deutlich zunimmt. Angesichts der aktuellen Situation hat der LNG-Import in 2022 im Vergleich zu 2021 in Europa zu einem Anstieg von 60% geführt, da in Europa Pipelineimporte aus Russland durch andere Gasquellen, insbesondere LNG, ersetzt werden müssen. Neben dem gesamthaften Anstieg der LNG-Importe änderte sich auch die Art der getätigten Geschäfte. Wurden 2012 noch 75% aller LNG-Mengen langfristig, d.h. mit einer vertraglichen Laufzeit von mehr als vier Jahren gehandelt, so sank dieser Anteil auf 66% im Jahr 2019 und auf 60% im Jahr 2020. Der Anteil der LNG-Mengen, die kurzfristig, d.h. mit einer vertraglichen Laufzeit von höchstens vier Jahren, gehandelt wurden, stieg im betrachteten Zeitraum analog dazu von 25% in 2012 auf 40% in 2020 an. Dieses hohe Niveau konnte in 2022 nicht ganz gehalten werden, sondern sank leicht auf 35% ab.
- 325 Diese Trends wurden auch von einer von der Europäischen Kommission (Directorate-General for Energy, Internal Energy Market) in Auftrag gegebenen Studie (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020) bestätigt. Insgesamt ist ein anhaltender Trend zu steigenden LNG-Importen nach Europa zu beobachten. Dieser Trend dürfte sich wie ausgeführt aufgrund der aktuellen geopolitischen Situation fortsetzen. Dementsprechend besteht ein Trend zu einer steigenden Auslastung der bestehenden LNG-Anlagen in Europa (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 18ff.). Zudem bestehen aktuell weiterhin Bestrebungen, die LNG-Infrastruktur insbesondere in Nordwesteuropa auszubauen. Auch im Zusammenhang mit der Energiewende in Deutschland, aber vor allem aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage und der damit verbundenen Notwendigkeit der Diversifizierung des Erdgas-Bezugs und Substituierung russischer Gasimporte, gewinnt der Import von LNG weiterhin maßgeblich an Bedeutung. Dabei war ein wachsender LNG-Spotmarkt und eine wachsende Nachfrage nach Kurzfristprodukten zu beobachten (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 22f., 39).
- 326 (9) Bedingungen dienen der Einhaltung der Genehmigungsvoraussetzungen (Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG)

- 327 Die Beschlusskammer hat daher in Tenor zu 4. bis 7. Bedingungen für den nichtdiskriminierenden Zugang zu der antragsgegenständlichen LNG-Anlage bestimmt. Diese Bedingungen stellen vor dem skizzierten Hintergrund sicher, dass die LNG-Anlage den größtmöglichen Beitrag zur Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit leisten kann (§ 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG) und gewährleisten damit letztlich auch die Genehmigungsfähigkeit des Vorhabens. Auf diesen Umstand haben auch die Dienststellen der Europäischen Union hingewiesen, die es für den Fall, dass die Ausnahme langfristige Kapazitätsverträge ermöglicht, für wahrscheinlich halten, dass effektive Engpassmechanismen zur Vermeidung eines möglichen Abschottungseffektes erforderlich sind (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 42).
- 328 Nach der Regelungssystematik des Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG hat die Beschlusskammer in einem ersten Schritt festzustellen, ob die LNG-Anlage den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung im relevanten Markt verbessert. Nur wenn dies gegeben ist, liegen die gesetzlichen Voraussetzungen für eine mögliche Ausnahmegenehmigung nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG vor.
- 329 Auf der Rechtsfolgenseite steht es dann im Ermessen der Regulierungsbehörde zu bestimmen, inwieweit die Ausnahmegenehmigung zu erteilen ist und wie die Regeln und Mechanismen zum Kapazitätsmanagement und der Kapazitätsvergabe ausgestaltet werden müssen, um die in einem Spannungsverhältnis zueinanderstehenden Ziele des Ausnahmetatbestands bestmöglich zu erreichen. Der Maßstab ist hier ein anderer als bei den gesetzlichen Voraussetzungen. Ziel ist es, den Zugang zu der LNG-Anlage auch während der Ausnahmedauer möglichst wettbewerbsförderlich auszugestalten. Bezugspunkt ist hier anders als bei der Analyse der Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit im Rahmen des § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG dann nicht nur der Wettbewerb im deutschen bzw. nordwesteuropäischen Markt, sondern auch der sogenannte Intra-Terminal-Wettbewerb, also der Wettbewerb um den Zugang zu der LNG-Anlage selbst. Im Rahmen der zu treffenden Ermessenentscheidung im Hinblick auf die Kapazitätsregeln ist demnach auf der einen Seite die Förderung von Wettbewerb und Versorgungssicherheit durch eine nicht über das erforderliche Maß hinausgehende Ausnahme von der Regulierung zu beachten (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 91 und 110). Auf der anderen Seite soll die Investition in die größere Infrastruktur, wenn sie denn grundsätzlich förderlich für den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit ist, durch eine Ausnahme von der Regulierung ermöglicht werden. Dabei wird deutlich, dass die Ausnahme von der Regulierung nicht über das zur Ermöglichung der Investition erforderliche Maß hinausgehen kann. So muss der Antragsteller nachweisen, dass die Investition aufgrund des damit verbundenen Regulierungsrisikos ohne die Ausnahme nicht getätigt würde (§ 28a Abs. 1 Nr. 2 EnWG). Der Regulierungsbehörde stehen im Rahmen der zu treffenden Ermessenentscheidung mehrere nebenei-

inander stehende Mittel zur Verfügung, um die Ausnahme auf das dafür erforderliche Maß zu beschränken (vgl. auch Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 110). So soll die Ausnahme zwingend befristet werden (§ 28a Abs. 1 EnWG). Die Ausnahme kann auf die gesamte Kapazität oder einen Anteil der Gesamtkapazität der neuen Infrastruktur oder auch nur auf bestimmte Teile der Infrastruktur erstreckt werden (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 1 und Abs. 8 c) der Richtlinie 2009/73/EG). Darüber hinaus hat die Regulierungsbehörde vor dem Erlass der Ausnahmegenehmigung die Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätsvergabe festzulegen. Welche Regelungen – über das zwingend vorzusehende Recht auf Sekundärvermarktung und das Verfahren gegen das Horten von Kapazitäten (UIOLI-Verfahren) hinaus – erforderlich und angemessen sind, um die Ziele des Ausnahmebestands zu erreichen, steht im Ermessen der Regulierungsbehörde. Auch hier ist eine Abwägung zu treffen, um eine möglichst umfangreiche Förderung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit zu erreichen, ohne die Investition unmöglich zu machen. Hier ist neben dem Wettbewerb bei der Gasversorgung im maßgeblichen deutschen bzw. nordwesteuropäischen Markt auch der Intra-Terminal-Wettbewerb zu berücksichtigen. Diesen Anforderungen wird die Auferlegung der Reservierungsquote in Höhe von mindestens 10% der jährlichen Durchsatzkapazität in Tenor zu 5. vollumfänglich gerecht, indem sie einen dauerhaften gesicherten Drittzugang für potentielle Kunden über den gesamten Genehmigungszeitraum schafft. Wettbewerbsabträglichen Abschottungseffekten wird so wirksam entgegengewirkt.

- 330 Gleichzeitig ist jedoch aufgrund des Umfangs der zurückzuhaltenden Kapazität in Höhe von mindestens 10% der jährlichen Durchsatzkapazität gewährleistet, dass die Investition durch die auferlegten Zugangsverpflichtungen nicht unmöglich gemacht wird, da die zur Sicherung der Investition erforderlichen langfristigen Kapazitätsverträge abgeschlossen werden können.
- 331 Buchungsbeschränkungen für marktmächtige Unternehmen waren aus Sicht der Beschlusskammer dahingegen nicht erforderlich. Unter Berücksichtigung der für die LNG-Anlage Wilhelmshaven getätigten HoA trägt die LNG-Anlage zu einer Diversifizierung der Lieferquellen bei und führt zu keinen nachteiligen Auswirkungen auf den Wettbewerb, da die voraussichtlich langfristig Buchenden weder auf der Produzenten- noch auf der nachgelagerten Ebenen im Markt für Erdgas in Deutschland und Nordwesteuropa eine marktbeherrschende Stellung haben (Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 162 ff.).

332

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

- 333 [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED] Negative Effekte auf den Wettbewerb sind damit nicht zu erwarten.
- 334 Ebenso sind durch eine Ausnahmegenehmigung keine nachteiligen Auswirkungen auf den Wettbewerb in Bezug auf die nachgelagerten Märkte zu erwarten. [REDACTED] [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]
- 335 Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass zukünftig die Marktkonzentration auf dem Erdgas-handelsmarkt aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen und dem Ausbau erneuerbarer Energien ohnehin nachlässt.
- 336 (10) Verhältnismäßigkeit
- 337 Die tenorierten Bedingungen sind auch verhältnismäßig. Sie sind geeignet, einen möglichst effektiven nichtdiskriminierenden Zugang auf kurzfristiger Basis auch für potentielle neue Kunden während der Geltungsdauer der Ausnahme sicherzustellen. Zu diesem Zweck müssen mindestens 10% der Gesamtkapazität der LNG-Anlage Wilhelmshaven auf fester Basis jährlich mit einem festgeschriebenen Vorlauf (year ahead oder unterjährig) vermarktet werden. Damit wird eine Abschottung der LNG-Anlage durch langfristige Kapazitätsverträge gegenüber potentiellen neuen Kunden und die Schaffung einer potentiellen vertraglichen Engpasssituation für die Dauer der Ausnahmegenehmigung verhindert.
- 338 Die tenorierten Bedingungen sind erforderlich, um einen möglichst effektiven nichtdiskriminierenden Zugang auch für potentielle neue Kunden während der Geltungsdauer der Ausnahme sicherzustellen. Sie sind das Ergebnis einer Betrachtung und Prognose des LNG-Marktes, der Berücksichtigung der für den Leitungsbereich geltenden Engpass- und Ausnahmemöglichkeiten und der von der Antragstellerin vorgetragenen technischen Besonderheiten der LNG-Anlage, ihres Vermarktungskonzeptes und der berechtigten Anliegen der Kreditgeber und potentiellen Kunden. Sie gehen nicht über das Maß hinaus, was für die Gewährleistung eines effektiven nichtdiskriminierenden Zugangs während der Geltungsdauer der Ausnahme erforderlich ist. Weniger belastende Mittel sind nicht ersichtlich.

339 Die tenorierten Bedingungen sind auch angemessen. Sie berücksichtigen den Nutzen der geplanten LNG-Anlage für den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit und mildern die sogenannten Regulierungsrisiken soweit ab, dass die Investition ermöglicht wird. So erlaubt es die Ausnahme-genehmigung, dass 90% der Gesamtkapazität durch langfristige Verträge vermarktet werden. Investoren und Kreditgeber können dadurch kalkulierbare und dauerhafte Kapitalrückflüsse verzeichnen. Dies schafft ein hinreichend sicheres und stabiles Investitionsklima. Bei der Bestimmung der Regeln und Mechanismen für die Kapazitätsvergabe und das Kapazitätsmanagement hat die Beschlusskammer zudem die individuellen technischen und operationellen Gegebenheiten der antragsgegenständlichen LNG-Anlage beachtet.

#### **3.8.4.1. Langfristige Vergabe von Kapazitäten (Tenor zu 4.)**

340 Mit dem Tenor zu 4. wird die Antragstellerin dazu verpflichtet, bei der langfristigen Vergabe von Kapazitäten ein diskriminierungsfreies und transparentes Verfahren anzuwenden. Dabei hat sie in ihren Kapazitätsverträgen mindestens die in Tenor zu 4. a) näher bestimmten Regelungen zur Registrierungspflicht, der Mindestbuchungshöhe, der Mindestbuchungsdauer und dem Buchungsjahr vorzusehen, die eine diskriminierungsfreie Kapazitätszuweisung gewährleisten. Darüber hinaus sind von der Antragstellerin zeitliche Vorgaben bei der Vergabe der langfristigen Kapazitäten gem. Tenor zu 4 b.) zu beachten. Die langfristige Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten sind im Tenor zu 4. c) näher geregelt.

341 Darüberhinausgehende Regelungen, die ein diskriminierungsfreies Verfahren näher ausgestalten, sind zulässig. Insoweit gilt der Nichtdiskriminierungsgrundsatz auch für die Kapazitätsvergabe im Rahmen der Ausnahme. Darin liegt kein Widerspruch zur Ausnahme von den Zugangsverpflichtungen nach § 20 EnWG. Wie ausgeführt (siehe hierzu Abschnitte 3.8.), ist bei der Ermessensentscheidung zur Gewährung der Ausnahme und Auferlegung von Bedingungen für den nichtdiskriminierenden Zugang zu berücksichtigen, inwieweit eine Ausnahme zur Ermöglichung der Investition erforderlich ist. Es sind keine Anhaltspunkte dafür ersichtlich und auch nicht von der Antragstellerin vorgetragen, dass die in Tenor zu 4. genannten Regeln zur langfristigen Vergabe von Kapazitäten das Investitionsvorhaben unmöglich machen.

342 a) Buchungsaufgaben für langfristig Buchende (Tenor zu 4. a))

343 Tenor zu 4. a) regelt im Interesse eines diskriminierungsfreien und reibungslosen operationellen Vergabeverfahrens, welche Buchungsaufgaben langfristig Buchende zu beachten haben.

344 Im Einzelnen:

345 (1) Registrierung

- 346 Die Vorgabe nach Tenor zu 4. a) (1), wonach potenzielle Nutzer beim Anbieter von Kapazitäten registriert sein müssen, um diese erwerben zu können, ist eine etablierte Praxis im Bereich der Vermarktung von Kapazitäten im Fernleitungsbereich. Eine Vorab-Registrierung entspricht dem nachvollziehbaren Bedürfnis der Antragstellerin nach einem ihr bekannten und verlässlichen Vertragspartner. Sie stellt keine unzulässige Hürde bezüglich des freien Zugangs zu den entsprechenden Infrastrukturen dar. Teilnehmer des Interessenbekundungsverfahrens müssen sich nicht erneut registrieren. Inwieweit die Antragstellerin weitergehende Prüfungen, beispielsweise Bonitätsprüfungen, oder sonstige Überprüfungen potenzieller Nutzer vornimmt, unterliegt ihrer unternehmerischen Entscheidungsfreiheit, solange der Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit gewahrt bleibt und die Prüfungen keine unangemessenen Marktzugangsbarrieren darstellen.
- 347 (2) Angebot unterschiedlicher Produkte
- 348 Der Antragstellerin steht es nach Tenor zu 4. a) (2) frei, unterschiedliche Produkte anzubieten. Diese unterliegen jedoch dem Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit. Dies stellt keine unzulässige Hürde bezüglich des freien Zugangs zu den entsprechenden Infrastrukturen dar.
- 349 Der Standard-Slot wird von der Antragstellerin auf 175.000 m<sup>3</sup> LNG oder verflüssigtes SNG festgelegt, jedoch sind Anlandungen mit bis zu [REDACTED] LNG oder von verflüssigtem SNG, wie von der Antragstellerin im Antrag vom 01.11.2023 vorgetragen, möglich. Jeder Entladeslot ermöglicht eine Entladung von 175.000 m<sup>3</sup> LNG. Bei Anlandungen mit einem Volumen von weniger als 175.000 m<sup>3</sup> LNG verfällt die nicht genutzte Restmenge. Zur Anlandung von Kapazitäten zwischen 175.000 m<sup>3</sup> und [REDACTED] LNG ist die Inanspruchnahme eines weiteren Entladeslots sowie die vorherige Zustimmung seitens der Antragstellerin vonnöten. Die Zustimmung darf jedoch nur aus betrieblichen Gründen wie unzureichend zur Verfügung stehender Zwischenspeicher, Wiederverdampfungs- oder Anschlusspipelinekapazität verwehrt werden (vgl. Antrag, S. 17).
- 350 Mit dem Entladeslot erwirbt der Kunde das Recht auf eine Zwischenspeicherkapazität von [REDACTED] (vgl. Antrag, S. 18). Auf Wunsch des Kunden kann die Dauer der Zwischenspeicherung angepasst werden (vgl. Antrag, S. 20f.). Eine saisonale Speicherung ist jedoch nicht möglich.
- 351 Die Antragstellerin plant das Angebot von Kapazitätsprodukten mit verschiedenen Laufzeiten (vgl. Antrag, S. 18f.). Die Dauer des Basisdienstleistungsprodukts hat eine Laufzeit von 20 Jahren. Ein breites Produktportfolio bietet interessierten Terminalnutzern die Möglichkeit, Produkte und Dienstleistungen individuell in Abhängigkeit von ihrem eigenen Bedarf zu buchen und auf diese Weise ihr Portfolio zu einem hohen Grad zu optimieren. Auf der anderen Seite birgt ein breites Produktportfolio aber auch das Risiko einer möglichen Diskriminierung, sollten Produkte nur unzureichend ausgestaltet sein. Auch eine nicht ausreichende Transparenz der unterschiedlichen Ausgestaltungsoptionen kann zu einer Ungleichbehandlung führen. Das Produkt- und Dienstleistungsangebot hat daher jederzeit unter dem Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit zu stehen.

- 352 Der Antragstellerin steht es frei, weitere Produkte anzubieten. Die Beschlusskammer sieht hier keinen zusätzlichen Regelungsbedarf. Dies schließt allerdings nicht aus, dass die Antragstellerin weitere Regelungen treffen kann.
- 353 (3) Mindestbuchungshöhe
- 354 Tenor zu 4. a) (3) erlaubt der Antragstellerin in den Kapazitätsverträgen eine Mindestbuchungshöhe von höchstens 1 Mrd. m<sup>3</sup>/a an wiederverdampftem Erdgas oder synthetischem Methan pro Jahr an Durchsatzkapazität festzulegen.
- 355 Bei der Ermessensausübung hat die Beschlusskammer das berechtigte Interesse der Antragstellerin, die Zahl der Erstbuchenden zu begrenzen, berücksichtigt. Damit wird das zulässige Ziel verfolgt, das langwierige und komplexe Vertragsanbahnungsverfahren und die Festlegung der Jahresdienstleistungspläne in der späteren operativen Phase des LNG-Anlagenbetriebs mit einem angemessenen Aufwand bewältigen zu können. Die Bestimmung einer Mindestbuchungshöhe limitiert bei gegebener Gesamtkapazität der LNG-Anlage die mögliche Anzahl der Kunden und ist deshalb ein geeignetes Instrument, um dieses Ziel zu erreichen. Eine hohe Mindestbuchungshöhe kann die Anzahl der potentiellen Kunden allerdings unangemessen stark einschränken und würde gegebenenfalls eine unzulässige Zugangsbarriere gegenüber potentiellen kleineren Marktteilnehmern darstellen. Unter Beachtung der geplanten Jahresdurchsatzkapazität in Höhe von 15 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas oder synthetischem Methan pro Jahr erachtet die Beschlusskammer eine Mindestbuchungshöhe in Höhe von höchstens 1 Mrd. m<sup>3</sup>/a als angemessen, um einerseits das legitime Interesse der Antragstellerin an einer Reduktion der Komplexität zur Sicherung der Handlungsfähigkeit im Terminalbetrieb zu verfolgen und gleichzeitig keine unzulässig hohen Zutritts- und Zugangsbarrieren aufzubauen.
- 356 In den vorliegenden Ausführungen der Antragstellerin im Rahmen der eingereichten Regeln und Mechanismen hat diese eine Mindestbuchungshöhe in Höhe von 1 Mrd. m<sup>3</sup>/a eingereicht. Die Bestimmung einer Höchstgrenze für die Mindestbuchungshöhe gestattet es der Antragstellerin eine geringere Mindestbuchungshöhe festzulegen, sofern die operativen und technischen Gegebenheiten der LNG-Anlage dies erlauben. Die Festlegung einer Mindestbuchungshöhe steht einer Buchung von mehr als 1 Mrd. m<sup>3</sup> an wiederverdampftem Erdgas oder synthetischem Methan pro Jahr durch potentielle Kunden nicht im Wege. Damit trägt diese Vorgabe zu förderlichen Investitionsbedingungen bei, indem sie einzelne Kunden nicht per se ohne Vorliegen einer Übernachtfragesituation in der Buchungshöhe begrenzt.
- 357 (4) Mindestbuchungsdauer
- 358 Tenor zu 4. a) (4) bestimmt, dass die Mindestbuchungsdauer höchstens 5 Jahre beträgt. Dem liegen folgende Erwägungen zugrunde: Größere neue Infrastrukturen, wie LNG-Anlagen, dienen

grundsätzlich der Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit in der Gaswirtschaft durch die Erschließung neuer Gasversorgungsquellen. Die Errichtung solcher großen neuen Infrastrukturanlagen geht mit hohen Investitionen einher. Um die finale Investitionsentscheidung für die Errichtung des LNG-Terminals treffen zu können, benötigen die Antragstellerin und ihre Kreditgeber ein gewisses Maß an Sicherheit hinsichtlich der zukünftigen Erlöse. Dieses Ziel kann dadurch erreicht werden, dass die Erstbuchenden langfristig Kapazitäten buchen. Wie bei der Vorgabe der Mindestbuchungshöhe, ist jedoch auch hier zu berücksichtigen, dass eine zu hoch angesetzte Mindestbuchungsdauer ein unzulässiges Zugangshindernis darstellen kann. Potentielle Kunden mit einem kürzeren Planungshorizont könnten abgeschreckt werden. Dies würde das mit Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG verfolgte und in § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG verankerte Ziel, einen möglichst diskriminierungsfreien Drittzugang zu der Infrastruktur sicherzustellen, beeinträchtigen.

359 Unter Berücksichtigung der Ausführungen der Antragstellerin hält die Beschlusskammer eine Mindestbuchungsdauer in Höhe von höchstens 5 Jahren für angemessen, um auf der einen Seite dem Interesse der Antragstellerin nach Planungssicherheit gerecht zu werden. Auf der anderen Seite wird auch Kunden mit dem Wunsch nach kürzeren Buchungsdauern Zugang zur LNG-Anlage ermöglicht. Potentielle Zugangsbarrieren werden so geringgehalten. Die Antragstellerin kann zudem durchaus Verträge mit längerer Laufzeit vereinbaren, wenn Kunden dazu bereit sind. Damit wird auch dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit Rechnung getragen, indem die Vorgabe nicht über das zur Gewährleistung niedriger Zugangsbarrieren auf der einen Seite, aber auch der Ermöglichung der Investition auf der anderen Seite erforderliche Maß hinausgeht.

360 (5) Buchungsjahr

361 Die Bestimmung, dass das Buchungsjahr identisch mit dem Kalenderjahr ist (Tenor zu 4. a) (5)), sorgt bei allen Beteiligten für ein einheitliches Verständnis. Die Wahl des Kalenderjahres erfolgt hier auf Grundlage des Vortrags der Antragstellerin. Die Klarstellung ist erforderlich, um allen Marktakteuren zu verdeutlichen, dass hier eine zum Beispiel vom Fernleitungsbereich (dort ist das Gaswirtschaftsjahr das maßgebliche Buchungsjahr) abweichende Regelung getroffen wird.

362 b) Langfristige Erstvergabe der Kapazitäten (Tenor zu 4. b))

363 Tenor zu 4. b) enthält Mindestvorgaben für ein diskriminierungsfreies und transparentes Verfahren zur erstmaligen Vergabe von Kapazitäten auf der Basis langfristiger Verträge.

364 Im Einzelnen:

365 (1) Mindestzeitraum in Höhe von 10 Werktagen für gleichrangige Interessenbekundungen an der Kontrahierung von Kapazitäten

366 Tenor zu 4. b) (1) regelt, dass alle Interessenbekundungen für die erstmalige Vergabe von Kapazitäten auf Basis langfristiger Kapazitätsverträge innerhalb eines Buchungsfensters von 10 Werktagen gleichrangig zu behandeln sind. Das beinhaltet auch solche potentiellen Nutzer, die bisher noch gar nicht an Vorvertragsverhandlungen teilgenommen haben. Diese Regelung sichert die Chancengleichheit aller potentiellen Nutzer, wie sie im Rahmen des Interessenbekundungsverfahrens nach Art. 36 Abs. 3 UAbs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG vorausgesetzt wird. Um zu verhindern, dass einzelne potentielle Nutzer ihren aufgrund unterschiedlich weit gediehener Vorvertragsverhandlungen erlangten Informationsvorsprung bei der langfristigen Erstvergabe der Kapazitäten ausspielen können, wird ein Buchungszeitraum in Höhe von mindestens 10 Werktagen festgesetzt. In diesem Buchungszeitraum gelten alle Buchungsanfragen als gleichzeitig eingegangen. Der Beginn der Erstvergabe ist mit mindestens 10 Werktagen Vorlauf unter Hinweis auf die Registrierungspflicht bekannt zu geben. Den registrierten Kunden sind vor Beginn des Buchungszeitfensters sämtliche Vergaberegeln zur Verfügung zu stellen. Damit wird allen potentiellen Nutzern, unabhängig davon, ob sie bereits in Vorverhandlungen mit der Antragstellerin eingetreten waren, eine angemessene Zeit zur Vorbereitung und zum Stellen der Buchungsanfrage eingeräumt. Die Regelung dient letztlich der Verbesserung des Wettbewerbs (Art. 36 Abs. 1 Buchstaben a) und e) der Richtlinie 2009/73/EG) und der Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der neuen Infrastruktur (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG), indem möglichst vielen Marktteilnehmern die gleiche Möglichkeit zum Markteintritt eingeräumt wird. Da 90% der Gesamtkapazität der LNG-Anlage auf der Basis langfristiger Kapazitätsverträge vergeben werden können, spielt die Einhaltung des Grundsatzes der Nichtdiskriminierung gerade im Rahmen der langfristigen Erstvergabe eine große Rolle. Das Buchungszeitfenster ist auch angemessen. Eine ungerechtfertigt lange Verzögerung des Verfahrens zur erstmaligen Kapazitätsvergabe ist hierdurch nicht zu befürchten.

367 (2) Regelungen für den Fall einer Übernachtfrage

368 Tenor zu 4. b) (2) macht Vorgaben für ein diskriminierungsfreies Verfahren bei Übernachtfragen. Dem liegen folgende Erwägungen zugrunde. Im Rahmen eines einheitlichen Buchungszeitraums besteht die Möglichkeit des Auftretens von Übernachtfragen. Es muss deshalb bestimmt werden, wie eventuelle Übernachtfragen aufzulösen sind. Das Verfahren zur Auflösung von Übernachtfragen sollte dabei nicht die Ziele beeinträchtigen, die mit der Bestimmung des einheitlichen Buchungszeitraums verbunden sind. Maßgeblich für die Bestimmung des einheitlichen Buchungszeitraums ist, dass möglichst viele potentielle Nutzer gleichrangig und damit weitestgehend unabhängig von ihrem bisher erlangten Informationsstand im Vergabeverfahren zum Zuge kommen. Damit wird ein diskriminierungsfreier Zugang (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG) zu der LNG-Anlage auch im Hinblick auf die langfristig zu vergebenden Kapazitäten gewahrt. Möglichst niedrige Marktzutrittsbarrieren dienen letztlich der Verbesserung des Wettbewerbs (§ 28a Abs. 1 Nr.1 EnWG). Die Bestimmung einer rätierlichen Zuweisung der vorhandenen Kapazität im

Falle einer Übernachtfrage dient den genannten Zielen, da hier möglichst viele potentielle Nutzer diskriminierungsfrei und gleichmäßig berücksichtigt werden. Jeder Nutzer muss gleichrangig auf den identischen prozentualen Anteil an seiner ursprünglich gewünschten Kapazität verzichten.

- 369 Die Beschlusskammer hat zudem bestimmt, dass die Zuweisung unter Berücksichtigung der jeweiligen Buchungsdauer und des Buchungsvolumens der Buchenden vorgenommen werden darf. Bei der Zuweisung dürfen Buchungsanfragen über einen längeren Buchungszeitraum und ein größeres Buchungsvolumen vorrangig berücksichtigt werden. Diese Regelung ist geeignet, um zum einen eine – auch im Interesse der Versorgungssicherheit von Deutschland und der Europäischen Union liegende – positive Investitionsentscheidung zu ermöglichen und zum anderen ein diskriminierungsfreies Verfahren für den Fall von Übernachtfragen zu regeln, das keine übermäßigen Marktzutrittsbarrieren aufstellt. An der Anwendung des Pro-rata-Grundsatzes als Ausgangspunkt bei der Zuteilung der langfristigen Kapazitäten hält die Beschlusskammer weiterhin fest. Nach Auffassung der Beschlusskammer ist die ratierte Zuweisung ein besonders wichtiger Bestandteil der Regeln und Mechanismen des Kapazitätsmanagements und der Kapazitätszuweisung, da somit auch niedrigere Gebote Berücksichtigung finden und nicht von vornherein ausgeschlossen sind. Dadurch werden die Zugangsbarrieren nicht zu hoch angesetzt und der Wettbewerb verbessert.
- 370 (3) Basistarif, Preisaufläge in Abhängigkeit der Buchungsdauer
- 371 Tenor zu 4. b) (3) ermöglicht, dass sich der bei der Erstvergabe angewendete Basistarif auf Buchungen mit einer Laufzeit der Buchung von 20 Jahren bezieht (Basisdienstleistungsprodukt). Bei Buchungen mit kürzeren Laufzeiten ist die Erhebung von Preisauflägen in Abhängigkeit der Laufzeit auf den Basistarif zulässig. Für Verträge mit einer Laufzeit von 15 bis 19 Jahren dürfen Preisaufläge nicht mehr als 10% ausgehend vom Basistarif betragen. Aus Gründen der Transparenz sind diese Preisaufläge allen potentiellen Nutzern vor der Erstvergabe bekanntzumachen.
- 372 Die Antragstellerin hat in Ihrem Schreiben vom 31.01.2024 dargelegt, dass sie die Vermarktung der Durchsatzkapazität der LNG-Anlage auf langfristiger Basis für 20 Jahre anstrebe. Gleichwohl wolle man den Kundenwunsch nach kürzeren Laufzeiten berücksichtigen.
- 373 Die Beschlusskammer hatte zunächst eine Deckelung der Preisaufläge für Kapazitätsbuchungen mit einer Laufzeit von weniger als 20 Jahren in Höhe von 10% vorgesehen. Mit Schreiben vom 31.01.2024 hat die Antragstellerin daraufhin vorgetragen, dass Kapazitätsbuchungen mit einer kürzeren Laufzeit bezogen auf das Basisdienstleistungsprodukt eine geringere Einnahmesicherheit bedeuten und eine Deckelung von Preisauflägen auf 10% bezogen auf den Basistarif keine hinreichend sicheren Kapitalrückflüsse in der für das Projekt notwendigen Größenordnung generieren. Dies würde sich unmittelbar auf die Wirtschaftlichkeit des Projektes auswirken.

- 374 Die Beschlusskammer folgt dem Vortrag der Antragstellerin dahingehend, dass sie die Erhebung von Preisauflschlägen in Abhängigkeit der Laufzeit zulässt. Da jedoch sowohl das Interesse der Antragstellerin nach Planungssicherheit beim Treffen der Investitionsentscheidung als auch die Sicherstellung des Zugangs von Kunden mit dem Wunsch nach kürzeren Buchungszeiträumen zu berücksichtigen sind, sind diese Preisauflschläge bezogen auf den Basistarif nachvollziehbar und diskriminierungsfrei auszugestalten. Aus Gründen der Transparenz sind diese Preisauflschläge allen potentiellen Nutzern vor der Erstvergabe bekanntzumachen. Des Weiteren sollen die Auflschläge höchstens 10% betragen. Eine Deckelung des Preisauflschlags von 10% entfällt ausschließlich für Verträge mit einer Laufzeit von unter 15 Jahren. Diese Regelungen ermöglichen der Antragstellerin bei der Erstvergabe von Kapazitäten damit ausgehend vom Basistarif Preisauflschläge für kürzere Laufzeiten vorzunehmen. Die Beschlusskammer kann insoweit den Vortrag der Antragstellerin nachvollziehen, dass die Preisdeckelung bei Verträgen mit einer Laufzeit von unter 15 Jahren keine hinreichend sicheren Kapitalrückflüsse in der Größenordnung generiert, die für die Projektfinanzierung erforderlich sind. Durch diese Vorgehensweise werden die Marktzutrittsbarrieren insgesamt nicht zu hoch angesetzt und es besteht ein angemessener Ausgleich der Interessen aller Parteien.
- 375 c) Langfristige Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten (Tenor zu 4. c))
- 376 Tenor zu 4. c) gibt den Mindestinhalt an Regeln vor, die für das Verfahren zur Vergabe von Kapazitäten auf Basis langfristiger Verträge, die im Rahmen der Erstvergabe nicht vermarktet wurden, zur Gewährleistung der Diskriminierungsfreiheit gelten. Die Beschlusskammer hat sich hierbei im Rahmen ihrer Erwägungen auf einen Mindestgehalt beschränkt, der den diskriminierungsfreien Zugang zu den langfristig zu vergebenden Kapazitäten sicherstellt. Weitergehende Regelungen zum Zuweisungsmechanismus waren nicht zwingend erforderlich, werden durch die Mindestregeln aber auch nicht ausgeschlossen.
- 377 (1) Bestimmung des maximalen Preisauflschlags gegenüber der Erstvergabe
- 378 Die Beschlusskammer erachtet Preisauflschläge im Rahmen weiterer Kapazitätsvergaben nach der Erstvergabe, wie von der Antragstellerin geplant, grundsätzlich als zulässig. Tenor zu 4. c) (1) deckelt einen möglichen Preisauflschlag bei der langfristigen Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten auf maximal 10% des bei der Erstvergabe angewendeten Tarifs. Dem liegen folgende Erwägungen zugrunde.
- 379 Nach Auffassung der Beschlusskammer ist ein Preisauflschlag in Höhe von bis zu 10% auf den zu dem Zeitpunkt aktuellen Vertragspreis der initial allokierten Kapazitäten angemessen. Er ist geeignet, die Vermarktungschancen zum Zeitpunkt der Erstvergabe zu erhöhen. Damit wächst zugleich die Wahrscheinlichkeit, dass die Investition tatsächlich realisiert wird. Dies ist positiv zu bewerten, da die Erschließung neuer Gasquellen sich sowohl förderlich auf den Wettbewerb, als auch die Versorgungssicherheit auswirken kann (§ 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG). Insbesondere können

LNG-Anlagen durch den Import zusätzlicher Mengen einen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit leisten. Andererseits ist der maximale Preisaufschlag gering genug, um potentielle Nutzer der noch freien Kapazität nicht unangemessen zu benachteiligen (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG). Es ist daher nicht von einem unangemessenen Zugangshindernis auszugehen. Gestützt wird die Auffassung der Beschlusskammer auch durch den Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az.: C(2021) 3814 Rn. 99) zur Ausnahmeentscheidung der Beschlusskammer für die LNG-Anlage Brunsbüttel, welche Tariferhöhungen nach der ersten Auktionsrunde auf 10% des Basistarifs begrenzt sieht. Die Begrenzung verhindere eine nachteilige Auswirkung der Ausnahme auf den Wettbewerb.

380 (2) Keine Vorgaben zum Zuweisungsmechanismus

381 Mit der Bestimmung der Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung gem. Tenor zu 4. c) (2) zielt die Beschlusskammer darauf ab, einen diskriminierungsfreien Erstzugang sowie dauerhaft einen sicheren sowie sinnvoll nutzbaren und ebenfalls diskriminierungsfreien Drittzugang zu gewährleisten (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG).

382 Die Bestimmungen zur Erstvergabe sowie zu den Vorgaben zum Engpassmechanismus sind aus Sicht der Beschlusskammer ausreichend, um diese Ziele zu erreichen, sodass es keiner weiteren Vorgaben bezüglich der langfristigen Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten bedarf. Die Antragstellerin ist damit frei in der Wahl des für diese Kapazitäten anzuwendenden Zuweisungsmechanismus, soweit dieser die allgemeinen Anforderungen an Diskriminierungsfreiheit und Transparenz erfüllt. Aus Sicht der Beschlusskammer trifft dies z.B. auf ein First-Come-First-Serve (FCFS) Verfahren ebenso zu, wie auf die Vergabe mittels einer Auktion.

383 Bei der Durchführung eines weiteren Vergabeverfahrens für die nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten bleiben die vorher im Rahmen der Erstvergabe vorgenommenen Buchungen der Erstbuchenden unberührt.

384 Wenn eine Übernachtfrage erst bei der Durchführung eines weiteren Verfahrens zur langfristigen Vergabe der nach der Erstvergabe noch nicht vergebenen Kapazitäten entsteht, muss eine diskriminierungsfreie, ratiöserliche Zuweisung nur unter den Beteiligten des weiteren Vergabeverfahrens erfolgen.

#### **3.8.4.2. Kurzfristige Vergabe von Kapazitäten - Reservierungsquote (Tenor zu 5.)**

385 Tenor zu 5. verpflichtet die Antragstellerin eine Reservierungsquote in Höhe von mindestens 10% der Jahresdurchsatzkapazität für eine kurzfristige Vergabe von Kapazitäten zurückzuhalten. Diese Vorgabe ist auch dann in relativer Höhe gemessen an der genehmigten jährlichen Durch-

satzkapazität für das Folgejahr unverändert einzuhalten, wenn Slots, welche unterjährig nicht vergeben werden können, für die Dauer des laufenden Geschäftsjahres seitens der Antragstellerin in den sogenannten nicht-regulierten Bereich überführt werden (vgl. Antrag vom 01.11.2023, S. 22). Die Beschlusskammer hat sich im Rahmen ihrer Erwägungen für diese Vorgabe entschieden. An dieser Stelle sei klarstellend darauf hingewiesen, dass die Reservierungsquote in Höhe von 10% eine Mindestvorgabe darstellt. Von einer Pflicht, Kapazitäten langfristig zu vermarkten, hat die Beschlusskammer bewusst abgesehen, um eine darüberhinausgehende Vermarktung auf kurzfristiger Basis nicht zu verhindern.

- 386 Die Vorgabe einer Reservierungsquote gewährleistet einen dauerhaft gesicherten Zugang zu der LNG-Anlage auf kurzfristiger Basis für potentielle neue Marktteilnehmer. Sie verhindert damit eine Abschottung der neuen LNG-Infrastruktur durch langfristige Kapazitätsverträge über den langen Geltungszeitraum einer etwaigen Ausnahmegenehmigung. Gleichzeitig ist die Höhe der Quote so gewählt, dass keine unüberwindbaren Investitionshemmnisse aufgebaut werden und das Interesse der Antragstellerin und ihrer Kreditgeber an planbaren Kapitalrückflüssen aufgrund langfristiger Kapazitätsverträge angemessen berücksichtigt ist. Die Vorgabe war zudem auch aus Gleichbehandlungsgesichtspunkten aufzuerlegen, da sie in der mittlerweile bestandskräftigen Entscheidung für die LNG-Anlagen in Brunsbüttel, in Stade und Lubmin (Az.: BK7-20-107-final, BK7-22-086-final und BK7-22-140-final) ebenfalls enthalten ist. Aus Gleichbehandlungsgesichtspunkten war es geboten, insofern vergleichbare Nutzungsbedingungen für ausgenommene LNG-Anlagen zu schaffen.
- 387 Für die kurzfristige Vergabe der zurückgehaltenen Kapazitäten werden der Antragstellerin zudem eine Reihe von Vorgaben gemacht (Tenor zu 5. a) bis p)), um einen wirksamen Zugang und ein transparentes und diskriminierungsfreies Vergabeverfahren sicherzustellen.
- 388 Der Entscheidung für eine Reservierungsquote liegen die folgenden Erwägungen zugrunde.
- 389 (1) Zweck der Reservierungsquote
- 390 Die von der Beschlusskammer bestimmte Reservierungsquote in Höhe von 10% der Gesamtkapazität und die Vorgaben für die Vergabe der kurzfristigen zurückgehaltenen Kapazitäten dienen nach den Vorgaben des § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG und § 28a EnWG i.V.m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG der Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Erstzugang sowie eines dauerhaften wirksamen und diskriminierungsfreien Drittzugangs.
- 391 (2) Bedingungen für einen diskriminierungsfreien Zugang (Art. 36 Abs. 3 UAbs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG)
- 392 Die Antragstellerin ist zunächst nach § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG dazu verpflichtet, den Betrieb der LNG-Anlage diskriminierungsfrei zu gestalten. Nach § 28a Abs. 1 und Abs. 3 EnWG i.V.m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG soll durch die Investition in die neue Infrastruktur der Wettbewerb und

die Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung verbessert werden (§ 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG) und die Ausnahmegenehmigung darf nicht zu einer Beeinträchtigung des Wettbewerbs, des Erdgasbinnenmarktes oder des regulierten Netzes bzw. der betroffenen regulierten Netze und der Erdgasversorgungssicherheit führen (§ 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG). Um diese Ziele zu erreichen, sind die Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätsvergabe wesentlich. Ausnahmen vom geltenden Netzzugangsregime dürfen entsprechend des Zwecks der Ausnahmevorschrift des § 28a EnWG i.V.m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG nur soweit erteilt werden, wie es für die Ermöglichung der Investition erforderlich ist. Dementsprechend sieht Art. 36 Abs. 3 UAbs. 6 der Richtlinie vor, dass die Regulierungsbehörde diese Regeln vorab als Zwischenschritt vor der endgültigen Vergabe festlegen muss. Als Mindestinhalt der Regelungen zum Engpassmanagement sieht die Richtlinie das Recht der Nutzer zur Sekundärvermarktung und ein Verfahren zur Vermarktung ungenutzter Kapazitäten auf dem Markt (UIOLI-Verfahren) vor. Nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG kann die Regulierungsbehörde weitergehende Bedingungen zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der neuen Infrastruktur treffen.

- 393 (3) Reservierungsquote als geeignetes Mittel zur Gewährleistung eines dauerhaften Zugangs
- 394 Die Reservierungsquote in Höhe von 10% der Gesamtkapazität ist geeignet, einen dauerhaften Drittzugang zu der LNG-Anlage zu gewährleisten. Auf der Grundlage der von der Beschlusskammer vorgegebenen Vergaberegeln werden mindestens 10% der Gesamtkapazität auf kurzfristiger Basis (year ahead oder unterjährig) vermarktet. Angesichts der bereits skizzierten Trends im LNG-Spot-Markt zu einer gesteigerten Nachfrage an Kurzfristprodukten in Europa (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 22 f., 39 und 95) kann ein solches Kurzfristprodukt für potentielle Händler mit entsprechender Ausrichtung attraktiv sein.
- 395 Die Reservierungsquote trägt zudem zur Diversifizierung bei. Einseitige neue Abhängigkeiten von einigen wenigen LNG-Importeuren oder -Importländern gilt es zu verringern. Anderenfalls bliebe die Infrastruktur nur einzelnen LNG-Importeuren auf der Basis langfristiger Kapazitätsverträge zur exklusiven Nutzung vorbehalten.
- 396 (4) Erforderlichkeit der Reservierungsquote zur Gewährleistung eines dauerhaften Zugangs
- 397 Die durch Tenor zu 5. vorgegebene Reservierungsquote ist nach Ansicht der Beschlusskammer auch erforderlich, um die Ausnahme vom geltenden Netzzugangsregime auf das zur Investitionsermöglichung erforderliche Maß zu beschränken und im Sinne der Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit (§ 28a Abs.1 Nr. 1 EnWG) einen dauerhaften wirksamen und diskriminierungsfreien Drittzugang über den langjährigen Genehmigungszeitraum sicherzustellen. Weniger belastende, aber gleich effektive Maßnahmen sind nicht ersichtlich.

- 398 (5) Sekundärvermarktung und UIOLI-Verfahren nicht gleich wirksame Mittel zur Gewährleistung eines dauerhaften Zugangs
- 399 Aus Sicht der Beschlusskammer reichen die beiden durch Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 der Richtlinie 2009/73/EG vorgeschriebenen Engpassmechanismen, die Sekundärvermarktung und das UIOLI-Verfahren für sich genommen nicht aus, neuen Marktteilnehmern, welche nicht bei der Erstvergabe Kapazitäten gebucht haben, effektiven Zugang zur LNG-Anlage zu gewähren.
- 400 Das UIOLI-Verfahren bietet zum einen ebenso wie das Recht zur Sekundärvermarktung keine sicheren kurzfristigen Kapazitäten. Denn das mögliche Angebot liegt in der Hand der Primärkapazitätsinhaber.
- 401 Darüber hinaus generiert das UIOLI-Verfahren gegebenenfalls nur eine mit einer sehr knappen Vorlaufzeit zur Verfügung stehende Kapazität (kritisch zu dieser Problematik auch: vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 95).
- 402 Daher erachtet die Beschlusskammer für die Ermöglichung eines wettbewerbsfördernden Drittzugangs zur LNG-Anlage die Reservierungsquote insgesamt als einen zusätzlich notwendigen Mechanismus. Denn nur ein solches Kurzfristprodukt ermöglicht Kunden Kapazitätsbuchungen mit einem Vorlauf von mehreren Monaten bis zu einem Jahr und bietet so die zur Abwicklung einer oder mehrerer Spotlieferungen benötigten Vorlaufzeiten. Zudem steht ein solches Angebot planbar Jahr für Jahr mit zeitlichem Vorlauf zum Beginn des Buchungsjahrs zur Verfügung.
- 403 Darüber hinaus bleibt festzuhalten, dass das durch die Reservierungsquote generierte Kurzfristprodukt mit seinen gegenüber dem UIOLI-Verfahren erheblich längeren Vorlaufzeiten einen deutlich größeren potentiellen Kundenkreis erreichen kann und ein solches Produkt auch unabhängig von der Entscheidung des Primärkapazitätsinhabers für potentielle Kunden planbar und gesichert zur Verfügung steht. Nur ein solches Kurzfristprodukt bietet daher einen dauerhaften gesicherten und planbaren Drittzugang.
- 404 (6) Keine Abschottung der Infrastruktur angesichts der Dauer der Ausnahme
- 405 Bei der Bestimmung von Bedingungen für einen diskriminierungsfreien Zugang ist nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG die Dauer der Ausnahme zu berücksichtigen. Die Antragstellerin hat einen Zeitraum von 20 Jahren für die Ausnahme beantragt. Der LNG-Markt bleibt gerade auch aufgrund der aktuellen geopolitischen Situation und auch im Rahmen der Energiewende bzw. Klimaschutzpolitik ein dynamischer, sich rasch- und stark- entwickelnder Markt, dessen Entwicklung schwer vorhersehbar ist. Festzustellen war vor dem Ukraine-Krieg ein Trend zu steigenden LNG-Importen und einer steigenden Auslastung von LNG-Anlagen in Europa und einer wachsenden Bedeutung von LNG-Importen in Europa (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie

im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 19ff.). Dieser Trend verstärkt sich aufgrund der Bemühungen russische Gasimporte in Deutschland und der Europäischen Union zu ersetzen (vgl. IEA, Global Gas Security Review 2023 including Gas Market Report Q3-2023, S. 34 und Barbara König, KfW/IPEX-Bank, Blitz Licht, Kredit Analyse, Maritime Industrie – LNG Tanker, Wie der Russland/Ukraine-Krieg die Aussichten für die LNG-Tankerfahrt verändert, 29.04.2022). Ebenfalls zu beobachten war jedenfalls vor dem Ukraine-Krieg ein wachsender LNG-Spotmarkt und eine verstärkte Nachfrage nach Kurzfristprodukten (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 22f., 39 und 95).

- 406 Die LNG-Anlage eröffnet die Möglichkeit neben dem leitungsgebundenen Gas beispielsweise aus Norwegen, neue direkte Gasquellen für die Versorgung in Deutschland zu erschließen. In Deutschland sind derzeit erste LNG-Anlagen an das deutsche Fernleitungsnetz angeschlossen. Eine Abschottung dieser neuen Infrastruktur für einen kleinen Kreis an Erstbuchenden für einen Zeitraum von 20 Jahren würde daher deren Beitrag zur Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung beeinträchtigen. Auch die Europäische Kommission hatte in dem ursprünglichen Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Brunsbüttel in diesem Zusammenhang ausdrücklich auf die Bedeutung der Reservierungsquote zur Verringerung der Abhängigkeit von einzelnen Marktteilnehmern und Ermöglichung eines Zugangs für eine große Zahl an Marktteilnehmern angesichts der langjährigen Genehmigungsdauer hingewiesen (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az.: C(2021) 3814 final, Rn. 58 f.). Führte man ausschließlich die beiden Engpassmechanismen der Sekundärvermarktung und des UIOLI-Verfahrens ein, hätte man lediglich nicht planbar zur Verfügung stehende kurzfristige Buchungsmöglichkeiten geschaffen. Ein Engpassmanagement, was sich auf die beiden Instrumente der Sekundärvermarktung und des UIOLI-Verfahrens beschränkte, liefe also angesichts der oben beschriebenen gegenwärtig erkennbaren zeitlichen Gegebenheiten im LNG-Spotmarkt voraussichtlich weitgehend leer.
- 407 Zur Gewährleistung der durch § 28a EnWG i.V.m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG oben genannten Voraussetzungen und unter Berücksichtigung des restriktiven Ausnahmecharakters des § 28a EnWG, ist es aus den dargelegten Gründen aus Sicht der Beschlusskammer erforderlich, einen weiteren Engpassmechanismus einzuführen. Unter Abwägung der genannten relevanten Gesichtspunkte bedarf es nach Ansicht der Beschlusskammer eines gesicherten und dauerhaften, diskriminierungsfreien Drittzugangs während des gesamten Ausnahmezeitraums zumindest für einen Teil der Kapazitäten, um eine wettbewerbsabträgliche Abschottung der LNG-Anlage über die Dauer der langjährigen Ausnahme zu verhindern. Ein solcher Engpassmechanismus muss nach Ansicht der Beschlusskammer dritten Marktteilnehmern gesichert eine Buchung von Kapazitäten für das kommende Buchungsjahr (year ahead) ermöglichen.

- 408 (7) Vergleichbare Regelungen für Betreiber und Nutzer von Importleitungen und anderen LNG-Anlagen
- 409 Die von der Beschlusskammer vorgegebene Reservierungsquote stellt die Antragstellerin bzw. deren Kunden zudem nicht schlechter als Betreiber oder Netznutzer von Leitungen, welche z.B. den Import von Gas aus Norwegen ermöglichen. Im Leitungsbereich ist eine langfristige Vermarktung von Kapazitäten lediglich für 15 Jahre (gemäß Art. 11 Abs. 3 Netzkodex Kapazitätszuweisung, VO (EU) 2017/459) und nicht wie beim vorliegenden Antrag für 20 Jahre in die Zukunft möglich. Darüber hinaus sind an jedem Kopplungspunkt 20% der technischen Kapazität zurückzuhalten und gemäß Art. 8 Abs. 7 Netzkodex Kapazitätszuweisung (VO (EU) 2017/459) anzubieten (vgl. Tenor zu 4. der Festlegung vom 14.08.2015, BK7-15-001 – KARLA Gas 1.1): Danach werden mindestens 10% frühestens in der Jahresauktion auf langfristiger Basis angeboten, die während des fünften Gasjahres vor dem Beginn des maßgeblichen Gasjahres stattfindet (vgl. Art. 8 Abs. 7 a) VO (EU) 2017/459). Die anderen 10% werden auf jährlicher Basis frühestens in der Quartalsauktion angeboten, die vor dem Beginn des maßgeblichen Gasjahres stattfindet (vgl. Art. 8 Abs. 7 b) VO (EU) 2017/459). Somit sind auch im Leitungsbereich 10% der Kapazität dauerhaft für eine kurzfristige (unterjährige) Vergabe zu reservieren (vgl. Art. 8 Abs. 7b) VO (EU) 2017/459). Dies gilt nach der o.g. Festlegung auch für neu zu schaffende Kapazitäten.
- 410 Nicht zuletzt ist die Vorgabe einer Reservierungsquote in Höhe von 10% auch aus Gleichbehandlungsgesichtspunkten geboten, da eine entsprechende Regelung in den mittlerweile bestandskräftigen Entscheidungen für die LNG-Anlage in Stade (Beschluss vom 19.09.2022, Az.: BK7-20-107-final), die LNG-Anlage in Lubmin (Beschluss vom 12.01.2023, Az.: BK7-22-086-final) und die LNG-Anlage in Brunsbüttel (Beschluss vom 19.06.2023, Az.: BK7-22-104-final) enthalten ist. Insofern gebietet es der Grundsatz der Gleichbehandlung vergleichbare Nutzungsbedingungen für ausgenommene LNG-Anlagen zu schaffen.
- 411 (8) Höhe der Reservierungsquote
- 412 Die Höhe der Reservierungsquote von mindestens 10% der Jahresdurchsatzkapazität orientiert sich also an den allgemeinen Vorgaben für die Vergabe der kurzfristigen Kapazitäten für das kommende Buchungsjahr im Leitungsbereich (vgl. Art. 8 Abs. 7 und 8 Netzkodex Kapazitätszuweisung, VO (EU) 2017/459). In der Vergangenheit gab es zudem auch im hier relevanten nordwesteuropäischen Markt LNG Anlagen, die nur 90% der Kapazitäten auf langfristiger Basis vermarktet hatten (z.B. Zeebrugge und Fos Caveau mit jeweils 90% und Gate mit 92%, vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 40f.). Darüber hinaus war in der Vergangenheit an den LNG-Anlagen in Spanien und Italien ein deutlich höherer Anteil an kurzfristiger Vermarktung bzw. sogar eine vollständige Vermarktung auf kurzfristiger Basis zu beobachten (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation –

Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 40f.). Die Höhe der kurzfristig zu vergebenden Kapazitäten von 10% der Gesamtkapazität erscheint ausreichend und geeignet, um einen positiven Beitrag zur Wettbewerbsförderung an der LNG-Anlage zu generieren und gleichzeitig kein übermäßiges Investitionshindernis aufzustellen.

- 413 Bezogen auf die dem Antrag zugrundeliegende Terminalleistung von 15 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas oder verflüssigtes SNG pro Jahr an Durchsatzkapazität beträgt die jährlich vorzuhaltende Durchsatzkapazität im Rahmen der Reservierungsquote mindestens 1,5 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas oder verflüssigtes SNG.
- 414 (9) Reservierungsquote als Ergebnis einer Abwägung der widerstreitenden Interessen
- 415 Die in Tenor zu 5. a) bis p) bestimmte Ausgestaltung der Reservierungsquote und die Vorgaben zur kurzfristigen Vermarktung der zurückgehaltenen Kapazitäten sollen die berechtigten Interessen der Antragstellerin an den erforderlichen Investitionsbedingungen und der technischen und operativen Durchführbarkeit so weit wie möglich berücksichtigen und gleichzeitig einen dauerhaften und möglichst effektiven Drittzugang zur LNG-Anlage gewährleisten. Sie sind geeignet, erforderlich und angemessen, um diese Ziele zu erreichen.
- 416 Darüber hinaus steht es der Antragstellerin frei, ob sie zusätzlich weitere, noch nicht vergebene Kapazitäten in diesem Rahmen anbieten möchte. Durch die Formulierung „mindestens“ in Ziffer I. 2) wird klargestellt, dass es der Antragstellerin unbenommen ist, darüberhinausgehende Regelungen zu treffen, soweit diese die in einer etwaigen Freistellungsentscheidung bestimmten Vorgaben unberührt lassen.
- 417 Im Einzelnen:
- 418 a) Registrierung (Tenor zu 5. a))
- 419 Tenor zu 5. a) sieht vor, dass sich potentielle Kunden vor der Teilnahme an der Vergabe der kurzfristigen Kapazitäten bei der Antragstellerin registrieren lassen müssen. Aufgrund des nachvollziehbaren Sicherheitsbedürfnis der Antragstellerin und der Ermöglichung einer reibungslosen Abwicklung der Geschäftsprozesse und des Betriebsablaufs, gilt die Pflicht zur Registrierung für jeden Erwerb von Kapazitäten, ob bei der erstmaligen Erstvergabe oder der Vergabe von freien Kapazitäten nach der Erstvergabe. Da die kurzfristige Vermarktung jährlich stattfindet und mit einem Vorlauf von vier Wochen öffentlich bekannt zu geben ist, (siehe Tenor zu 5. f)) stellt die Pflicht zur Registrierung auch keine unangemessene Zugangsbarriere auf.
- 420 b) Kurzfristige Vergabe der Kapazitäten in Form von Slots (Tenor zu 5. b))
- 421 Mit der Vorgabe nach Tenor zu 5. b) wird durch die Beschlusskammer festgelegt, dass die kurzfristig zu vergebenden Kapazitäten in Form von Slots zu vermarkten sind. Dies erscheint sowohl für die Antragstellerin operativ durchführbar, als auch für potentielle LNG-Anlagennutzer als ein geeignetes Produkt.

- 422 Die Beschlusskammer geht insofern davon aus, dass die operative Umsetzung einer kurzfristigen Vermarktung von Kapazitäten ebenfalls in Form von Slots einen verhältnismäßigen Aufwand darstellt. Durch die kurzfristig zu vergebenden Slots sollen weitere potentielle Nutzer die Möglichkeit erhalten, in regelmäßigen Abständen unterjährigen Zugang zum Terminal zu erhalten. Insofern wird bestimmt, dass die Slots möglichst gleichmäßig über das Buchungsjahr verteilt sein müssen.
- 423 c) Mindestlöschmenge von mindestens 175.000 m<sup>3</sup> LNG oder verflüssigtes SNG pro Slot (Tenor zu 5. c))
- 424 Die Beschlusskammer sieht bei der Bestimmung der Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung die Gewährleistung eines dauerhaft sicheren sowie sinnvoll nutzbaren und diskriminierungsfreien Drittzugang als notwendig an (siehe hierzu Abschnitt 3.8.4). Damit diese Vorgabe nicht leerläuft und ein wirtschaftlich sinnvolles und nutzbares Produkt generiert werden kann, muss aus Sicht der Beschlusskammer auch eine feste Mindestmenge an LNG oder verflüssigtes SNG bestimmt werden, die pro Slot gelöscht werden können muss.
- 425 Auf Basis einer Auswertung der prognostizierten Schiffgrößen durch die Beschlusskammer sprechen niedrige Marktzutrittsbarrieren im Hinblick auf die Attraktivität möglicher Kurzfristprodukte für Slots von 170.000 m<sup>3</sup> LNG bzw. verflüssigtes SNG und mehr. Denn wenn ein Slot für eine Kurzfristvermarktung im besten Fall das Löschen eines durchschnittlichen Tankers mit einer Kapazität von rund 170.000 m<sup>3</sup> ermöglicht, erhalten auch unter Berücksichtigung der Dauer der Ausnahme und des Trends zu größeren Schiffgrößen eine möglichst große Anzahl an potentiellen Kunden Zugang zu den Kurzfristprodukten. Dadurch wird es wahrscheinlicher, dass ein solches Produkt auch nachgefragt wird.
- 426 Demgegenüber wird auf Basis der Information der Antragstellerin in ihrem Antrag vom 01.11.2023 festgelegt, dass jeder Slot dem Slot-Inhaber das Löschen von mindestens 175.000 m<sup>3</sup> LNG oder verflüssigtes SNG ermöglichen soll. Der in Höhe von mindestens 175.000 m<sup>3</sup> LNG oder verflüssigtes SNG bestimmte Wert berücksichtigt somit auch die individuellen technischen und operativen Gegebenheiten der LNG-Anlage. Gemäß dem Antrag der Antragstellerin sollen auch im Rahmen der kurzfristigen Kapazitätsvergabe Entladevolumen von 175.000 m<sup>3</sup> bis zu                      m<sup>3</sup> LNG oder verflüssigtes SNG möglich sein (vgl. Antrag vom 01.11.2023, S. 17 und 20). Da es sich um eine Mindestvorgabe handelt, ist es der Antragstellerin freigestellt, auch Slots mit einer Löschmenge größer als 175.000 m<sup>3</sup> anzubieten. Darüber hinaus ist es potentiellen Kunden durch die Festlegung einer Mindestlöschmenge nicht verwehrt, in Analogie zu den Ausführungen unter Ziffer I. 2) I), gegebenenfalls geringere Mengen zu löschen, wenn dies im Rahmen des betrieblichen Ablaufs technisch und operativ möglich ist.
- 427 d) Mindestanzahl an Slots (Tenor zu 5. d))

- 428 Die Anzahl der jährlich anzubietenden Slots im Rahmen der kurzfristigen Kapazitätsvergabe wird auf mindestens 12 Slots pro Jahr festgelegt. Dabei hat die Antragstellerin für jedes Jahr sicherzustellen, dass die Summe der Mindestlöschmenge aller angebotenen Slots immer mindestens 10% der maximalen Jahresdurchsatzkapazität in m<sup>3</sup> LNG oder verflüssigtes SNG ergibt.
- 429 Bei einer maximalen Löschmenge von [REDACTED] m<sup>3</sup> LNG oder verflüssigtem SNG pro Slot und einer zu vergebenden Kurzfristkapazität in Höhe von mindestens 10% der gesamten Jahresdurchsatzkapazität – das entspricht 1,5 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas oder synthetisches Methan pro Jahr ergeben sich rechnerisch ca. [REDACTED] Slots.
- 430 Es steht der Antragstellerin insoweit frei, dem Markt z.B. in einem Jahr weniger Slots als in einem anderen Jahr, dafür aber mit größeren Mindestlöschmengen, anzubieten. Ebenso kann sie mehr Slots anbieten, wenn sie dabei die Mindestlöschmenge je Slot von 175.000 m<sup>3</sup> nicht unterschreitet. Des Weiteren müssen die innerhalb eines Jahres in den Slots angebotenen Mindestlöschmengen nicht identisch sein. Maßgeblich ist hier, dass die Vorgabe der Mindestanzahl von 12 Slots pro Jahr nicht unterschritten wird. Damit wird dem Interesse der Antragstellerin und ihrer langfristig buchenden Kunden an Flexibilität hinreichend genüge getan. Auf der anderen Seite sichert die Vorgabe einer Mindestanzahl an Slots eine möglichst gleichmäßige Verteilung über das Jahr. Damit ist gewährleistet, dass Slots auch in attraktiven Monaten mit stärkerer Nachfrage nach Erdgas liegen. Die Vorgabe dient damit einem wirksamen Drittzugang.
- 431 Die Antragstellerin hat ihrerseits eine Mindestanzahl an Slots in Höhe von [REDACTED] Slots pro Jahr angezeigt (vgl. Antrag vom 01.11.2023, S. 20). Die Beschlusskammer hat jedoch die von der Antragstellerin eingereichten Slot-Anzahlangaben nicht übernommen. Basis der Berechnung der Beschlusskammer war auch die Berücksichtigung von Löschmenge in Höhe von [REDACTED] m<sup>3</sup> LNG oder verflüssigtes SNG pro Slot, die von der Antragstellerin eingereichten Berechnungen basierten ausschließlich auf der Löschmenge in Höhe von 175.000 m<sup>3</sup> LNG oder verflüssigtes SNG pro Slot. Daher ergab sich – unter Berücksichtigung der erhöhten Löschmenge – eine Reduktion der Slot-Anzahl, welche aus Sicht der Beschlusskammer festzulegen war. An dieser Stelle ist jedoch anzumerken, dass es sich bei Mindestanzahl um eine Untergrenze handelt. Der Antragstellerin steht es frei, bei Anlandung von Schiffen mit geringeren Ladungsgrößen als [REDACTED] m<sup>3</sup> dem Markt eine höhere Anzahl an Slots anzubieten. Dies ermöglicht der Antragstellerin einen gewissen Handlungsspielraum, um unternehmerisch strategische Entscheidungen zu ermöglichen.
- 432 Im Sinne der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit war aus Sicht der Beschlusskammer weiterhin eine feste Mindestanzahl an Slots festzulegen, die im Rahmen der Kurzfristvermarktung interessierten Transportkunden angeboten wird. So wie es auch in vergleichbaren Verfahren erfolgt ist.
- 433 e) Zeitpunkt der Vergabe (Tenor zu 5. e))

- 434 Tenor zu 5. e) bestimmt den Zeitpunkt, zu dem die Slots vergeben werden müssen. Dieser Zeitpunkt muss mit dem operativen Betriebsablauf der Antragstellerin vereinbar sein. Die Vergabe der Slots hat jährlich zu einem zu veröffentlichen und wiederkehrenden Datum zu erfolgen. Die Bestimmung eines genauen Datums obliegt der Antragstellerin. Das Datum ist mit hinreichender Vorlaufzeit dem Markt transparent zu kommunizieren.
- 435 f) Vergabe per Auktion (Tenor zu 5. f))
- 436 Das Zuweisungsverfahren für die kurzfristig zu vergebenden Slots muss im Interesse eines wirksamen Drittzugangs transparent und diskriminierungsfrei ausgestaltet sein. Aus Sicht der Beschlusskammer sind beide Kriterien durch das mehrstufige Verfahren einer Auktion erfüllt. Alle Auktionsteilnehmer verfügen zum gleichen Zeitpunkt über identische Informationen bezüglich des zu ersteigernden Slot-Produkts und können sich gleichrangig an der Auktion beteiligen. Alternativ steht es der Antragstellerin offen, ein anderes diskriminierungsfreies und transparentes Auktionsverfahren zu bestimmen. Der Zeitpunkt der öffentlichen Bekanntgabe des Auktionsbeginns 4 Wochen vor Beginn der Auktion wird so bestimmt, damit alle relevanten Marktakteure ausreichend Gelegenheit haben, ihre Teilnahme an der Auktion vorzubereiten und gegebenenfalls notwendige Registrierungsprozesse als Terminalnutzer bei der Antragstellerin durchzuführen. Der Teilnehmerkreis ist auf registrierte Nutzer beschränkt, welche keine langfristig vermarkteten Produkte besitzen.
- 437 Die in Tenor zu 5.f) gewählte Bezeichnung „initiale“ Auktion stellt klar, dass für die in den Auktionen gegebenenfalls nicht vergebenen Slots ergänzend die kurzfristige Vergabe über ein weiteres unterjähriges Verfahren zur unterjährigen Vergabe von nicht im Rahmen der Jahresauktion vergebenen zurückgehaltener kurzfristiger Kapazitäten (siehe Begründung zu Tenor zu 5. k)) erfolgt.
- 438 g) Transparenzanforderungen (Tenor zu 5. g))
- 439 Diese Transparenzangaben sind erforderlich, um potentiellen Kunden einen wirksamen Drittzugang zu gewährleisten.
- 440 Grundsätzlich steht es der Antragstellerin frei, die Slot-Produktbeschreibung so auszugestalten, wie sie es im Hinblick auf eine möglichst erfolgreiche Vermarktung und einer effektiven Fahrweise der LNG-Anlage für sinnvoll erachtet. Aus Sicht der Beschlusskammer sind die gemachten Vorgaben jedoch unerlässlich, damit die potenziellen Nutzer Klarheit über das zu erwerbende Produkt haben und unter den Slots ein Mindestmaß an Vergleichbarkeit gesichert wird. Damit alle Marktakteure genügend Zeit für die Vorbereitung auf die Auktion haben, ist die Slot-Produktbeschreibung mit einem Vorlauf von mindestens zwei Wochen vor Beginn der Auktion zu veröffentlichen.
- 441 Zu den Pflichtangaben gehören das Datum für den Entlade-Slot (Tenor zu 5. g) (1)) und das Ankunftszeitfenster (Tenor zu 5. g) (2)). Anzugeben ist auch die Menge an LNG oder verflüssigtem

SNG in m<sup>3</sup>, die gesichert gelöscht werden kann (Tenor zu 5. g) (3)). Für Mengen, die gegebenenfalls zusätzlich auf unterbrechbarer Basis gelöscht werden können, gilt diese Vorgabe nicht.

- 442 Die Vorgabe für die gesicherte Regasifizierungsleistung beträgt nach Angaben der Antragstellerin 27,8 GWh/h (vgl. Antrag vom 01.11.2023, S. 9). Diese Angaben beziehen sich auf eine Regasifizierungsleistung für die gesamte Anlage, für die Kurzfristvermarktung beträgt die Regasifizierungsleistung gemäß Schreiben vom 13.03.2024 6,95 GWh/h (Tenor zu 5. g) (4)). Hierbei handelt es sich um eine Mindestvorgabe. Die Vorgabe eines Mindestwertes erlaubt der Antragstellerin, flexibel auch höhere Regasifizierungsleistungen zur Verfügung zu stellen. Aufgrund technischer Anlagenrestriktionen kann die Antragstellerin in Einzelfällen von der Mindest-Regasifizierungsleistung gemäß Tenor zu 5. l) (2) abweichen.
- 443 Der Regasifizierungszeitraum der angebotenen Slots (Tenor zu 5. g) (5)) ergibt sich aus dem Quotienten der Menge an LNG gemäß Tenor zu 5. g) (3) und der Regasifizierungsleistung gemäß Tenor zu 5. g) (4).
- 444 Zu den zwingend anzugebenden Transparenzinformationen gehören des Weiteren der Startpreis für den Slot (Tenor zu 5. g) (6)) unter Berücksichtigung der Vorgaben unter Ziffer h) sowie die einzelnen Preisschritte (Tenor zu 5. g) (7)) unter Berücksichtigung der Vorgaben unter Ziffer i). Diese Transparenzangaben sind erforderlich, um potentiellen Kunden einen wirksamen Drittzugang zu gewährleisten.
- 445 h) Startpreis (Tenor zu 5. h))

Der Startpreis für einen Slot darf einen Maximalwert nicht überschreiten und kann ansonsten von der Antragstellerin in beliebiger Höhe festgesetzt werden. Die Formel zur Berechnung des Maximalstartpreises lautet:

$$\text{max. Startpreis}_{\text{K-Slot}} = \text{Basistarif} \times \frac{\dot{V}_{\text{K-Slot}}}{\dot{V}_{\text{Basistarif}}} \times 600 \frac{\text{Nm}^3}{\text{m}^3 \text{ LNG}} \times 10,6 \frac{\text{MWh}}{1000 \text{ Nm}^3} \times 1,1$$

Mit:

Basistarif :	Der höchste Preis des für die zum Zeitpunkt des Beginns der Auktion von Kurzfristkapazität langfristig kontrahierten Basisdienstleistungsproduktes.
$\dot{V}_{\text{K-Slot}}$ :	Volumen des Slots der im Rahmen der Kurzfristkapazität zu versteigernden Anlandekapazität.
$\dot{V}_{\text{Basistarif}}$ :	Die dem Basistarif zugrundeliegende kontrahierte Anlandekapazität.
$600 \frac{\text{Nm}^3}{\text{m}^3 \text{ LNG}}$	Umrechnungsfaktor Nm <sup>3</sup> Gas/m <sup>3</sup> LNG oder verflüssigtes SNG.

$$10,6 \frac{\text{MWh}}{1000 \text{ Nm}^3}$$

Umrechnungsfaktor MWh/1.000 Nm<sup>3</sup>.

- 446 Die Formel verdeutlicht, dass bei der Berechnung des Startpreises für einen Slot auf Grundlage des Basistarifs lediglich das LNG-Mengenverhältnis zwischen dem jeweiligen Slot und der dem Basistarif zugrundeliegenden Menge an LNG oder verflüssigtem SNG relevant ist. Analog zu dem Aufschlag gemäß Tenor zu 4. c) (1) darf die Antragstellerin auch hier einen Aufschlag in Höhe von maximal 10% anwenden. Eine Untergrenze für den Startpreis war nicht zu bestimmen. Je niedriger der Startpreis gewählt wird, desto attraktiver ist eine Teilnahme an der Auktion für potentielle Nutzer. Mit den Vorgaben zur kurzfristigen Vergabe von Kapazitäten verfolgt die Beschlusskammer das Ziel, im Sinne der Wettbewerbsförderung mehreren, insbesondere neuen Marktteilnehmern die Möglichkeit zu geben, für das jeweils kommende Jahr Terminkapazitäten zu erwerben. Insofern ist ein (möglichst) niedriger Startpreis zu begrüßen.
- 447 Die von der Antragstellerin eingereichte Formel wurde von der Beschlusskammer dahingehend abgeändert, dass sie das zuvor beschriebene Mengenverhältnis zwischen Kurzfristslot und die dem Basistarif zugrundeliegenden Slotgröße umfasst. Zudem wurde als Basistarif der höchste Preis für die zum Zeitpunkt des Beginns der Auktion von Kurzfristkapazität langfristig kontrahierten Kapazität für das Basisdienstleistungsprodukt zugrunde gelegt, eine Spezifizierung auf ein 5-Jahres-Produkt, siehe Ausführungen der Antragstellerin im Antrag vom 01.11.2023, war hier gemäß der o.g. Ausführungen damit nicht notwendig und gerechtfertigt.
- 448 i) Regeln bei Übernachtfrage (Tenor zu 5. i))
- 449 Tritt der Fall einer Übernachtfrage bei einer Slot-Vermarktung ein, so bestimmt Ziffer I. 2) i), dass eine weitere Auktionsrunde durchzuführen ist. Der Teilnehmerkreis ist auf diejenigen Teilnehmer begrenzt, die bereits an der unmittelbar vorhergehenden Auktionsrunde teilgenommen haben. Nutzer, die nicht an der Auktion teilgenommen haben oder die bereits bei einer früheren Auktionsrunde für diesen Slot aus der Auktion ausgestiegen sind, erhalten nicht das Recht, erneut in die Auktion einzusteigen.
- 450 Die Vorgabe in Tenor zu 5. i) stellt außerdem klar, dass die Bestimmung der Höhe des Preisschritts der Antragstellerin obliegt.
- 451 Die Antragstellerin verfügt über die Informationen, die notwendig sind, um eine geeignete Höhe für den Preisschritt zu ermitteln. Die in Tenor zu 5. i) geregelte Mitteilungspflicht über die Höhe des Preisschritts ist erforderlich, damit diese ihrer Aufsichtspflicht nachkommen kann. Ein zu hoch gewählter Preisschritt kann den Auktionsverlauf negativ beeinflussen. Hat die Beschlusskammer Anhaltspunkte dafür, dass der gewählte Preisschritt einen negativen Einfluss auf den Auktionsverlauf haben könnte, kann sie gegebenenfalls eine Änderung der Höhe des Preisschritts verlangen. Damit dies vor Beginn der Auktion möglich ist, ist die Beschlusskammer rechtzeitig vor dem

Durchführen der Slot-Auktionen von der Antragstellerin über die von der Antragstellerin bestimmte Höhe des Preisschritts zu informieren.

- 452 j) Undersell bei Aufpreisauktion (Tenor zu 5. j))
- 453 Tenor zu 5. j) regelt das Verfahren bei einem sogenannten Undersell-Fall im Rahmen der Auktion zur Vergabe der kurzfristigen Kapazitäten.
- 454 Bei einer Auktion kann es zu dem als Undersell (sog. Unternachfrage) bezeichneten Fall kommen, bei dem von einer Auktionsrunde zur nächsten sämtliche Auktionsteilnehmer aussteigen. Nach welchem Verfahren bei einem Undersell die Kapazitäten idealerweise zuzuweisen sind, ist von den Gegebenheiten des Einzelfalls – beispielsweise der Anzahl der Auktionsteilnehmer – abhängig. Die Beschlusskammer verfügt noch nicht über spezifische Erfahrungen mit kurzfristig zu vermarktenden Slots und der hier geschilderten Undersell-Problematik. Letztlich geht die Beschlusskammer davon aus, dass die Antragstellerin aufgrund der Nähe zu den Nutzern in die Lage versetzt wird, ein im Sinne der Maximierung der Vermarktung von Slots geeignetes, diskriminierungsfreies Zuweisungsverfahren für den Fall eines Undersell unter den zuletzt beteiligten Auktionsteilnehmern zu bestimmen. Neben der Diskriminierungsfreiheit erfolgt daher als einzige Vorgabe, dass der Slot unter den Auktionsteilnehmern zu vergeben ist, die sich an der letzten Auktionsrunde vor dem Undersell beteiligt haben. Diese Regelung ist insofern naheliegend, da bereits vorher aus der Auktion ausgeschiedene Teilnehmer kundgetan haben, dass sie zu dem gegenwärtigen Preis (Slot-Preis inklusive des aufgerufenen Preisaufschlags) nicht am Erwerb des Slots interessiert sind. Es ist nicht ersichtlich, warum der Undersell eine Situation auslösen sollte, die diesen Teilnehmern eine Revision ihrer Entscheidung erlauben sollte. Eine weitergehende Vorgabe ist zur Gewährleistung eines effektiven Drittzugangs daher nicht erforderlich.
- 455 k) Gestaffeltes Vergabeverfahren und unterjährige kurzfristige Vergabe zurückgehaltener Kapazitäten (Tenor zu 5. k))
- 456 Die Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten soll den kurzfristigen Zugang von neuen Marktteilnehmern zur LNG-Anlage gewährleisten. Aus diesem Grund bestimmt die Beschlusskammer, dass der Teilnehmerkreis an den Auktionen zunächst auf registrierte Nutzer beschränkt ist, die noch nicht im Besitz langfristiger Kapazität für das kommende Buchungsjahr sind.
- 457 Für den Fall, dass in der ersten Vergaberunde per Auktion nicht alle Slots vergeben wurden, muss für diese noch zu vergebenden Slots eine weitere Vergaberunde per Auktion vorgenommen werden. Um in der zweiten Runde die Vermarktungschancen zu maximieren ist der mögliche Teilnehmerkreis auf alle registrierten Nutzer auszudehnen, auch wenn diese bereits im Besitz langfristiger Kapazitäten sind. Die kurzfristige Vermarktung dient in erster Linie einem gesicherten Zugang von potentiellen neuen Kunden für die Dauer einer etwaigen Ausnahmegenehmigung, um den Ab-

schottungseffekten der zum Großteil auf langfristiger Basis vergebenen Gesamtkapazität entgegenzuwirken. Diesem Ziel wird es am besten gerecht, wenn die langfristig Buchenden erst dann zum Zuge kommen, wenn eine (vollständige) Nachfrage durch neue Kunden in einer ersten Runde nicht festgestellt werden konnte.

- 458 Sollten auch nach der zweiten Vergaberunde per Auktion nicht alle Slots vergeben worden sein, hat die Antragstellerin diese verbliebenen Slots unterjährig nach dem Prinzip First-Come-First-Serve (FCFS) allen registrierten Nutzern anzubieten. Aus Sicht der Beschlusskammer ist das gegebenenfalls unterjährige Angebot einzelner, verbliebener Slots klarer Bestandteil einer kurzfristigen Vergabe der Kapazitäten.
- 459 Nach Ansicht der Beschlusskammer trägt die unterjährige kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten durch ein zusätzliches Angebot an unterjähriger Kapazität zur Förderung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei gleichzeitiger Beachtung der individuellen technischen und operativen Gegebenheiten der LNG-Anlage bei.
- 460 I) Abweichungen im Verfahren zur unterjährigen Vergabe bei technischen Restriktionen (Tenor zu 5. I))
- 461 Tenor zu 5. I) erlaubt für die unterjährige kurzfristige Vergabe der zurückgehaltenen, nicht vermarkteten Kapazitäten Abweichungen bei den Vorgaben zum Slot-Produkt (Tenor zu 5. c)), um den nachvollziehbaren individuellen technischen Gegebenheiten der LNG-Anlage Wilhelmshaven gerecht zu werden. Von dieser Art der Vergabe darf nur im Fall technischer oder operationeller Restriktionen Gebrauch gemacht werden.
- 462 (1) Der Antragstellerin ist es in Einzelfällen gegebenenfalls technisch nicht möglich, unterjährige Slot-Angebote mit einer festen Mindestlöschmenge pro Slot in Höhe von 175.000 m<sup>3</sup> LNG oder verflüssigtes SNG oder mehr darzustellen, ohne dabei den mit den Nutzern der LNG-Anlage im Vorjahr verbindlich abgestimmten Jahresdienstleistungsplan ändern zu müssen. Um diesen technischen Restriktionen und den vertraglichen Bindungen der Antragstellerin gerecht zu werden, erlaubt Tenor zu 5. I) für die unterjährige Vergabe von zurückgehaltenen Slots die feste Mindestlöschmenge an LNG oder verflüssigtes SNG in Einzelfällen geringer anzusetzen. Die Antragstellerin ist jedoch verpflichtet, die gegebenenfalls notwendige Reduktion der festen Mindestlöschmenge so gering wie möglich zu halten.
- 463 (2) Tenor zu 5. I) bestimmt, dass die Antragstellerin von der Mindest-Regasifizierungsleistung für einen unterjährigen Slot abweichen kann. Es handelt sich hierbei um eine Mindestangabe, demnach steht es der Antragstellerin frei, für unterjährige Slots eine höhere Regasifizierungsleistung anzubieten, sofern dies transparent und diskriminierungsfrei erfolgt. Im Falle von technischen oder operationellen Restriktionen ist es der Antragstellerin im Einzelfall erlaubt, eine geringere Regasi-

fizierungsleistung anzubieten. Die Antragstellerin ist jedoch verpflichtet, die gegebenenfalls notwendige quantitative und qualitative Reduktion der Regasifizierungsleistung so gering wie möglich zu halten.

464 m) Weitere Gebühren und Kosten (Tenor zu 5. m))

465 Die Beschlusskammer erkennt an, dass mit der im Vergleich zur Erstvergabe als kleinteiliger zu bezeichnenden kurzfristigen Kapazitätsvergabe ein erhöhter Aufwand verbunden ist. Dennoch erachtet es die Beschlusskammer als unzulässig, wenn dies als Begründung zur Inrechnungstellung von weiteren Gebühren oder Kosten (z.B. Handling-Fee) herangezogen würde. Der gemäß Tenor zu 5. h) als zulässig bestimmte Preiszuschlag deckt aus Sicht der Beschlusskammer den Mehraufwand vollständig ab.

466 n) Angebot von Flexibilisierungsinstrumenten (Tenor zu 5. n))

467 Es steht der Antragstellerin frei, weitere Flexibilisierungsinstrumente anzubieten (z.B. Early-Delivery-Mechanismus oder Borrowing & Lending). Betreiber einer LNG-Anlage können unter Anwendung solcher Flexibilitätsinstrumente eine effektive Steuerung der LNG-Anlage ermöglichen. Die Anwendung hat transparent und diskriminierungsfrei zu erfolgen. Weitere Vorgaben zur Auswahl und Ausgestaltung der Flexibilisierungsinstrumente werden nicht gemacht.

468 o) Berichte zur unterjährigen Kurzfristvermarktung (Tenor zu 5. o))

Tenor zu 5. o) sieht vor, dass die Antragstellerin jeweils bis zum 31. März eines Folgejahres unter Angabe von Gründen darüber zu berichten hat, in welchem Umfang Kapazitäten beim Verfahren zur unterjährigen kurzfristigen Vergabe nicht vermarktet wurden. Der Bericht dient der Überwachung der Vorgaben zur unterjährigen kurzfristigen Vergabe. Diese Vorgaben beruhen auf einer Prognose unter Berücksichtigung der aktuellen Trends in der kurzfristigen Vermarktung im LNG-Markt. Die Beschlusskammer hat sich aus Verhältnismäßigkeitsgründen unter Berücksichtigung des Prognosecharakters dazu entschieden, die Vorgaben zur unterjährigen kurzfristigen Vermarktung auf ein Minimum zu beschränken. Die Berichtspflicht ermöglicht es der Beschlusskammer zu überwachen, ob zurückgehaltene Kapazitäten tatsächlich unterjährig angeboten wurden und ob ein solches Produkt nachgefragt wird. Sollte eine unterjährige Vergabe aufgrund technischer oder operativer Gründe nicht stattfinden, hat die Antragstellerin diese Gründe der Beschlusskammer nach Tenor zu 5. o) mitzuteilen. Um den bürokratischen Aufwand so gering wie möglich zu halten, besteht die Mitteilungspflicht nur in dem Fall, dass eine Vermarktung nicht stattgefunden hat.

469 p) Anlandung von verflüssigtem erneuerbaren SNG (Tenor zu 5. p))

Tenor zu 5. p) sieht vor, dass bei Anlandung von verflüssigtem erneuerbaren SNG der Kunde einen Rabatt in Höhe von 5% auf das Entgelt für das Basisprodukt bezogen auf den Anteil von SNG am gesamten entladenen Volumen, erhält (vgl. Antrag vom 01.11.2023, S. 17). Wenngleich

die Rabattierung von SNG in den vorliegenden Regeln und Mechanismen aus Sicht der Beschlusskammer dem Grunde nach keiner gesonderten Regelung bedurfte, sondern im ausschließlichen Regelungsbereich der Antragstellerin liegt, so wurde dennoch die Relevanz durch die Beschlusskammer gesehen, die Anlandung von verflüssigtem SNG anstelle von verflüssigtem fossilen Erdgas im Sinne der Reduktion CO<sub>2</sub>-Emissionen vorzugswürdig zu behandeln.

470 SNG muss den zum Zeitpunkt der Entladung gültigen deutschen und europäischen Definitionen von erneuerbarem Gas entsprechen. Der Slot-Inhaber ist für die Vorlage entsprechender Nachweise verantwortlich.

### **3.8.4.3. Sekundärvermarktung (Tenor zu 6.)**

471 Tenor zu 6. verpflichtet die Antragstellerin dazu, in ihren Kapazitätsverträgen besondere Regelungen für das Engpassmanagement vorzusehen, wonach mindestens jedem Nutzer das Recht zustehen muss, seine kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln. Diese Bestimmung dient der Umsetzung der Vorgabe des Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 der Richtlinie 2009/73/EG, wonach die Regulierungsbehörde zur Auflage macht, dass in den Regeln für das Engpassmanagement vorzusehen ist, dass Nutzer der Infrastruktur das Recht haben, ihre kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln. Die Formulierung „mindestens“ stellt klar, dass die Antragstellerin weitere Regelungen zum Engpassmanagement aufstellen darf.

472 a) Recht zur Sekundärvermarktung und Registrierung (Tenor zu 6. a))

473 (1) Registrierung

474 In Tenor zu 4. a) (1) und 5. a) (1) wurde bereits bestimmt, dass potentielle Nutzer vor dem Erwerb von Kapazität bei der Antragstellerin registriert sein müssen. Diese Vorgabe gilt aufgrund des auch hier gegebenen Sicherungsbedürfnisses der Antragstellerin und im Interesse eines reibungslosen Funktionierens des operativen Betriebs auch für den Bereich der Kapazitätsübertragung im Rahmen der Sekundärvermarktung

475 (2) Begriff der Übertragung

476 Der Begriff der Übertragung ist hier weit zu verstehen und umfasst neben der Nutzungsübertragung auch die Nutzungsüberlassung. Möglich ist also die Übertragung für den gesamten Vertragsumfang aber auch die temporäre Überlassung von Kapazitäten und die Übertragung von einzelnen Slots. Demnach können Inhaber von Kapazitäten gebuchte Kapazitäten bzw. Slots ganz oder teilweise auf Dritte übertragen aber auch ganz oder teilweise zur Nutzung überlassen.

477 b) Transparenzverpflichtung (Tenor zu 6. b))

- 478 Um Transparenzanforderungen zu genügen, hat der Inhaber der Kapazitäten rechtzeitig vor der Sekundärvermarktung der Antragstellerin Volumen, Laufzeit und Zeitpunkt der Sekundärvermarktung anzuzeigen. Die Antragstellerin hat sodann mindestens alle bei ihr registrierten Marktteilnehmer unverzüglich über Umfang und Zeitpunkt einer bevorstehenden Sekundärvermarktung zu informieren.
- 479 Dies sieht auch die Entscheidung der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az.: C(2021) 3814, Art. 3, Rn. 93 f.) vor. Die Europäische Kommission begründet dies damit, dass bilaterale Sekundärmarktgeschäfte sehr intransparent seien und damit neuen Marktteilnehmern den Zugang zu solchen Kapazitäten erschweren können. Eine Veröffentlichung der Preise hält die Europäische Kommission im Hinblick auf schützenswerte Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse jedoch für nicht erforderlich. Ausreichend sei nach Auffassung der Europäischen Kommission vielmehr beispielsweise eine Verpflichtung des Kapazitätsinhabers zur rechtzeitigen vorherigen Meldung an die Antragstellerin vor einem Verkauf von Kapazitäten, damit diese die Informationen über Volumen und Zeitpunkt der verfügbaren Sekundärkapazität allen registrierten Marktteilnehmern zu Verfügung stellen könne. Damit sei sichergestellt, dass sich die Ausnahme nicht nachteilig auf den Wettbewerb auswirke.
- 480 Um eine ausreichende Transparenz in Bezug auf die auf dem Sekundärmarkt verfügbare Kapazität zu gewährleisten, ohne die Freiheit der Marktteilnehmer, Preise und Bedingungen für eine solche Kapazitätsübertragung übermäßig zu beeinträchtigen, sollten also Volumen und Zeitpunkt der auf dem Sekundärmarkt verfügbaren Kapazitäten diskriminierungsfrei zugänglich sein. Die Beschlusskammer erachtet die Ankündigung der Sekundärvermarktung des Kapazitätsinhabers gegenüber der Antragstellerin und der Information mindestens aller registrierten Marktteilnehmer durch die Antragstellerin zusätzlich für erforderlich, damit die Transparenzanforderungen voll ausgeschöpft werden. Dies gilt auch, um allen Teilnehmern die gleichen Chancen einräumen zu können und einen Informationsvorsprung zu vermeiden. Dies gilt vor allen Dingen für die Fälle, in denen potentielle Kunden noch keine Nachfrage nach Kapazitätsübertragungen auf der Plattform hinterlegt haben. Denn dann besteht die Wahrscheinlichkeit, dass potentielle Nutzer Angebote verpassen. Dies zu vermeiden ist nur möglich, wenn die Antragstellerin durch den Kapazitätsinhaber die Durchführung angezeigt bekommt und die potentiellen Kunden sichere Kenntnis von der Anwendung bzw. der gewollten Durchführung der Sekundärvermarktung durch den Kapazitätsinhaber erlangen.
- 481 c) Zustimmung des LNG-Anlagenbetreibers (Tenor zu 6. c))
- 482 Der Antragstellerin ist nach Tenor zu 6. c) ein Zustimmungsrecht bei Kapazitätsübertragungen im Rahmen der Sekundärvermarktung einzuräumen. Dabei bedürfen sowohl die Nutzungsübertragung als auch die Nutzungsüberlassung der Zustimmung der Antragstellerin. Ihr obliegt die Fest-

legung des Jahresdienstleistungsplans und die Koordination von notwendig werdenden Anpassungen im Laufe des Buchungsjahres. Um diese Aufgaben wahrnehmen zu können, ist es unerlässlich, dass die Antragstellerin gesicherte Informationen darüber hat, welcher Nutzer Inhaber von Kapazitäten ist und wie er diese zu nutzen gedenkt. Dies entspricht auch den Ausführungen der Europäischen Kommission in ihrem Beschluss vom 25.05.2021 (Az.: C(2021) 3814, Rn. 88), welche die Genehmigung des Terminalbetreibers im Rahmen der Sekundärvermarktung für erforderlich erachtet, damit der Terminalbetreiber in der Lage ist, die sich aus der Ausnahme ergebenden Verpflichtungen, insbesondere die Buchungsobergrenze, durchzusetzen.

- 483 Die Zustimmung ist grundsätzlich zu erteilen. Eine Versagung ist nur zulässig, wenn wichtige Gründe einer Kapazitätsübertragung im Wege stehen. Ein wichtiger Grund liegt insbesondere dann vor, wenn die in einer etwaigen Ausnahme vorzusehende Buchungsobergrenze überschritten ist oder wenn unter Heranziehung objektiver, nicht-diskriminierender Kriterien berechnete Zweifel an der finanziellen und/oder technischen Leistungsfähigkeit des übernehmenden Nutzers bestehen.
- 484 d) Rechte und Pflichten bei Kapazitätsübertragung (Tenor zu 6. d))
- 485 Die Regelung in Tenor zu 6. d) stellt klar, dass im Fall einer erfolgreichen Kapazitätsübertragung der neue Kapazitätsinhaber für den Zeitraum und den Umfang der Kapazitätsübertragung vollständig in Rechte und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag eintritt. Folglich wird der ursprüngliche Kapazitätsinhaber im Rahmen der übertragenen Kapazitäten für den Zeitraum und den Umfang der Kapazitätsübertragung gegenüber der Antragstellerin von seinen Rechten und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag befreit. Für andere Fälle bzw. sofern eine reine Nutzungsüberlassung stattfindet, kann der Terminalbetreiber abweichende Regelungen treffen.
- 486 e) Mitteilung zur tatsächlichen Nutzung von Slots (Tenor zu 6. e))
- 487 Die Sekundärvermarktung ist vom UIOLI-Verfahren zu differenzieren. Aus den bisherigen Ausführungen der Antragstellerin ist ersichtlich, dass die Sekundärvermarktung zeitlich vor dem Use-it-or-lose-it-Verfahren (UIOLI-Verfahren) vorgesehen ist, aber auch dann zum Zuge kommt, wenn das UIOLI-Verfahren nicht angewendet wurde oder nicht erfolgreich war. Die Beschlusskammer erachtet dies als sinnvoll und bestimmt insofern in Ziffer I. 3) e) Umstände, die die Anwendungsmöglichkeit der beiden Verfahren voneinander abgrenzt. Bezüglich der Bestimmung der Umstände wird auch auf die Ausführungen zum UIOLI-Verfahren verwiesen (siehe Tenor zu 7.).
- 488 Das Recht der Nutzer, ihre kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln, ist bis 5 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots möglich. Spätestens 5 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots hat der Nutzer gegenüber der Antragstellerin mitzuteilen, ob und an welchen registrierten Nutzer ein von ihm nicht genutzter Slot übertragen wurde.
- 489 Für die Dauer des UIOLI-Verfahrens scheidet eine Sekundärvermarktung aus.

#### 3.8.4.4. Use-it-or-lose-it-Verfahren (Tenor zu 7.)

- 490 Tenor zu 7. enthält die Verpflichtung der Antragstellerin, in ihren Verträgen über Kapazitäten besondere Regelungen für ein Engpassmanagement vorzusehen, die es nach dem UIOLI-Verfahren gebieten, ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten. Die Bestimmung, dass die Antragstellerin verpflichtet wird, ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten, dient der Umsetzung der Vorgabe des Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 der Richtlinie 2009/73/EG, wonach die Regulierungsbehörde zur Auflage macht, dass in den Regeln für das Engpassmanagement vorzusehen ist, dass ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten sind.
- 491 Zu diesem Zweck hat die Antragstellerin mindestens die in Tenor zu 7. a) bis c) vorgesehenen Vorgaben zu beachten und in den Verträgen über Kapazitäten zu vereinbaren. Der Antragstellerin steht es frei, weitere Regelungen zur Ausgestaltung des Verfahrens zu treffen, soweit sie im Einklang mit den in Tenor zu 7. a) bis c) zwingend vorgegebenen Regelungen und dem Grundsatz der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit stehen.
- 492 a) Mitteilung zur Nicht-Nutzung von Slots und Vorlauffrist von 20 Tagen und Verhältnis zur Sekundärvermarktung (Tenor zu 7. a))
- 493 Tenor zu 7. a) sieht vor, dass das UIOLI-Verfahren anzuwenden ist, wenn der Nutzer bis spätestens 20 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots eine Anlandung nicht angekündigt hat oder mitteilt, den gebuchten Slot nicht zu nutzen bzw. keinen anderen Nutzer benennt, an den der Entlade-Slot übertragen wurde.
- 494 (1) Keine Ankündigung der Anlandung oder Mitteilung bei Nicht-Nutzung
- 495 Das UIOLI-Verfahren sollte so früh wie möglich, spätestens aber an dem Zeitpunkt starten, sobald die Antragstellerin Gewissheit darüber hat, dass ein bestimmter Entlade-Slot nicht genutzt werden wird bzw. der eigentliche Nutzer keinen anderen registrierten Nutzer benennt, an den der Entlade-Slot übertragen wurde.
- 496 Insofern kommt das UIOLI-Prinzip zwingend dann zur Anwendung, wenn die Nutzung eines Slots im Rahmen der entsprechenden Vorlauffrist von 20 Tagen nicht angekündigt („nominiert“) wird oder mitgeteilt wird einen bestimmten Entlade-Slot nicht zu nutzen. Wird hingegen die Anlandung eines Schiffes angekündigt, scheidet die Anwendung des UIOLI-Verfahrens aus und die Antragstellerin geht von der Nutzung des Slots durch den Berechtigten aus.
- 497 Findet das UIOLI-Verfahren Anwendung, dann ist die Sekundärvermarktung ausgeschlossen. Diese oben genannten Umstände zeigen das Exklusivitätsverhältnis zwischen der Sekundärvermarktung und UIOLI auf und führen zu einer klaren Abgrenzung der beiden Instrumente. Sobald UIOLI zur Anwendung kommt, ist das Anbieten der Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt durch den ursprünglichen Kapazitätsinhaber nicht mehr möglich. Es sei denn das UIOLI-Verfahren bleibt erfolglos, dann kann die Sekundärvermarktung wieder durchgeführt werden.

- 498 (2) Registrierung und Bestimmung der Vorlaufzeit von 20 Tagen
- 499 Bei der Bestimmung der Vorlaufzeit hat die Beschlusskammer eine Abwägung der widerstreitenden Interessen vorgenommen. Die Vorgabe berücksichtigt die nachvollziehbaren Interessen der potentiellen Kunden an einer möglichst werthaltigen und flexiblen Nutzung ihres Primärkapazitätsproduktes und der Antragstellerin an dem Abschluss der langfristigen Verträge zur Sicherung der Investition.
- 500 Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine möglichst frühe Bereitstellung der ungenutzten Kapazitäten eine sinnvolle Nutzung durch andere Marktteilnehmer ermöglicht und einem Horten von Kapazitäten wirksam entgegenwirken kann. Vor diesem Hintergrund sollte das UIOLI-Verfahren so früh wie möglich, spätestens aber an dem Zeitpunkt starten, zu dem die Antragstellerin Gewissheit darüber hat, dass ein bestimmter Entlade-Slot nicht genutzt werden wird. Eine längere Vorlaufzeit erhöht somit die Chancen, dass ein neuer Kunde ein solches Produkt auch nachfragen kann.
- 501 b) Buchungszeitraum bis spätestens 20 Tage vor dem Entlade-Slot und Registrierung (Tenor zu 7. b))
- 502 Spätestens 20 Tage vor dem planmäßig eigentlich vorgesehenen Entlade-Slot, ist dieser durch die Antragstellerin in einem von ihr zu bestimmenden, diskriminierungsfreien und an alle registrierten Nutzer gerichteten Verfahren zu vermarkten. Mit dieser Vorgabe soll sichergestellt werden, dass alle potentiellen Nutzer die Gelegenheit bekommen, am Verfahren der Vergabe des nicht genutzten Slots teilzunehmen.
- 503 Entsprechend der vorangegangenen Regelungen für die langfristige und kurzfristige Vergabe und die Sekundärvermarktung ist auch im Rahmen des UIOLI-Verfahrens die Registrierung der Nutzer bei der Antragstellerin obligatorisch.
- 504 c) Rechte und Pflichten bei erfolgreicher Vergabe und Rück-Rückgabe (Tenor zu 7. c))
- 505 Tenor zu 7. c) regelt ebenso wie im Rahmen der Sekundärvermarktung, dass im Falle einer erfolgreichen Vergabe der frei gewordenen Entlade-Slots der ursprüngliche Kapazitätsinhaber gegenüber der Antragstellerin von seinen Rechten und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag befreit ist. Wird die Kapazität nicht vergeben, weist die Antragstellerin die Kapazität an den ursprünglichen Inhaber zurück (Rück-Rückgabe). Die Antragstellerin sieht hier ein Ablaufzeitfenster von drei Tagen vor. Diese Vorgabe begründet sich im berechtigten Sicherheitsbedürfnis der Antragstellerin, dem Interesse eines reibungslosen Funktionierens des operativen Betriebs und dem Interesse des Primärkapazitätsinhabers an der durch die Rück-Rückgabe eröffneten Möglichkeit zu einer flexiblen Nutzung der Primärkapazität.
- 506 Die Beschlusskammer folgt den Vorschlägen der Antragstellerin zur Auskehrung gegebenenfalls erzielter Vermarktungserlöse an den ursprünglichen Rechteinhaber. Ebenso folgt sie der Vorgehensweise, dass die Antragstellerin dem ursprünglichen Kapazitätsinhaber eine angemessene

Gebühr für die Vermarktung in Rechnung stellen darf. Diesbezüglich behält sich die Beschlusskammer eine Überprüfung vor, sofern sich nach Abschluss des Verfahrens prohibitive Wirkungen durch diese Vorgehensweisen einstellen sollten.

- 507 Die grundsätzliche Rückgabe ungenutzter Kapazitäten unabhängig von der hier genannten Frist begrüßt die Beschlusskammer. Die Möglichkeit bleibt der vertraglichen Ausgestaltung zwischen Antragstellerin und Terminalnutzer vorbehalten, muss aber diskriminierungsfrei und transparent ausgestaltet sein. Für einen gegebenenfalls erzielten Vermarktungserlös, welcher an den ursprünglichen Rechteinhaber ausgekehrt wird, kann eine angemessene Gebühr erhoben werden.
- 508 Soweit die Antragstellerin nach ihrem Vortrag zusätzlich zu den Verfahren der Sekundärvermarktung, Verfahren gemäß Tenor zu 6., oder Use-it-or-Lose-it, Verfahren gemäß Tenor zu 7., für ihre Anlagennutzer ein sogenanntes Verfahren der Rückgabe ungenutzter Kapazitäten vorsieht, ist von der Antragstellerin jederzeit sicherzustellen, dass die Anwendung der Sekundärvermarktung sowie des UIOLI-Verfahrens dadurch nicht beeinträchtigt werden und das Verfahren der Rückgabe ungenutzter Kapazitäten die Grundsätze der Diskriminierungsfreiheit und Transparenz wahrt.

### **3.8.5. Berichtspflicht (Tenor zu 8.)**

- 509 Nach Tenor zu 8. ist die Antragstellerin verpflichtet, die Beschlusskammer unverzüglich über alle Umstände zu unterrichten, die eine Neubewertung der Voraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG erforderlich machen könnten oder soweit die Einhaltung der Auflagen gemäß Tenor zu 3. bis 7. betroffen sein könnten.
- 510 Die Voraussetzungen für die Freistellung nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG können für die lange Dauer der Geltung der Ausnahme von 20 Jahren Veränderungen unterliegen. Die Berichtspflicht soll die Beschlusskammer daher in die Lage versetzen, eine gegebenenfalls erforderliche Neubewertung der Ausnahmevoraussetzungen aufgrund solcher Veränderungen prüfen und beurteilen zu können. Daneben soll die Mitteilungspflicht der Beschlusskammer die Überwachung der Einhaltung der Auflagen durch die Antragstellerin ermöglichen, soweit ihr in Tenor zu 3. bis 7. bestimmte Verhaltenspflichten auferlegt wurden.
- 511 Unter den Begriff „Umstand“ können alle von der Antragstellerin beeinflussbaren, aber auch nicht beeinflussbaren Ereignisse, fallen. Mitzuteilen sind zudem Ereignisse, die in der nahen Zukunft mit hinreichender Wahrscheinlichkeit eintreten oder sich bereits in einem hinreichend konkreten Planungsstadium befinden. Dies wird etwa spätestens dann anzunehmen sein, wenn die Unternehmensleitung eine entsprechende Entscheidung getroffen hat. Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit sind nur solche Umstände mitzuteilen, die eine Neubewertung der Freistellungsvorausset-

zungen erforderlich machen könnten oder die die Einhaltung der gemäß Tenor zu 3. bis 7. auferlegten Verhaltenspflichten betreffen. Dabei ist aber zu beachten, dass bereits die Möglichkeit einer solchen Neubewertung ausreicht, um die Mitteilungspflicht auszulösen. Die konkrete Bewertung obliegt dann der Beschlusskammer. Die Mitteilung der Umstände an die Beschlusskammer muss unverzüglich, d.h. ohne schuldhaftes Zögern, erfolgen (§ 121 BGB).

- 512 Die Europäische Kommission hatte in dem ursprünglichen Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Brunsbüttel darauf hingewiesen, dass die Antragstellerin insbesondere im Fall der Gewährung von öffentlichen Fördermitteln zu einer Mitteilung gegenüber der Beschlusskammer verpflichtet ist, da dies ein Umstand ist, in deren Folge die Einhaltung der Genehmigungsvoraussetzung eines eine Ausnahme rechtfertigenden Investitionsrisikos gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 2 EnWG bzw. Art. 36 Abs. 1 lit. b) der Richtlinie 2009/73/EG betreffen könne und eine Neubewertung des Umfangs und der Dauer der Ausnahmegenehmigung erforderlich machen könne (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 111). Diese Vorgabe wird hier durch Tenor zu 8. und 9. der Ausnahmegenehmigung umgesetzt.
- 513 Weiter ist die Antragstellerin nach Tenor zu 8. verpflichtet, eine gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt erfolgende Übertragung von Kapazitäten in größerem Umfang und dauerhaft im Rahmen einer Sekundärvermarktung auf einen marktmächtigen Dritten anzuzeigen. Denn in einem solchen Fall könnte die Einhaltung der Ausnahmeveraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 und 5 EnWG, wonach während der gesamten Ausnahmedauer keine nachteiligen Wettbewerbsauswirkungen von der Ausnahme ausgehen dürfen, betroffen sein. So sind aus Sicht der Beschlusskammer Beschränkungen von Buchungen durch potentiell marktmächtige Unternehmen zum jetzigen Zeitpunkt nicht erforderlich, [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]  
[REDACTED]
- 514 Um jedoch wettbewerbsabträgliche Wirkungen wirksam auch für den Fall auszuschließen, dass Kapazitäten zu einem späteren Zeitpunkt im Rahmen der Sekundärvermarktung in größerem Umfang und für einen längeren Zeitraum auf ein potentiell marktmächtiges Unternehmen übertragen werden, sind solche Kapazitätsübertragungen nach Tenor zu 8. durch die Antragstellerin anzuzeigen. Die Antragstellerin ist zu einer solchen Anzeige einer Kapazitätsübertragung auch in der Lage, da jede Kapazitätsübertragung im Rahmen der Sekundärvermarktung nach Tenor zu 6 c) an die Zustimmung der Antragstellerin geknüpft ist. Diese Zustimmung zur Kapazitätsübertragung wäre dann ggf. nach einer entsprechenden Anzeige und Prüfung durch die Beschlusskammer unter Einbindung der Europäischen Kommission und des Bundeskartellamtes zu versagen. Eine

ggf. erforderliche Beschränkung der Kapazitätsübertragung könnte zudem nach Tenor zu 9. a) der Ausnahme erlassen werden.

515 Nach Auffassung der Beschlusskammer ist nicht jede Kapazitätsübertragung im Rahmen der Sekundärvermarktung anzeigepflichtig, sondern nur solche, bei denen die Gefahr besteht, dass sie eine nachteilige Wirkung auf den Wettbewerb (§ 28a Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 5 EnWG) haben könnten. Bei der Frage, welche Kapazitätsübertragungen im Wege der Sekundärvermarktung anzeigepflichtig sind, kann die Entscheidung der Europäischen Kommission im Ausnahmeverfahren für die LNG Anlage „Deutsche Ostsee“ in Lubmin eine gewisse Orientierung bieten (Europäische Kommission, Beschluss vom 20.12.2022, Az. C(2022) 9902 final, Art. 1). Überprüfungsbedürftig und damit anzeigepflichtig wäre danach in jedem Fall eine Kapazitätsübertragung, die dazu führen würde, dass ein Marktteilnehmer mindestens 65% der für langfristige Buchungen verfügbaren Gesamtkapazität (also 65% von 90% der Jahresdurchsatzkapazität) unter Einschluss erster verbindlicher Kapazitätsverträge und etwaiger später hinzugefügter oder verfügbar gemachter Kapazitäten sowie Kapazitätsbuchungen auf dem Sekundärmarkt für einen Zeitraum von mindestens fünf Jahren erlangen würde und dies dazu führen würde, dass dieser Marktteilnehmer einen Marktanteil von mindestens 30% auf dem vor- oder nachgelagerten deutschen Gasgroßhandelsmarkt zu einem beliebigen Zeitpunkt während der Buchungsdauer erlangen würde.

516

### **3.8.6. Änderung, Ergänzung oder Aufhebung von Nebenbestimmungen oder der Ausnahmegenehmigung (Tenor zu 9.)**

517 Die Regelung in Tenor zu 9. erlaubt es der Beschlusskammer, die Nebenbestimmungen in Tenor zu 2. bis 7. ganz oder teilweise aufzuheben, zu ändern oder zu ergänzen, die Ausnahmegenehmigung nachträglich mit weiteren Nebenbestimmungen und Auflagen zu versehen oder zu widerrufen. Die Möglichkeit zur Änderung, Ergänzung oder Aufhebung von Nebenbestimmungen oder der Ausnahmegenehmigung nach Tenor zu 9. besteht in verschiedenen Fällen. Zum einen kommt eine Änderung oder eine Aufhebung der Entscheidung in Betracht, wenn aufgrund geänderter tatsächlicher Umstände eine Neubewertung der Ausnahmevoraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG erforderlich ist (Tenor zu 9. a)). Zum anderen besteht eine solche Änderungs- bzw. Aufhebungsmöglichkeit, wenn die Antragstellerin eine oder mehrere der Auflagen in Tenor zu 3. bis 7. nicht erfüllt (Tenor zu 9. b)). Des Weiteren besteht diese Möglichkeit zur Abänderung oder zum Widerruf, wenn die Antragstellerin nach Inbetriebnahme der LNG-Anlage nicht gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG entsprechend der §§ 8 bis 10e EnWG vom Netzbetrieb der Open Grid Europe GmbH (OGE) oder eines dritten Netzbetreibers, in dessen Netz die Infrastruktur geschaffen wird, getrennt ist (Tenor zu 9. c)). Die Ausnahmegenehmigung sieht zudem ausdrücklich die Möglichkeit zur Änderung oder dem Widerruf vor für den Fall einer Änderung, des Widerrufs oder

der Unwirksamkeit des zu dieser Ausnahmegenehmigung ergangenen Beschlusses der Europäischen Kommission vor (Tenor zu 9. d)).

518 (1) Geänderte tatsächliche Umstände (Tenor zu 9. a))

519 Tenor zur 9. stellt die Revisionsfähigkeit der Ausnahmegenehmigung sicher. Danach kann die Ausnahmegenehmigung nachträglich mit weiteren Nebenbestimmungen und Auflagen versehen, ganz oder teilweise aufgehoben, geändert oder ergänzt werden. Ferner können die in Tenor zu 2. bis 7. getroffenen Nebenbestimmungen ganz oder teilweise geändert, ergänzt oder aufgehoben werden, sofern aufgrund geänderter tatsächlicher Umstände eine Neubewertung der Ausnahmehypothesen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG erforderlich ist. Die Regelung knüpft an die in Tenor zu 8. geregelte Berichtspflicht an und ermöglicht es der Beschlusskammer im Falle geänderter tatsächlicher Umstände eine Anpassung der Freistellungsentscheidung an die neuen Gegebenheiten vorzunehmen.

520 Von Bedeutung ist das zum einen im Interesse der Antragstellerin und ihrer Kunden, aber auch von potentiellen Marktteilnehmern insbesondere im Hinblick auf die in Tenor zu 4. bis 7. bestimmten Regeln und Mechanismen für die Kapazitätsvergabe und das Kapazitätsmanagement. Diese Regeln beruhen auf einer Analyse des LNG-Marktes und Prognose seiner weiteren Entwicklung. Prognoseentscheidungen sind zwangsläufig mit bestimmten Prognoserisiken belastet, die umso größer werden, desto weiter die Prognose in die Zukunft reicht. Um über die langjährige Dauer der Ausnahme zukünftige, wesentlich von der Prognose abweichende Entwicklungen angemessen berücksichtigen zu können, kann eine Anpassung der in Tenor zu 2. bis 7. getroffenen Nebenbestimmungen, insbesondere der Regeln und Mechanismen für die Kapazitätsvergabe und das Kapazitätsmanagement, unter Umständen erforderlich sein. Damit kann etwa eine wirtschaftlich sinnvolle Nutzung der Kapazitäten gewährleistet werden, sollte sich nachträglich herausstellen, dass die Entwicklungen im LNG-Markt Anpassungen erfordern. Es ermöglicht der Beschlusskammer auch im Sinne der Verhältnismäßigkeit, Nebenbestimmungen ganz oder teilweise aufzuheben, sollte sich nachträglich herausstellen, dass die Regelungen nicht oder nicht mehr erforderlich sind.

521 Darüber hinaus gewährleistet der Änderungs- und Widerrufsvorbehalt auch, dass die Einhaltung der Genehmigungsvoraussetzungen über die Dauer der Ausnahme von 20 Jahren sichergestellt ist. So hat die Europäische Kommission in Ausnahmeverfahren ausgeführt, dass eine Neubewertung der Genehmigungsvoraussetzung des Investitionsrisikos und gegebenenfalls Prüfung und Änderung der Ausnahmegenehmigung erforderlich sein kann, wenn öffentliche Fördermittel für den Bau der LNG-Anlage gewährt werden (Europäische Kommission, Beschluss vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Art. 4 und Rn. 110f.). In einem solchen Fall könnte die Erforderlichkeit der Ausnahme in Frage stehen, da das Investitionsrisiko durch die Gewährung von öffentlichen För-

dermitteln zugunsten der Investoren gesenkt würde. Nach Auffassung der Europäischen Kommission hat die Antragstellerin eine solche Subvention der Beschlusskammer nach Tenor zu 8. der vorliegenden Ausnahmegenehmigung zu melden. Die Beschlusskammer hat dann eine Neubewertung der Genehmigungsvoraussetzung eines die Ausnahme rechtfertigenden Investitionsrisikos (§ 28a Abs. 1 Nr. 2 EnWG und Art. 36 Abs. 1 lit. b) der Richtlinie 2009/73/EG) und Prüfung einer Änderung bzw. eines Widerrufs der Ausnahmegenehmigung vorzunehmen. Nach Auffassung der Europäischen Kommission schließt die Gewährung von öffentlichen Förderungen jedoch nicht per se das für die Erteilung einer Ausnahme erforderliche Investitionsrisiko aus. Je nach Sachlage kann in einem solchen Fall unter Umständen auch eine Begrenzung der Ausnahme, z.B. auf einen Teil der Kapazität oder eine kürzere Dauer in Betracht kommen, da Ausnahmen auf das erforderliche Maß beschränkt werden sollen (Europäische Kommission, Beschluss vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 110f.).

522 (2) Verstoß gegen Auflagen (Tenor zu 9. b))

523 Die Regelung in Tenor zu 9. b) dient der Überwachung der Einhaltung der Nebenbestimmungen in Tenor zu 3. bis 7., die aus Sicht der Beschlusskammer erforderlich sind, um die gesetzlichen Voraussetzungen für eine Ausnahmegenehmigung herzustellen. So stellt die Verpflichtung nach Tenor zu 3. sicher, dass die nach § 28a Abs. 1 Nr. 4 EnWG vorausgesetzte Erhebung von Entgelten für die Nutzung der Infrastruktur auch tatsächlich eingehalten wird. Die in Tenor zu 4. bis 7. bestimmten Regeln und Mechanismen zur Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement dienen demgegenüber der Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG, indem sie eine Abschottung der neuen Infrastruktur über den langjährigen Ausnahmezeitraum verhindern und eine Ausnahme von den Zugangsverpflichtungen des § 20 EnWG nur soweit zulassen, als sie zur Ermöglichung der Investition erforderlich sind. Der in Tenor zu 9. geregelte Änderungs- bzw. Widerrufsvorbehalt ermöglicht es der Beschlusskammer bei Nichteinhaltung der Vorgaben, die die Genehmigungsfähigkeit des Antrags gewährleisten, angemessen reagieren zu können.

524 (3) Verstoß gegen Entflechtungsvorgabe (Tenor zu 9. c))

525 Die Regelung in Tenor zu 9. c.) sichert die Einhaltung der besonderen Entflechtungsvorgabe des § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG, wonach der Eigentümer und Betreiber der neuen Infrastruktur von dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Infrastruktur angeschlossen ist, entsprechend der §§ 8 bis 10e EnWG rechtlich, operationell, buchhalterisch und informationell entflochten sein muss. Kritischer Zeitpunkt für die Einhaltung dieser Entflechtungsvorgabe ist die Inbetriebnahme (vgl. Däuper, in: Theobald/Kühling, Energierecht Kommentar, 122. Ergänzungslieferung August 2023, § 28a EnWG, Rn. 11). Die in Tenor zu 9. c.) vorbehaltene Möglichkeit zur Abänderung oder zum Wider-

ruf der Ausnahmegenehmigung versetzt die Beschlusskammer in die Lage, die spezielle Entflechtungsvorgabe des § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG nach Inbetriebnahme überwachen und auch durchsetzen zu können.

- 526 (4) Änderung, Aufhebung oder Unwirksam werden des Beschlusses der Europäischen Kommission (Tenor zu 9. d))
- 527 Die Regelung in Tenor zu 9. d) geht auf eine entsprechende Vorgabe der Europäischen Kommission (Beschluss vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Art. 4 und Rn. 25) zurück. Damit ist nun ausdrücklich klargelegt, dass die Ausnahmegenehmigung auch dann geändert oder widerrufen werden kann, wenn die Entscheidung der Europäischen Kommission nach Art. 36 Abs. 9 der Richtlinie 2009/73/EG geändert, widerrufen oder sonst unwirksam wird. Eine unwirksame Entscheidung der Europäischen Kommission nach Art. 36 Abs. 9 der Richtlinie 2009/73/EG kann etwa aufgrund von Gerichtsverfahren oder der in der Art. 36 Abs. 9 UAbs. 5 der Richtlinie 2009/73/EG geregelten auflösenden Bedingungen im Fall einer nicht erfolgten Inbetriebnahme der Anlage innerhalb von 5 Jahren bzw. eines nicht begonnenen Baus der Anlage innerhalb von 2 Jahren ab Erteilung der Entscheidung der Europäischen Kommission eintreten. Die Vorgabe stellt somit in dem zweistufigen Verwaltungsverfahren zur Gewährung einer Ausnahme nach § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG ausdrücklich klar, dass ein Gleichklang zwischen der nationalen Ausnahmegenehmigung und der im Rahmen des EU-Beteiligungsverfahrens nach Art. 36 Abs. 9 der Richtlinie 2009/73/EG erforderlichen Genehmigung der nationalen Ausnahmegenehmigung durch die Europäische Kommission gewährleistet ist.
- 528 (6) Reaktionsmöglichkeiten
- 529 Unter Ausübung des durch § 28a EnWG eingeräumten Ermessens hat sich die Beschlusskammer für eine Reihe an verschiedenen Reaktionsmöglichkeiten entschieden, die von der teilweisen Aufhebung, Änderung oder Ergänzung der Nebenbestimmungen über deren Aufhebung und den nachträglichen Erlass von Nebenbestimmungen bis zum Widerruf der Ausnahmegenehmigung selbst als ultima ratio reichen. Dadurch wird dem Verhältnismäßigkeitsgrundsatz Genüge getan, indem unbedeutende Verstöße gegen die Auflagen nicht die Ausnahmegenehmigung als Ganzes gefährden. Dies wäre ersichtlich unverhältnismäßig. Mit den genannten Reaktionsmöglichkeiten kann die Beschlusskammer hingegen der Schwere etwaiger Verstöße unter Berücksichtigung der Besonderheiten des Einzelfalls und des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit Rechnung tragen. Ein Widerruf wird als ultima ratio daher unter Verhältnismäßigkeitsgesichtspunkten nur dann in Frage kommen, wenn es sich um schwerwiegende bzw. wiederholte Verstöße gegen Auflagebestimmungen handelt, denen eine besondere Bedeutung für die Genehmigungsfähigkeit der Ausnahme zukommt, und soweit keine Abhilfe durch eine der anderen Reaktionsmöglichkeiten als milderer Mittel zur Verfügung steht. Daneben kommt eine Aufhebung der Ausnahmegenehmigung

aufgrund der Aufhebung oder dem Unwirksamwerden der Entscheidung der Europäischen Kommission nach Art. 36 Abs. 9 der Richtlinie 2009/73/EG in Betracht.

### **3.8.7. Mitteilungspflicht gegenüber der Europäischen Kommission bei Änderung oder Aufhebung der Ausnahmegenehmigung (Tenor zu 10.)**

530 Die Regelung in Tenor zu 10. dient ebenso wie die Regelung in Tenor zu 9 d) dazu, in dem zweistufigen Verwaltungsverfahren einen Gleichklang zwischen der nationalen Ausnahmegenehmigung und der im Rahmen des EU-Beteiligungsverfahrens nach Art. 36 Abs. 9 der Richtlinie 2009/73/EG erforderlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission zu gewährleisten. Die Regelung stellt zudem klar, dass die Europäische Kommission in diesem Fall eine Änderung oder die Aufhebung des geänderten Beschlusses beantragen kann.

### **3.8.8. Geltung der Ausnahmegenehmigung (Tenor zu 11.)**

531 Mit dem Tenor zu 11. wird die Ausnahme unter die auflösende Bedingung gestellt, dass spätestens 2 Jahre nach Erlass der Entscheidung der Europäischen Kommission mit dem Bau der LNG-Anlage in Wilhelmshaven begonnen wird und die LNG-Anlage spätestens 5 Jahre nach Erlass der Entscheidung der Europäischen Kommission kommerziell in Betrieb genommen wird, wobei das Datum des Baubeginns und das der kommerziellen Inbetriebnahme der Beschlusskammer jeweils unverzüglich schriftlich mitzuteilen ist.

532 Neben dem Datum des Baubeginns ist maßgeblicher Anknüpfungspunkt für die auflösende Bedingung entsprechend des in Tenor zu 2. geregelten Ausnahmezeitraums der Zeitpunkt der kommerziellen Inbetriebnahme. Da das Datum der kommerziellen Inbetriebnahme Anknüpfungspunkt sowohl für die in Tenor zu 2. geregelte Befristung der Ausnahme auf 20 Jahre ist als auch für die auflösende Bedingung nach Tenor zu 11., wird durch die Mitteilungspflicht Rechtssicherheit über die Geltungsdauer der Ausnahmegenehmigung geschaffen. Gleiches gilt für die Mitteilungspflicht im Hinblick auf das Datum des Baubeginns.

533 Die auflösende Bedingung geht auf die Vorgaben der Europäischen Kommission im Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Stade (Europäische Kommission, Art. 3 des Beschluss vom 19.08.2022, Az. C(2022) 6098 final) zurück, wonach die Ausnahmegenehmigung ein Fälligkeitsdatum im Hinblick auf die an Baubeginn und Inbetriebnahme in Art. 36 Abs. 9 UAbs. 9 der Richtlinie 2009/73/EG geknüpften Fristigkeiten enthalten soll. Entsprechend nimmt Tenor zu 11. hier den eindeutigen Wortlaut von Art. 36 Abs. 9 UAbs. 9 der Richtlinie 2009/73/EG für die auflösende Bedingung auf. Angesichts der zeitlichen Planungen für den Bau der LNG-Anlage Wilhelmshaven erscheinen die in der Richtlinie genannten Zeiträume als grundsätzlich ausreichend bemessen, um auch etwaige Verzögerungen aufzufangen, die sich aus planungsrechtlichen oder technischen

Hinderungsgründen ergeben können. So wird der Antragstellerin für den Baubeginn eine Zeitspanne von 2 Jahren und für die Inbetriebnahme eine Zeitspanne von 5 Jahren eingeräumt. Die eingeräumten Zeitspannen korrespondieren mit der in Art. 36 Abs. 9 UAbs. 5 der Richtlinie 2009/73/EG genannten Geltungsdauer und knüpfen zur Gewährleistung eines Gleichlaufs zwischen der nationalen Ausnahmegenehmigung und dem Beschluss der Europäischen Kommission an das Datum der Erteilung des Beschlusses der Europäischen Kommission an. Die eingeräumte Zeitspanne entspricht im Übrigen der längsten Geltungsdauer von Baugenehmigungen in zahlreichen Landesbauordnungen. Mit der Vorgabe wird verhindert, dass die Antragstellerin lediglich einen „Vorratsbeschluss“ erwirkt, der andere Marktteilnehmer unter Umständen davon abhalten könnte, ihre eigenen Investitionsprojekte voranzutreiben. Durch die Pflicht zur Mitteilung des Datums des Baubeginns und der kommerziellen Inbetriebnahme wird hinreichend Klarheit über den Geltungszeitraum der Freistellung von den Vorgaben des Netzzugangsregimes der §§ 20-26 EnWG sowie der auf Grund von § 118a EnWG erlassenen Verordnung zu regulatorischen Rahmenbedingungen für LNG-Anlagen geschaffen. Die auflösende Bedingung tritt im Einklang mit der Regelung in Art 36 Abs. 9 UAbs. 5 der Richtlinie 2009/73/EG zudem dann nicht ein, wenn die Kommission entscheidet, dass etwaige Verzögerungen auf Umstände zurückzuführen sind, auf die die Antragstellerin keinen Einfluss hat.

### **3.8.9. Geltung bei Veränderung der Eigentums-, Betriebsführungs- und Gesellschaftsverhältnisse (Tenor zu 12.)**

- 534 Mit dem Tenor zu 12. wird eine Übertragung des Eigentums an der LNG-Anlage Wilhelmshaven oder des Betriebs der LNG-Anlage sowie eine Änderung der Gesellschaftsverhältnisse ermöglicht, ohne hierdurch die Ausnahme zu gefährden.
- 535 Ohne eine solche Tenorierung bliebe zweifelhaft, ob eine Eigentumsübertragung möglich wäre, da die Ausnahme nach § 28a EnWG, die sich auf eine bestimmte Infrastruktur bezieht, zwar Merkmale eines sachbezogenen Verwaltungsakts, mit dem Abstellen auf die Entflechtungsbestimmungen und die Wettbewerbsverhältnisse aber auch Merkmale eines personenbezogenen Verwaltungsakts aufweist.
- 536 Der Tenor zu 12. ermöglicht daher zwar die genannten Rechtsakte ohne Gefährdung der Ausnahme, knüpft sie aber an bestimmte Voraussetzungen. Dabei ist es erforderlich, dass der Beschlusskammer die beabsichtigte Änderung rechtzeitig angezeigt wird und sich ein Dritter, auf den der Betrieb der LNG-Anlage übertragen wird, zur Einhaltung der Auflagen aus der Genehmigung verpflichtet. Dies vermeidet, dass lediglich die Rechte, aber nicht die Pflichten aus der Genehmigung übertragen werden. Zudem behält sich die Beschlusskammer ein Widerrufsrecht vor, das etwa bei nachteiligen Wettbewerbsauswirkungen der beschriebenen Übertragungsvorgänge geltend gemacht werden kann.

537 Betrieb im Sinne dieser Regelungen ist die Übernahme der bereichsspezifischen Verantwortung für die Einhaltung der energierechtlichen Vorgaben, insbesondere die öffentlich-rechtliche Verantwortlichkeit gegenüber den Regulierungsbehörden. Die zulässige Wahrnehmung von Aufgaben und Funktionen durch Dritte, z. B. im Rahmen von Betriebsführungsverträgen, Serviceverträgen oder Planungstätigkeiten, bleibt hiervon unberührt. Eine generelle Aussage, ob solche Tätigkeiten in anderen rechtlichen Zusammenhängen als Betrieb der LNG-Anlage zu qualifizieren sind, ist hiermit nicht verbunden.

#### **3.8.10. Ablehnung des Antrags im Übrigen (Tenor zu 13.)**

538 Mit dem Tenor zu 13. wird der Antrag im Übrigen abgelehnt. Die gewährte Ausnahmegenehmigung bleibt aufgrund der weiteren Vorgaben hinter dem Antrag zurück.

#### **3.8.11. Änderung oder Aufhebung aufgrund einer Entscheidung der Europäischen Kommission (Tenor zu 14.)**

539 Mit dem Tenor zu 14. wird lediglich die geltende Rechtslage abgebildet. Danach ergeht der Beschluss gemäß § 28a Abs. 3 S. 4 EnWG vorbehaltlich einer endgültigen Entscheidung der Kommission nach Art. 36 Abs. 9 der Richtlinie 2009/73/EG. Der vorliegende Beschluss ist nach Maßgabe einer endgültigen Entscheidung der Europäischen Kommission gegebenenfalls zu ändern oder aufzuheben. Die §§ 48 und 49 des Verwaltungsverfahrensgesetzes bleiben unberührt. Unbeschadet der Befugnisse der Europäischen Kommission und der daran anknüpfenden Rechtsfolgen handelt es sich bei dem vorliegenden Beschluss um eine Entscheidung und nicht um einen bloßen Entscheidungsentwurf. Gegen diesen Beschluss kann damit nach Maßgabe der enthaltenen Rechtsmittelbelehrung gegebenenfalls Beschwerde eingelegt werden.

#### **3.8.12. Kostenentscheidung (Tenor zu 15.)**

540 Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnWG.

### Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).



Anne Zeidler

Vorsitzende



Dr. Antje Peters

Beisitzerin



Dr. Werner Schaller

Beisitzer