

Bundesnetzagentur
Beschlusskammer 7
Postfach 8001
53105 Bonn
Per E-Mail: LNG-Festlegung@BNetzA.DE

Contact: [REDACTED]
Department: [REDACTED]

Phone: [REDACTED]
E-Mail: [REDACTED]

Date: 15.07.2022

Stellungnahme zur Konsultation der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Regelungen im Festlegungsverfahren zur Ausgestaltung des Zugangs zu LNG-Anlagen

Az.: BK7-22-060

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Konsultation der Marktbeteiligten hinsichtlich des Vorschlages der BNetzA zu Regelungen im Festlegungsverfahren zur Ausgestaltung des Zugangs zu LNG-Anlagen und möchten im Namen der Tree Energy Solutions GmbH (TES) gerne Stellung dazu nehmen.

TES ist ein grünes Energieunternehmen, welches basierend auf einer signifikanten Hochskalierung der Produktion von grünem Wasserstoff und der Einführung eines emissionsfreien und geschlossenen Kohlenstoffkreislaufes LNG-Infrastruktur nutzen wird, um verflüssigtes erneuerbares synthetisches Methan (SNG) dem deutschen Markt zur Verfügung zu stellen. Hierfür wird in Wilhelmshaven ein Terminal zur Anlandung von SNG sowie zum Export von verflüssigtem CO₂ errichtet. CO₂ wird aus Deutschland an Orte mit ausreichender Flächenverfügbarkeit und guten Bedingungen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom verbracht. Dort wird über Elektrolyse erneuerbarer Wasserstoff hergestellt, welcher zusammen mit angelandetem CO₂ über eine Methanisierung in SNG weiterverarbeitet wird. Nach Verflüssigung wird dieses SNG aus den Ländern der erneuerbaren Wasserstoffproduktion nach Wilhelmshaven verschifft und kann dort entweder in das Methanpipelinennetz eingespeist werden, über Reformierung in Wasserstoff zurückverwandelt oder in Gaskraftwerken mit CO₂-Abscheidung verstromt werden. Alle Verwendungen haben gemeinsam, dass das bei Einsatz des SNG anfallende CO₂ abgetrennt und im Sinne eines Kohlenstoffkreislaufes an den Ort der Methanisierung zurückgebracht wird.

Da es sich chemisch gesehen sowohl bei SNG als auch bei Erdgas um Methan handelt, kann TES zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit Deutschlands und Diversifizierung der Gasbezugsquellen den Terminal anfänglich und vorübergehend auch zur Anlandung von fossilem LNG nutzen. Es

entstehen somit keine stranded assets durch eine Investition in fossile Infrastrukturen, da im selben Terminal jederzeit, ohne zusätzliche Investitionen, flexibel und stufenlos die angelandeten Mengen an SNG erhöht und die an fossilem LNG reduziert werden können.

Zu den Regelungen im Einzelnen:

- **Geltungsbereich für LNG und verflüssigtes SNG**

Wir teilen die Rechtsauffassung der BNetzA, wonach verflüssigtes SNG, welches durch Methanisierung aus erneuerbarem Wasserstoff und Kohlendioxid hergestellt wird, regulatorisch LNG gleichzustellen ist, auch wenn das Kohlendioxid nicht weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt, es sich also nicht weit überwiegend um Biogas handelt. Dies folgt aus der EU-Gasrichtlinie 2009/73/EG sowohl in der aktuell gültigen Form als auch aus dem Kommissionsvorschlag zu deren Anpassung im Rahmen der Umsetzung des Fit-for-55-Pakets, weil es sich um ein Gas handelt, welches technisch und sicher in das Erdgasnetz eingespeist und durch dieses transportiert werden kann. Vorstehendes ermöglicht einem Terminal, der kurzfristig fossiles LNG empfängt und in wiederverdampfter Form in das deutsche Methanfernleitungsnetz einspeist, sowie mittelfristig auf erneuerbares verflüssigtes SNG umgestellt wird, die flexible Reaktion auf eine sich verändernde Kundennachfrage nach dekarbonisierten Produkten und auf mögliche zukünftige Anpassungen der deutschen und europäischen Klimaziele, ohne dass sich hierdurch eine Veränderung der Jahresdurchsatzkapazität ergibt, auf Grundlage derer die Anteile der zulässigen Kapazitätsprodukte bestimmt werden. Die Dekarbonisierung kann also voll flexibel und ohne Eingriffe in langfristige Buchungen erfolgen, was erheblich zur Rechtssicherheit sowohl auf der Seite der Buchenden als auch auf der Seite des Terminalbetreibers beiträgt, die Dekarbonisierung der Gaswirtschaft beschleunigt und Lock-ins in fossile Infrastrukturen verhindert.

- **Unterscheidung zwischen regulierten und nicht-regulierten Tätigkeiten**

Wir unterstützen ebenfalls, dass sich der vorliegende Vorschlag für Zugangsregeln nur auf denjenigen Teil der wirtschaftlichen Tätigkeiten eines Terminalbetreibers bezieht, die in unmittelbarer Verbindung mit der Einspeisung des wiederverdampften Methans in das deutsche Fernleitungsnetz stehen. Ein Weitertransport des verflüssigten Methans mittels alternativen Transportmitteln oder dessen Einsatz zur Herstellung von Wasserstoff oder Strom auf dem Gelände des Terminals stehen nicht im Zusammenhang mit dem natürlichen Monopol einer Methanpipeline und erfordern daher keine Regulierung.

- **Kompatibilität mit Klimazielen**

Auch wenn für 80 % der langfristig zu vergebenden Kapazität keine Beschränkung der Buchungsdauer besteht, ergibt sich hierdurch keine Inkompatibilität mit den Zielen einer Klimaneutralität auf europäischer Ebene im Jahr 2050 und auf deutscher Ebene im Jahr 2045. Art. 27 Abs. 2 des Kommissionsvorschlags zur Anpassung der EU-Gasrichtlinie sieht bereits vor, dass Langfristverträge über die Lieferung von unvermindertem fossilem Erdgas nicht über das Jahr 2049 hinausgehen dürfen. Das deutsche LNGG regelt in § 5 Abs. 2, dass

LNG-Terminals über das Jahr 2043 hinaus nur mit klimaneutralem Wasserstoff und seinen Derivaten wie z. B. SNG betrieben werden dürfen. Die Terminalbetreiber und ihre Buchenden können diese Vorgaben je nach Verfügbarkeit von erneuerbarer Energie und Lagerstätten zur geologischen Speicherung von Kohlendioxid also entweder durch den Import von erneuerbarem SNG ohne technische Veränderung an LNG-Terminals, durch den Import anderer Derivate von erneuerbarem Wasserstoff wie z. B. Ammoniak, in diesem Fall aber mit erheblichen Anpassungen an den Anlagen des Terminals zur Umstellung auf einen anderen Energieträger, oder durch die Speicherung einer zur importierten Erdgasmenge stöchiometrisch äquivalenten Menge an Kohlendioxid erfüllen. Da ausreichend Optionen für einen regelungskonformen Betrieb der LNG-Terminals bestehen, sind, wie die BNetzA auch bereits im konsultierten Dokument anmerkt, keine weiteren zugangsregulierungsrechtlichen Beschränkungen erforderlich.

- **Langfristige Vergabe von Kapazitäten**

Eine Beschränkung von 20 % der langfristig zu vergebenden Kapazitäten auf eine Höchstbuchungsdauer von 15 Jahren und keine Beschränkung für die verbleibenden 80 % der langfristigen Kapazität würdigt zwar die Notwendigkeit für einen Projektierer eines Terminals hinsichtlich langfristiger Buchungsverträge, stellt aber zu den 10 % freizuhaltender kurzfristiger Kapazität eine zusätzliche Einschränkung dar und entspricht nicht dem aktuellen Marktinteresse. Eine zwischen April und Mai von TES durchgeführte unverbindliche Open Season hat ergeben, dass etwa 90 % der volumengewichteten Interessensbekundungen eine Buchung über einen Zeitraum von 15 und mehr Jahren anstreben. In Anbetracht bereits bestehender Ausnahmeentscheidungen ohne eine solche Beschränkung würde ein regulierter Terminal gerade die zur Fällung einer finalen Investitionsentscheidung wichtigen langfristigen Buchungen zumindest teilweise an die ausgenommen Terminalbetreiber verlieren, wodurch sich ein Wettbewerbsnachteil ergeben würde. Eine Beschränkung eines Teils der langfristigen Buchungen auf 15 Jahre kann daher nicht unterstützt werden.

Auch wenn das vorliegende Konsultationsdokument nur den Zugang zu LNG-Anlagen betrifft, ist anzumerken, dass eine Synchronität zwischen dem Betrieb des Terminals und des nachgelagerten Methanpipelinesetzes sichergestellt werden muss. Die Vermarktungskonzepte zwischen beiden Infrastrukturen müssen also insofern kompatibel sein, dass gelöstes LNG auch in wiederverdampfter Form ohne zusätzliche Hürden im Methanpipelinesetz weitertransportiert werden kann. Beispielhaft sei als Begründung für diese Anmerkung genannt, dass sowohl für langfristige als auch für kurzfristige Buchungen im Terminal als Buchungsjahr das Kalenderjahr definiert wird, wohingegen Buchungen im Methanpipelinesetz regelmäßig auf der Grundlage des Gaswirtschaftsjahres erfolgen, welches vom Kalenderjahr abweicht. Wir bitten die BNetzA daher, bei Überarbeitung der Regelungen auf der Grundlage der Konsultationsergebnisse eine entsprechende Kongruenz sicherzustellen.

- **Reservierungsquote**

Eine Reservierungsquote für eine kurzfristige Vergabe von Kapazitäten um auch zukünftig neuen Marktteilnehmern, welche bei der Erstvergabe von langfristigen Kapazitäten noch nicht teilgenommen haben, Zugang zum Terminal zu gewähren, erscheint prinzipiell angemessen. Ob jedoch bei einem sehr großen Terminal mit einer am oberen Ende der europäischen

Terminals liegenden maximalen Jahresdurchsatzkapazität auch eine Reservierungsquote in Höhe von 10% sachgerecht wäre, bleibt unserer Meinung nach zumindest diskussionsbedürftig. Da neue Marktteilnehmer gewöhnlicherweise eher mit kleineren Volumen in den Markt eintreten, besteht hier das Risiko einer Nichtauslastung der Kapazität und somit Ineffizienzen, sowohl in ökonomischer als auch ökologischer Hinsicht. Abhilfe könnte hier eine nach Terminalgrößenklassen gestaffelte Reservierungsquote von z. B. 10 % bis 10 bcm, 7,5 % bis 20 bcm und 5 % für größere Kapazitäten schaffen.

Eine weitere Anmerkung betrifft die Klarstellung des Begriffs Slot vor dem Hintergrund der regulierten Tätigkeit eines Terminals, d. h. der Anlandung von LNG, Wiederverdampfung und Einspeisung in das Methanpipelinenetz. Aus dem Abschnitt 2.b zur Reservierungsquote unter der dortigen Nummer (5) gehen wir davon aus, dass der Slot zunächst die Option zum Löschen von LNG betrifft, wobei mit dieser nach Nummer (7)d grundsätzlich auch eine Wiederverdampfungskapazität verbunden ist, welche gemäß Nummer (12) aber auch flexibilisiert werden kann, so dass zunächst eine Speicherung und eine spätere Wiederverdampfung stattfindet. Vor diesem Hintergrund kann der Begriff Slot, sofern dies nicht durch die Verwendung von Entlade-Slot eindeutig gekennzeichnet ist, sowohl den Slot für die Entladung als auch denjenigen für die Wiederverdampfung bezeichnen. Eine Definition und genauere Unterscheidung zur Vermeidung von Unsicherheiten und Würdigung der beiden Dienstleistungen Entladung und Wiederverdampfung wäre daher wünschenswert.

- **Sekundärvermarktung und UIOLI-Verfahren**

Die Sekundärvermarktung sowie das UIOLI-Verfahren sind im Interesse aller Stakeholder. Ein langfristig Buchender, der zu einem gegebenen Zeitpunkt keinen Bedarf am für ihn reservierten Entlade-Slot hat, möchte diesen gerne weitervergeben, um insbesondere aus den Pflichten des Kapazitätsvertrags befreit zu werden. Ein weiterer Marktteilnehmer bekommt so die Möglichkeit eines kurzfristigen Markteintritts, was zu einer Diversifizierung der Anbieterstruktur und Erhöhung des Wettbewerbs führt. Schließlich hat auch der Terminalbetreiber ein Interesse einer möglichst gleichmäßigen Auslastung des Terminals. Letzteres gilt umso mehr, wenn es sich bei dem Terminal nicht nur um eine reine Entlade- und Wiederverdampfungsinfrastruktur handelt, sondern um einen hochintegrierten Energiepark wie bei TES, wo neben der Einspeisung von Methan in das deutsche Methanpipelinenetz auch eine Produktion von Wasserstoff und Strom sowie eine Verflüssigung von CO₂ unter Wärmeentzug stattfindet. Auch wenn Flexibilität in den Mengenströmen hinsichtlich der angebotenen Produkte besteht, ermöglicht eine vollständige Wärme- und Kälteintegration, die umso mehr erreicht werden kann, desto näher die Auslastungen an den Auslegungskapazitäten liegen, einen hocheffizienten und wettbewerbsfähigen Betrieb bei niedrigsten Beeinflussungen der Umwelt und stellt damit einen aktiven Beitrag zum Klimaschutz dar.

Die für der Regulierung unterworfenen Terminals vorgegebene Vorlauffrist von 20 Tagen, mit der ein Nutzer den Terminalbetreiber über die beabsichtigte Nutzung oder Nichtnutzung eines Entlade-Slots in Kenntnis setzen muss, ist übereinstimmend mit der entsprechenden Frist für einen von der Regulierung ausgenommenen Terminal, wie zumindest der veröffentlichten Entscheidung für den Terminal in Brunsbüttel entnommen werden kann. Grundsätzlich könnte man sich hier aber auch kürzere Vorlauffristen von beispielsweise 10 Tagen vorstellen, da insbesondere durch eine Vielzahl von Terminals im europäischen Ostatlantik-, Nord- und Ostseebereich das Erreichen eines anderen Terminals maximal innerhalb weniger Tage

möglich ist. Eine Verkürzung der Frist würde sich also nicht nachteilig auf den Wettbewerb auswirken, da aufgrund der zur Verfügung stehenden Zeit im Verhältnis zu den Entfernungen alternative Entladeoptionen nicht ausgeschlossen werden, gleichzeitig dem Inhaber eines Entlade-Slots aber ermöglichen, sicher zu sein, dass der für diesen Slot vorgesehene LNG-Tanker auch bereits beladen und unterwegs ist, bevor eine entsprechende Erklärung abzugeben ist.

- **Entgelte**

Die BNetzA führt im konsultierten Dokument aus, dass das Festlegungsverfahren nicht die Festlegung von Entgelten betrifft, welche von dem Betreiber einer LNG-Anlage erhoben werden. Somit gelten für einen regulierten LNG-Terminal neben der GasNEV sowie der ARegV die Entscheidung der BNetzA zur Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode vom 12.10.2021 (Aktenzeichen BK4-21-056), die für eine solche Neuanlage eine Eigenkapitalverzinsung in Höhe von 5,07 % vorsieht. Da alle zukünftigen LNG-Terminals in Deutschland parallel zu bestehenden erheblichen Importpipelinekapazitäten mit Drittstaaten geschaffen werden, welche zumindest bis zu Beginn der geopolitischen Umwälzungen und Marktveränderungen seit Februar 2022 die Versorgung Deutschlands vollständig sicherstellen konnten, besteht also hinsichtlich der zukünftigen Auslastung eines deutschen LNG-Terminals ein Risiko, insbesondere falls aufgrund einer neuen politischen Situation wieder vermehrt Pipelineimporte vorgenommen werden sollten. In Anbetracht dieses zusätzlichen Risikos, welches in anderen europäischen Ländern mit geringeren Pipelineimportoptionen durchaus abweichend zu bewerten ist, erwarten Investoren dessen Einpreisung und sind nicht bereit, zur vorgegebenen Eigenkapitalverzinsung im regulierten Bereich zu investieren. Zusätzlich besteht als weiteres Risiko, dass dieser Zinssatz über die Lebenszeit des Terminals geändert und insbesondere abgesenkt werden kann, wodurch sich die Investitionssicherheit verschlechtert und die Investition schlussendlich unmöglich gemacht wird.

Erschwerend kommt hinzu, dass die Projektentwicklung nun unter erheblichem Zeitdruck und unter Kriegseinfluss getroffenen Entscheidungen in bisher nie dagewesener Geschwindigkeit erfolgen muss, wobei für Projektierer regelmäßig höhere Preise für Dienstleistungen in Kauf zu nehmen sind. Weiterhin ist anzumerken, dass der Eigenkapitalzins 2021 unter Berücksichtigung eines Niedrig- und teilweise sogar Negativzinsumfeldes abgesenkt wurde, die Inflationsrate in Deutschland im Juni 2022 gegenüber dem Vorjahresmonat zwischenzeitlich aber 7,6 %¹ beträgt und somit deutlich über der aktuell zulässigen Eigenkapitalverzinsung liegt.

Das grundsätzlich bestehende Risiko der Terminalauslastung vermehrt um die aktuelle Teuerungsrate und den durch höhere Geschwindigkeit verursachten Aufschlägen und kriegsbedingten Unwägbarkeiten hinsichtlich der langfristigen Gasversorgungsoptionen Deutschlands machen es [REDACTED] auf der Grundlage einer zur erwartenden Eigenkapitalverzinsung von 5,07 % zu treffen. Da auch die Projektierer der LNG-Terminals in Brunsbüttel und Stade einen zwischenzeitlich positiv

¹ Statistisches Bundesamt DESTATIS

https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/07/PD22_296_611.html

beschiedenen Antrag auf Ausnahme von der Regulierung gestellt haben, scheint diese Einschätzung auch von weiteren Marktteilnehmern geteilt zu werden. Eine Anwendung der Eigenkapitalverzinsung in der vorgenannten Höhe wird damit unserer Meinung nach entweder sämtliche Projektentwickler langfristig angelegter Importinfrastruktur in ein Regulierungsausnahmeverfahren drängen oder zur Nichtrealisierung der Projekte und damit zu erheblichen negativen Auswirkungen auf die Gasversorgungssicherheit Deutschlands führen. Da durch die Entwicklung von drei landgebundenen und mindestens vier schwimmenden Terminals in Deutschland unter den Betreibern ein starker Wettbewerb bestehen wird, ist nicht davon auszugehen, dass sich bei unregulierten Tarifen marktunübliche und überhöhte Preise einstellen.

Mit freundlichen Grüßen

[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]