

OGE / Kallenbergstraße 5 / 45141 Essen

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Beschlusskammer 9
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Per E-Mail an: [REDACTED]@bnetza.de

Stichwort „Konsultation II MARGIT 2023“

11.04.2022

Sehr geehrte Damen und Herren,

gerne nutzen wir die Gelegenheit zur Stellungnahme, die Sie uns im Rahmen der am 15. März 2022 gestarteten Konsultation im Verfahren BK9-21/612 („MARGIT 2023“) hinsichtlich der Festlegung eines möglichen Abschlags auf kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen im Interesse einer höheren Versorgungssicherheit eingeräumt haben. Wir möchten darum bitten folgende Anmerkungen zu berücksichtigen.

1. Begriff der Versorgungssicherheit und Rolle von LNG-Anlagen

Zu Beginn möchten wir anmerken, dass es im Interesse aller Marktteilnehmer ist, die Versorgungssicherheit langfristig zu steigern und zu sichern. Der Begriff der Versorgungssicherheit wird durch die BNetzA in BK7-18-063-final unter Punkt 3.2.2.1. wie folgt gefasst: „Letztlich spielen bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit die Fragen, ob die Gasversorgungsinfrastruktur die Nachfrage nach Erdgas auch in Krisensituationen oder bei besonders hoher Nachfrage (Spitzenlast) decken kann und ob eine hinreichende Infrastruktur zur Deckung der Nachfrage nach Erdgas zur Verfügung steht, eine Rolle.“ In den Fokus der Versorgungssicherheit wird hiernach klar die Infrastruktur gestellt, wobei zwei Aspekte zur Definition der Versorgungssicherheit herausgestellt werden: Auch in Krisensituationen oder bei besonders hoher Nachfrage (Spitzenlast)...

- ✓ kann die Gasversorgungsinfrastruktur die Nachfrage nach Erdgas decken, und
- ✓ stehen genügend verlässliche Quellen zur Deckung der Nachfrage nach Erdgas zur Verfügung (Diversifikation).

Entsprechend möchten wir betonen, dass eine Diversifizierung der Bezugsquellen durch den Bau einer oder mehrerer LNG-Anlagen einen positiven Einfluss auf die Versorgungssicherheit hat. Dies bestätigt auch die bereits vorliegende Ausnahmegenehmigung (Az. BK7-18-063-final) von der Regulierung für eine mögliche LNG-Anlage am Standort Brunsbüttel gem. §28 a EnWG i.V.m. Art. 36 (EG) 2009/73. Diese konnte gem. Art. 28a (1) Nr. 1 nur gewährt werden, weil durch den Bau der LNG-Anlage die Versorgungssicherheit verbessert werden kann.

Vorsitzender des Aufsichtsrats:
Lincoln Hillier WebbGeschäftsführer:
Dr. Jörg Bergmann (Sprecher)
Dr. Thomas Hüwener
Dr. Frank ReinersSitz: Essen
Amtsgericht Essen HRB 17487

2. Erfüllung der Tatbestandsvoraussetzung für einen Abschlag nach Art. 9 (2) (EU) 2017/460 (NC TAR)

2.1 Regulatorische Rahmenbedingungen

Der Gesetzgeber räumt über Art. 9 (2) (EU) 2017/460 (NC TAR) die Möglichkeit zur Anwendung eines Abschlages auf die kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelte an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen unter bestimmten Voraussetzungen ein. Hiernach kann ein Abschlag gewährt werden, wenn dies im Interesse einer höheren Versorgungssicherheit steht. Unabhängig von der Höhe eines Abschlages kann dieser entsprechend nur gewährt werden, wenn in direkter Folge des Abschlages eine höhere Versorgungssicherheit erreicht wird. Die zu Speicherzwecken genutzten Teile einer LNG-Anlage, welche über die vorübergehende Speicherung zur Wiederverdampfung und Einspeisung in das Fernleitungsnetz hinaus gehen, sind nach §3 Nr. 26 EnWG nicht Teil der LNG-Kopfstation. Somit kann eine potenzielle saisonale Speicherfunktion (zur Erhöhung der Versorgungssicherheit) einer LNG-Anlage nicht als Grundlage für Abschläge nach Art. 9 (2) NC TAR verwendet werden.

2.2 Einfluss des Abschlages nach Art. 9 (2) NC TAR auf die FID

Unter Berücksichtigung des definierten Verständnisses von Versorgungssicherheit darf ein Abschlag nach Art. 9 (2) NC TAR ausschließlich dann gewährt werden, wenn dieser einen ausschlaggebenden Einfluss auf die finale Investitionsentscheidung (FID) zum Bau einer LNG-Anlage nimmt.

Zur Bewertung des ökonomischen Anreizes müssen sämtliche Kostenbestandteile für die Bereitstellung des LNG am THE-VHP sowie die Commodity-Preise in Relation gesetzt werden. Im Folgenden wird die Betrachtung auf das Transportentgelt sowie die erzielbaren Commodity-Preise begrenzt werden:

I. Transportentgelt

Bei einem aktuell gültigen Jahresentgelt in Höhe von 3,51 €/kWh/h/a im Marktgebiet THE fallen bei einer gleichmäßig über ein Jahr durchgeführten Einspeisung von 1 MWh Einspeiseentgelte von 0,40 €¹ an. Bei einer Tagesbuchung steigt das Entgelt unter Berücksichtigung des aktuell gültigen Multiplikators i.H.v. 1,4 auf 0,56 €/MWh.

II. Commodity-Preis

Im Folgenden wird sowohl eine zukunftsbezogene als auch eine vergangenheitsbezogene Betrachtung durchgeführt:

a. Vergangenheitsbezogene Betrachtung

Für die vergangenheitsbezogene Betrachtung des Commodity-Preises wird dieser in der vergangenen Winterperiode von Oktober 2021 bis März 2022 am THE-VHP herangezogen. In diesem Betrachtungszeitraum lag der Durchschnittspreis bei 97,34 €/MWh²,

¹ 3,51 €/kWh/h/a ermöglicht die Einspeisung von 8760 kWh pro Jahr. Entsprechend können für die Einspeisung von 1.000 kWh (= 1 MWh) Kosten in Höhe von 3,51 €/kWh/h/a/8,76 = 0,40 €/MWh angesetzt werden.

² Quelle: <https://www.tradinghub.eu/de-de/Veroeffentlichungen/Preise/Ausgleichsenergiepreise> (mengengewichteter Durchschnittspreis am THE-VHP (VHP-Index))

wobei der mengengewichtete Durchschnittspreis pro Tag auf bis zu 244,84 €/MWh (am 08. März 2022) angestiegen ist.

b. Zukunftsbezogene Betrachtung

Für eine zukunftsbezogene Betrachtung des Commodity-Preises werden die aktuellen Forward-Preise für die Kalenderjahre 2023-2026 im Marktgebiet THE zum Stichtag 31. März 2022 herangezogen. Diese liegen zwischen 89,01 €/MWh (Calendar+1) und 34,25 €/MWh (Calendar+4)³.

Der Anteil des Transportentgelts am Commodity-Preis ist mit 0,41 % (vergangenheitsbezogene Betrachtung) respektive 0,45 % bis 1,17 % (zukunftsbezogene Betrachtung) sehr gering. Auch bei Berücksichtigung von Tagesbuchungen mit entsprechend höherem Transportentgelt ist der Anteil am Commodity-Preis marginal und wird daher als entscheidender Faktor für die FID als vernachlässigbar eingeschätzt. Sowohl bei Spot- als auch bei Forward-Preisen scheint die Auslastung einer LNG-Anlage nur in sehr geringem Maße von der Höhe der Transportentgelte abzuhängen. Es kann demnach davon ausgegangen werden, dass bereits durch den erzielbaren Commodity-Preis am THE-VHP ein ausreichender Anreiz zum Bau einer LNG-Anlage gegeben ist. Im Ergebnis führt eine Rabattierung der Transportentgelte nur zu einer Erhöhung der Margen im Upstream-Bereich.

Zur Verdeutlichung der Effekte auf die Laufzeit einer LNG-Anlage kann auf die technischen Angaben der potenziellen LNG-Anlage in Brunsbüttel in BK7-18-063-final zurückgegriffen werden. Nach Tenorziffer 2 des Beschlusses wird die Ausnahmegenehmigung für eine mögliche LNG-Anlage in Brunsbüttel für eine Jahresdurchsatzkapazität von 8 bcm/a über einen Zeitraum von 25 Jahren gewährt. Entsprechend können folgende Auswirkungen im Maximalszenario (Vollauslastung bei einem Abschlag nach Art. 9 (2) NC TAR in Höhe von 100 %) berechnet werden:

		Berechnung / Quelle
A	Jahresdurchsatzkapazität [in bcm]	8 BK7-18-063-final
B	Brennwert [in kWh/Ncm]	10
C	Jahresdurchsatzkapazität [in MWh]	80.000.000 A x B x Auslastung
D	Betriebslaufzeit [in Jahren]	25 BK7-18-063-final
E	Kostenersparnis bei maximalem Abschlag [in €/MWh]	0,40
F	Kostenersparnis pro Jahr [in €]	32.054.795 E x C
G	Kostenersparnis über Gesamtlaufzeit [in €]	801.369.863 F x D
H	Commodity-Preis [in €/MWh]	30
I	Umsatzerlöse aus Commodity pro Jahr	2.400.000.000 H x C
	Umsatzerlöse aus Commodity über Gesamtlaufzeit [in €]	60.000.000.000 I x D

Der in diesem Beispiel angenommene Commodity-Preis (H) in Höhe von 30 €/MWh ist vor dem Hintergrund historischer Preise sowie aktueller Spot- und Forward-Preisen sehr konservativ. Aufgrund der preisunelastischen Gasnachfrage ist bei einem Wegfall von pipelinegebundenen Aufkommensquellen ein deutlicher Anstieg des Commodity-Preises zu erwarten. In diesem Fall wäre eine Kostenersparnis durch die Einführung eines Abschlages auf das Transportentgelt umso geringer für die Wirtschaftlichkeit einer LNG-

³ Quelle: <https://www.powernext.com/futures-market-data> (Settlement prices on Seasons and Calendars)

Anlage. Dieser Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer LNG-Anlage kann mit der positiven Korrelation von Commodity-Preis und Auslastung einer LNG-Anlage begründet werden. Hiernach ist bei steigenden Commodity-Preisen mit einer steigenden Auslastung einer LNG-Anlage zu rechnen. Hieraus kann abgeleitet werden, dass der Commodity-Preis unabhängig von der Höhe des Transportentgelts einen ausreichenden Anreiz für den Bau einer LNG-Anlage bietet.

Auch zum Aufbau einer für die FID mutmaßlich wichtigen langfristigen Lieferkette erscheint der Commodity-Preis die relevanteste Größe zu sein. Im Vergleich mit anderen VHPs in Europa zeigt sich, dass durch den aktuell höheren Commodity-Preis am THE-VHP bereits ein ausreichender Anreiz zur Lieferung von Gas nach Deutschland gegeben ist. So liegt der Forward-Preis zum Stichtag 31. März 2022 in den Niederlanden (TTF-VHP) für den Zeitraum 2023-2026 zwischen 72,01 €/MWh (Calendar+1) und 29,87 €/MWh (Calendar+4) und somit deutlich unter den oben genannten Forward-Preisen am THE-VHP. Aufgrund dieses Preis-Spreads besteht ein wirtschaftlicher Anreiz den deutschen Markt zu beliefern. Die Nutzung einer im Ausland gelegenen LNG-Anlagen stellt hierbei (abgestellt auf die Transportentgelte) keine wirtschaftlich sinnvolle Alternative dar. Dies ist mit zusätzlich anfallenden Transportentgelten an Grenzübergangspunkten zu begründen, welche bei Nutzung einer in Deutschland gelegenen LNG-Anlage nicht anfallen.

Des Weiteren muss berücksichtigt werden, dass die Höhe des Abschlages auf kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte aus LNG-Anlagen nach Art. 28 NC TAR in jeder Entgeltperiode konsultiert und festgelegt werden muss. Folglich muss in Verbindung mit Art. 3 Nr. 23 NC TAR die Neufestlegung jährlich erfolgen und ein Abschlag kann somit keinen langfristig belastbaren Beitrag zur FID zum Bau einer LNG-Anlage leisten.

3. Weitere zu berücksichtigenden Gesichtspunkten

Darüber hinaus sollten folgende Punkte in dieser Diskussion beachtet werden:

3.1 Level-Playing-Field aller verlässlichen Bezugsquellen

Auch bei externen Markteingriffen in Form von Rabattierungen sollte weiterhin ein Level-Playing-Field aller verlässlichen Bezugsquellen garantiert sein. Die Substitution anteiliger Mengen aus sonstigen verlässlichen Bezugsquellen in Folge eines Abschlages sollte ausgeschlossen werden.

Im Folgenden wird der Effekt einer Rabattierung auf den Referenzpreis untersucht, wobei verschiedene Szenarien zur Substitution der russischen Aufkommensquelle durch LNG zugrunde gelegt werden.

Hierzu wird auf folgende veröffentlichte Daten der Fernleitungsnetzbetreiber zurückgegriffen:

- Vereinfachtes Entgeltmodell nach Art. 30 (2) b) NC TAR
- Bericht zur Bewertung des Mengenrisikos nach Tenorziffer 10b) des Beschluss BK9-19/610 („REGENT 2021“)

Die Datengrundlage ist das Jahr 2021 (für die Entgeltberechnung 2022):

	Eingangsdaten	Quelle
Summe der EOGs in THE [in €]	2.317.370.670	Veröffentlichung Art. 30 NC TAR
Adjustierte Kapazitätsprognose [in kWh/h/a]	661.431.327	Veröffentlichung Art. 30 NC TAR
Briefmarkentgelt [in €/(kWh/h)/a]	3,51	
Kontrahierte Angepasste Kapazität [in kWh/h/a]		
- NKP YAMAL (PL)	32.000.000	Bericht nach Tenorziffer 10b)
- NKP RU	80.000.000	Bericht nach Tenorziffer 10b)
- NKP Waidhaus (CZ)	37.000.000	Bericht nach Tenorziffer 10b)
Summe kontrahierte Kapazitäten	149.000.000	

Es werden folgende Prämissen gesetzt:

- Die Summe der Erlösbergrenzen (EOG) aller FNB im Marktgebiet THE bleibt konstant
- Die Summe der Kapazitätsbuchungen aller FNB im Marktgebiet THE bleiben konstant
- Die Mengen aus russischen Aufkommensquellen werden vollständig durch LNG-Mengen substituiert

Unter Berücksichtigung dieser Prämissen und der oben aufgeführten Eingangsdaten lassen sich nachfolgende Referenzpreise für verschiedene Substitutionsraten und Abschläge ermitteln:

	Entgelt [in €/(kWh/h)/a]	Abschlag nach Art 9 (2) NC TAR			
		25%	50%	75%	100%
Substitutionsrate	25 Prozent	3,56	3,61	3,66	3,72
	50 Prozent	3,61	3,72	3,83	3,95
	75 Prozent	3,67	3,85	4,04	4,26
	100 Prozent	3,72	3,95	4,22	4,53

Eine vollständige Substitution der mit Russland verbundenen Kapazitätsbuchungen an den Grenzkopplungspunkten zu Russland, Polen und Tschechien würde hiernach bei einem maximalen Abschlag auf kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte aus LNG-Einspeisungen zu einer Erhöhung des Briefmarkentgelts auf 4,53 €/(kWh/h)/a führen (+29 % im Vergleich zum THE-Entgelt 2022). Entsprechend führt dieser Fall zu einer signifikanten Mehrbelastung übriger Transportkunden und ein Level-Playing-Field aller verlässlichen Bezugsquellen kann nicht sichergestellt werden.

3.2 Unterschiedliche Rabattierung bei Einspeisepunkten aus regulierten und unregulierten LNG-Anlagen

Eine Unterscheidung hinsichtlich der Rabattierung bei Einspeisepunkten aus regulierten und unregulierten LNG-Anlagen ist nicht zu begründen. Durch den Bau einer LNG-Anlage kann eine höhere Diversifizierung von Aufkommensquellen erreicht werden, was prinzipiell zu einer höheren Versorgungssicherheit führt. Die Ausnahme von der Regulierung nach §28a EnWG hat hierbei keine Auswirkung auf die potenzielle Anwendung von Abschläge nach Art. 9 (2) NC TAR.

3.3 Verursachungsgerechtigkeit von Kosten

Gem. §39 GasNZV besteht i.V.m. §38 GasNZV ein ständiger Anspruch auf Kapazitätsausbau an LNG-Anlagen, der wiederum ebenfalls Kosten und dementsprechende Entgelterhöhungen verursachen kann. Die mit dem Netzausbau verbundenen Kosten sind demnach auch verursachungsgerecht gem. §15 (1) GasNEV zu allozieren sowie durch Kapazitätsbuchungen an

Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen mitzutragen. Eine Mehrbelastung der übrigen Transportkunden durch Entlastung der Nutzer von LNG-Anlagen durch Anwendung von unverhältnismäßig hohen Abschlägen nach Art. 9 (2) NC TAR ist nicht mit der Verursachungsgerechtigkeit zu vereinbaren.

4. Schlussfolgerung

Auf Basis dieser Analysen wird gefolgert, dass die Auswirkungen eines Abschlages auf das Transportentgelt keinen ausschlaggebenden Einfluss auf die FID für den Bau einer LNG-Anlage zu haben scheint. Entsprechend steht ein Abschlag auf kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte an LNG-Anlagen in keinem direkten Zusammenhang mit einer Steigerung der Versorgungssicherheit und kann daher nach Art. 9 (2) NC TAR nicht angewandt werden.

Mit freundlichen Grüßen

Open Grid Europe GmbH

([REDACTED])

([REDACTED])