

Bundesnetzagentur
Beschlusskammer 7
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Datum
19.05.2026

Antrag auf Anpassung
der
Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems
in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten
vom 27.03.2012 (Az. BK7-11-002)
in der zuletzt durch die Festlegung
vom 21.12.2016 (Az.: BK7-16-050)
angepassten Fassung

Sehr geehrte Damen und Herren,

mit Beschluss vom 21.12.2016 (Az.: BK7-16-050) („**Konni Gas 2016**“) in dem Verwaltungsverfahren wegen der Anpassung der Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmärkten vom 27.03.2012 (Az. BK7-11-002, „**Konni Gas 2012**“) wurde in § 2 Ziffer 1 der Anlage Standardvertrag zur Konvertierung in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten („**Standardvertrag Konvertierung**“) der Festlegung Konni Gas 2016 festgelegt, dass der Marktgebietsverantwortliche von Bilanzkreisverantwortlichen ab dem 01.10.2016 nur noch für die Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas ein Konvertierungsentgelt erheben darf.

Aufgrund veränderter Rahmenbedingungen erachtet die Trading Hub Europe GmbH („**THE**“) die Wiedereinführung eines Konvertierungsentgelts für die Konvertierungsrichtung L- nach H-Gas als notwendig und beantragt insoweit eine erneute Anpassung der Festlegung Konni Gas 2012.

Dem liegen folgende Ereignisse und Erwägungen zugrunde, die insgesamt dazu führen, dass THE von einer Veränderung der Rahmenbedingungen ausgeht, die bei Anpassung der Festlegung Konni Gas 2012 durch die Festlegung Konni Gas 2016 nicht absehbar waren und daher eine erneute Anpassung der Festlegung Konni Gas 2012 erforderlich machen:

1. Notwendigkeit Einführung Konvertierungsentgelt L- nach H-Gas

Aus Sicht der THE ist es aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen notwendig, das Konvertierungsentgelt in der Konvertierungsrichtung L- nach H-Gas wieder einzuführen.

Ursprünglich gab es ein Konvertierungsentgelt in der Konvertierungsrichtung L- nach H-Gas. Die Regelungen in den §§ 1 bis 4 Standardvertrag Konvertierung der Festlegung Konni Gas 2012 sahen vor, dass die Betroffenen ein Konvertierungsentgelt in beiden Konvertierungsrichtungen erheben konnten. Mit der Festlegung Konni Gas 2016 erfolgte ein Teilwiderruf der §§ 1, 2, 3 Ziffern 2a., 2b. und § 4 Ziffer 2 Standardvertrag Konvertierung der Festlegung Konni Gas 2012. Den Betroffenen wurde zukünftig nur noch die Möglichkeit eingeräumt, ein Konvertierungsentgelt in der Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas zu erheben und nicht, wie bislang, in beiden Konvertierungsrichtungen.

§ 2 Ziffer 1 Standardvertrag Konvertierung der Festlegung Konni Gas 2016 regelt nunmehr, dass ein Konvertierungsentgelt nur noch für die Konvertierungsrichtung von H- nach L-Gas erhoben wird. Für die Konvertierungsrichtung L- nach H-Gas ist das Konvertierungsentgelt entsprechend dem Absenkungspfad der Festlegung Konni 2012 bereits zum 01.10.2016 vollständig auf null abgesenkt worden.

Um zu verstehen, wie sich die Rahmenbedingungen verändert haben, werden zunächst die bisherigen Rahmenbedingungen (unter 1.1.) sowie die bisherige Marktsituation (unter 1.2.) dargestellt und anschließend auf die wesentliche Änderung der Marktsituation eingegangen (unter 1.3.). Abschließend werden die unter den aktuellen regulatorischen Vorgaben zulässigen, jedoch nicht ausreichenden Lösungsmöglichkeiten dargestellt (unter 1.4.). Hierdurch wird die Notwendigkeit der Wiedereinführung eines Konvertierungsentgelts in der Konvertierungsrichtung L- nach H-Gas begründet.

1.1. Bisherige Rahmenbedingungen

Das Konvertierungssystem setzt sich aus zwei Entgeltkomponenten zusammen: dem Konvertierungsentgelt und der Konvertierungsumlage.

Das Konvertierungsentgelt erhebt THE verpflichtend von allen Bilanzkreisverantwortlichen, soweit und sofern sie in dem Marktgebiet qualitätsübergreifend Gasmengen bilanzieren. Es wird anreizbasiert ermittelt und nimmt die Funktion der Verhaltenssteuerung wahr, indem es verhindern soll, dass sich in dem qualitätsübergreifenden Marktgebiet unplanbare und unkontrollierbare Markt- und damit auch Lastflussverschiebungen entwickeln. Das Konvertierungsentgelt sorgt dafür, dass die Konvertierungskosten in das Gewinnmaximierungskalkül der Händler eingerechnet werden. Indem die Konvertierungskosten für die Händler monetarisiert werden, erfolgt eine Verhaltenssteuerung. Infolge dieser Funktion zielt das Konvertierungsentgelt

speziell auf diejenigen Marktbeteiligten ab, die tatsächlich qualitätsübergreifend Gasmengen bilanzieren.

Die Konvertierungsumlage wird hingegen von allen in das Marktgebiet einspeisenden Bilanzkreisverantwortlichen erhoben, unabhängig davon, ob diese die Möglichkeit der qualitätsübergreifenden Bilanzierung nutzen oder nicht. Die Konvertierungsumlage übernimmt die grundsätzliche Funktion der Kostendeckung. Hierdurch entsteht jedoch eine Umverteilung der Kosten auf alle in das Marktgebiet einspeisenden Transportkunden. Dies ist im Grundsatz gerechtfertigt, da alle Marktteilnehmer, die mit einer Einspeisekapazität Zugang zu dem qualitätsübergreifenden Marktgebiet erhalten, von den erweiterten Transport- und Handelsmöglichkeiten des Marktraums profitieren können und daher auch einen Beitrag zur Deckung der damit verbundenen Kosten zu leisten haben; eine Ausnutzung des Konvertierungssystems durch Arbitrage-Geschäfte Einzelner darf jedoch nicht zu Lasten der Allgemeinheit gehen.

1.2. Bisherige Marktsituation – Konvertierungsentgelt H- nach L-Gas

Mit der Festlegung Konni Gas 2016 wurde lediglich die bereits unter der Festlegung Konni Gas 2012 bestehende Möglichkeit beibehalten, ein Konvertierungsentgelt für die Konvertierungsrichtung von H- nach L-Gas zu erheben. Hintergrund waren der Rückgang der L-Gas-Produktion primär in den Niederlanden aber auch in Deutschland, die stark angestiegenen Kosten der kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen im Marktgebiet NetConnect Germany („NCG“) sowie die zeitweise deutlich zu niedrigen Einspeisungen in das L-Gas-Netz, so dass ein nicht unerheblicher Anteil des L-Gas-Verbrauchs über Regelenergie bereitgestellt werden musste.

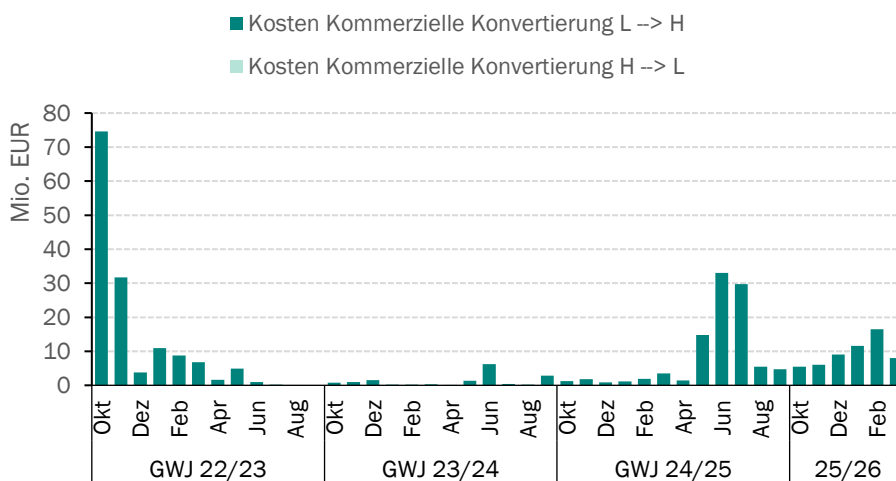
1.3. Wesentliche Änderung der Marktsituation

Nunmehr liegt eine wesentliche Veränderung der Marktsituation vor, welche zum Zeitpunkt des Erlasses der Festlegung Konni Gas 2016 nicht absehbar war.

Die Zusammenlegung der L-Gas-Netze der NCG und der GASPOOL Balancing Services GmbH („GASPOOL“) im Jahr 2021 in Verbindung mit dem Wegfall der pipeline-gebundenen Gaslieferungen aus der Russischen Föderation im Jahr 2021 bei einem gleichzeitigen Anstieg der Einspeisungen von Erdgas aus den Niederlanden führt zu einer dauerhaft stark veränderten Flussrichtung von Gasmengen im Marktgebiet Trading Hub Europe. Die veränderte Flussrichtung von Gasmengen hat generelle Auswirkungen auf die Hauptkonvertierungsrichtung von Gas sowie auf die sich daraus ergebenden Konvertierungskosten.

Die insgesamt veränderte Flussrichtung von Gasmengen im THE-Marktgebiet führt dazu, dass die Konvertierung in der vom anreizorientierten Konvertierungsentgelt betroffenen Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas stark zurückgegangen ist. Vielmehr entstehen sämtliche Kosten im Zusammenhang mit dem Konvertierungssystem seit dem Jahr 2022 aufgrund der Konvertierung von Gasmengen in der Gegenrichtung L- nach H-Gas.

Das vorliegende Schaubild verdeutlicht die beschriebene Situation. Im Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 kam es zu erheblichen Ausschlägen bei den Konvertierungskosten für die kommerzielle Konvertierung von L- nach H-Gas. Nachdem sich die Situation im Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 zunächst erholte, stiegen die Konvertierungskosten für die kommerzielle Konvertierung von L- nach H-Gas ab der Mitte des Gaswirtschaftsjahres 2024/2025 erneut an und bleiben seitdem auf konstant hohem Niveau.



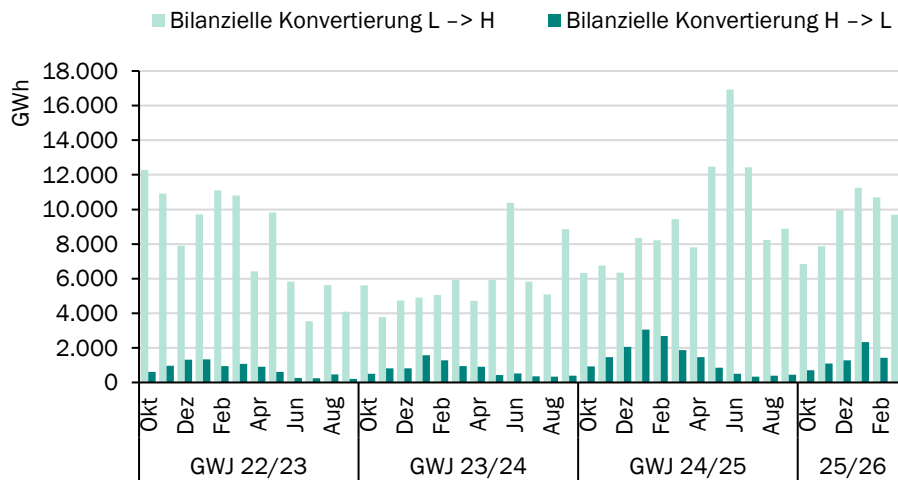
1.3.1. Marktverzerrung durch Einfuhr unverhältnismäßig hoher L-Gas-Mengen in das deutsche Marktgebiet

Zu Beginn des THE-Marktgebietes, lagen die bilanziell konvertierten Gasmengen im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 mit über 46 TWh annähernd auf dem nach Wegfall des Konvertierungsentgelts anfänglich hohen Niveau des Gaswirtschaftsjahres 2018/2019. Nach Verdopplung der Konvertierungsmengen im Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 auf 98 TWh, blieben die Mengen auch im Folgejahr trotz leichtem Rückgang auf einem sehr hohem Niveau von 71 TWh.

Im vergangenen Gaswirtschaftsjahr 2024/2025 stiegen die Mengen auf einen neuen Höchstwert von 112 TWh. Ursächlich hierfür war insbesondere die hohe bilanzielle Konvertierung in den Monaten Mai bis Juli 2025 von bis zu 17 TWh pro Monat sowie das auch im übrigen Jahresverlauf anhaltend hohe Niveau von rund 8 TWh pro Monat.

Auch im laufenden Gaswirtschaftsjahr 2025/2026 bewegen sich die monatlich bilanziell konvertierten Gasmengen in der Richtung L- nach H-Gas weiterhin auf hohem Niveau und erreichen Durchschnittswerte von 9,5 TWh sowie

Spitzenwerte von über 11 TWh pro Monat. Das folgende Schaubild verdeutlicht die beschriebene Situation.

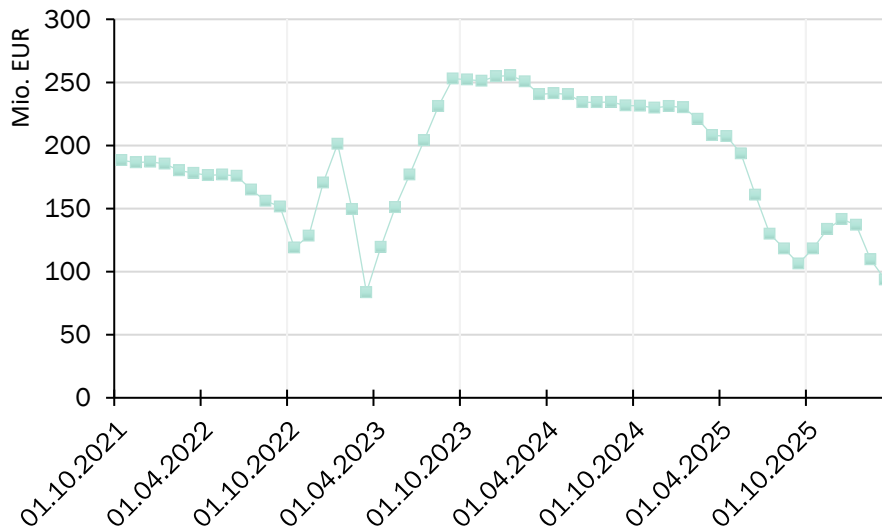


Im THE-Marktgebiet wird bilanzielle Konvertierung in der Richtung H- nach L-Gas lediglich in geringem Umfang genutzt, sodass auch das Instrument der kommerziellen Konvertierung in dieser Richtung nur sehr selten und seit April 2022 überhaupt nicht mehr eingesetzt werden musste. Aufgrund der starken Inanspruchnahme der bilanziellen Konvertierung in der Richtung L- nach H-Gas mussten ab Mai 2024 fast täglich kommerzielle Konvertierungsmaßnahmen durch den gegenläufigen Einsatz von externer Regelenergie seitens THE durchgeführt werden.

Im Gaswirtschaftsjahr 2024/2025 kam es zu einer Verdreifachung der kommerziellen Konvertierungsmengen (im Vergleich zum vorherigen Gaswirtschaftsjahr) auf ca. 38 TWh. Die Häufigkeit der kommerziellen Konvertierung seit Mai 2024 führte zu hohen Kosten für THE im Rahmen der Regelenergiebeschaffung und in weiterer Folge zu einem rasanten Absinken des Konvertierungskontos um ca. 140 Mio. EUR auf nur noch knapp über 100 Mio. EUR. Dies lag deutlich unterhalb des für das Gaswirtschaftsjahr 2024/2025 berechneten nötigen Liquiditätspuffers von ca. 180 Mio. EUR. Das auf der nächsten Seite folgende Schaubild verdeutlicht die beschriebene Situation.

Allein im Juni/Juli 2025 fielen monatliche Kosten von ca. 30 Mio. EUR an; im laufenden Gaswirtschaftsjahr (Oktober 2025 bis März 2026) summieren sich die bisherigen Kosten aus allen kostenpflichtigen Konvertierungsmaßnahmen (kommerzielle Konvertierung, Transportkonvertierung, Schlüsselung Leistungspreise) auf ca. 150 Mio. EUR; die darin enthaltenen anteiligen Langfristkosten aus dem ersten Quartal 2026 machen dabei ca. die Hälfte der Kosten aus.

Entwicklung Konvertierungskonto



1.3.2. Wegfall Gasmengen der Russischen Föderation

Durch den Wegfall der Gasmengen aus der Russischen Föderation wurden Mengen aus den Niederlanden wieder in größerem Umfang importiert. Die Auswirkungen des Wegfalls betreffen nicht nur in Deutschland verbrauchte Mengen, da das russische Pipelinegas auch in Österreich und Süd-/Osteuropa zur Bedarfsdeckung genutzt wurde. Aufgrund des damit verbundenen allgemeinen Preisanstiegs für Gas und der gesunkenen verfügbaren H-Gas-Mengen wurden vermutlich Altverträge in den Niederlanden wieder stärker genutzt. Darüber hinaus konnten neben den stark beanspruchten Kapazitäten aus den Niederlanden in das deutsche H-Gas-Netz somit auch die Kapazitäten in das L-Gas-Netz genutzt werden.

1.3.3. Arbitrage-Geschäfte

Das Nominierungsverhalten einiger Bilanzkreisverantwortlicher im L-Gas-Netz ist als außergewöhnlich anzusehen. Händler kauften günstig L-Gas-Mengen von THE und erbrachten den physischen Effekt nach § 25 Ziffer 16 Bilanzkreisvertrag hauptsächlich durch Renominierungen, mit denen die Einspeisekapazitäten reduziert wurden.

Die „Überbereitstellung“ von L-Gas führt zu Zwangsverkäufen durch THE; die regulatorische Verpflichtung des Marktgebietsverantwortlichen, L-Gas auf dem Regelenergiemarkt zu verkaufen, ist innerhalb des Marktes bekannt und wurde entsprechend genutzt. Die komplementäre „Unterdeckung“ beim H-Gas führt wiederum zu Zwangskäufen durch THE. Auch diese regulatorische Verpflichtung des Marktgebietsverantwortlichen, H-Gas auf dem Regelenergiemarkt zu kaufen, ist innerhalb des Marktes bekannt und wurde durch teure H-Gas-Verkäufe an THE entsprechend genutzt.

Die geänderten Rahmenbedingungen in Kombination mit den erwähnten regulatorischen Vorgaben führen zu einem Missbrauchspotential für Marktakteure, die zum einen Einfluss auf diese Mangelsituation ausüben können und zum anderen den Bedarf wiederum bedienen können. Da keine Beschaffungsalternativen für die THE bestehen, drohten zeitweise extreme Preisausschläge auf dem Regelenergiemarkt. Auffällige Bilanzkreisverantwortliche wurden von THE kontaktiert. Zusätzlich hat THE eine Verdachtsmeldung an die Markttransparenzstelle vorgenommen und die Beschlusskammer 7 der BNetzA informiert.

1.4. Bisherige Lösungsmöglichkeiten noch nicht ausreichend

Die bisher von THE im Rahmen der aktuellen regulatorischen Vorgaben vorgenommenen Lösungen sind bislang noch nicht ausreichend, um den veränderten Rahmenbedingungen dauerhaft und effizient entgegenzuwirken.

1.4.1. Erhöhte Nutzung von Transportkonvertierung

In der Festlegung Konni Gas 2012 wird als netzentgeltseitig nicht berücksichtigte technische Konvertierung beispielhaft der (unter)tägige Export von H-Gas in die Niederlande und der zeit- sowie mengengleiche Import von L-Gas aus den Niederlanden durch den Marktgebietsverantwortlichen unter dem Begriff „Transportkonvertierung“ aufgeführt. Transportkonvertierung als kommerzielle technische Konvertierungsmaßnahme wird immer dann eingesetzt, wenn die Buchung von gegenläufigen Kapazitäten in und aus den Niederlanden günstigere Gesamtkosten verursacht als der entsprechende gegenläufige Kauf und Verkauf von Regelenergie. Diese Maßnahme wird seit 2018 eingesetzt, nahm jedoch in der Vergangenheit nur einen sehr geringen Anteil der Gesamtkonvertierung ein.

Die stark gestiegenen bilanziellen und in der Folge kommerziellen Konvertierungsmengen im letzten Sommer führten jedoch dazu, dass im Gaswirtschaftsjahr 2024/2025 vermehrt gegenläufige Kapazitätsbuchungen zur Netzstabilisierung eingesetzt wurden. Mit der Umstellung auf die verstärkte Nutzung der Transportkonvertierung zum 1. August 2025 hat sich das durchschnittliche bilanzielle Konvertierungsvolumen in der Richtung L- nach H-Gas aller Bilanzkreisverantwortlichen von 400 GWh/Tag im Juli 2025 auf 250 bis 300 GWh/Tag im August und September 2025 reduziert. Infolgedessen konnte auch die durch die THE durchgeführte kommerzielle Konvertierung von 250 GWh/Tag auf unter 150 GWh/Tag gesenkt werden. Dies senkte die Berechenbarkeit des Handelns von THE und erschwerte die oben angeführten Arbitragegeschäfte.

Die Transportkonvertierung machte mit 30 % und 45 % in den Monaten August und September 2025 somit erstmalig einen signifikanten Anteil am gesamten kostenversehenen Konvertierungsvolumen der THE aus. Im laufenden Gaswirtschaftsjahr 2025/2026 mindern die insbesondere seit

dem Januar 2026 stark angestiegenen Buchungskosten für Kapazitäten die Effizienz der ex-ante entschiedenen Nutzung von Transportkonvertierung.

1.4.2. Beschränkung des L-Gas Orderbuchs – § 25 Ziffer 3a) Bilanzkreisvertrag

Tenorziffer 6 der Festlegung Konni Gas 2012 besagt, dass THE „in ihren Verträgen zum Einkauf bzw. Verkauf von Regelenergie geeignete Schutzvorkehrungen dagegen zu treffen [hat], dass Marktbeteiligte Konvertierungsbedarf auslösen, um eine missbräuchliche Optimierung des eigenen Regelenergieangebots vornehmen zu können.“

§ 1 Satz 4 und 5 Standardvertrag Konvertierung stellen klar, dass das Konvertierungssystem von den Bilanzkreisverantwortlichen ausschließlich dazu genutzt werden darf, um Gas innerhalb des Marktgebiets qualitätsübergreifend zu transportieren oder zu handeln. Nicht von dieser Zweckbestimmung umfasst ist dagegen eine Nutzung der bilanziellen Konvertierung zur gezielten Herbeiführung von Regelenergiebedarf auf Seiten der Betroffenen. Es ist den Bilanzkreisverantwortlichen folglich untersagt, durch qualitätsbezogene Verlagerung ihrer Ein- und Ausspeisungen im Rahmen des Bilanzierungssystems gezielt Netzungleichgewichte herbeizuführen, um zu deren Ausgleich sodann der Betroffenen selbst Regelenergie anzubieten. Durch eine solche künstliche Steigerung der Regelenergienachfrage entstünden bei den Betroffenen erhebliche zusätzliche Kosten. Diese wären nach den allgemeinen Grundsätzen des Bilanzierungssystems von allen Bilanzkreisverantwortlichen zu tragen.

THE hat daher innerhalb des kurzfristigen Lösungspakets, welches die Verhandlungsdelegation der Verbände BDEW, VKU und GEODE Ende 2025 der BNetzA vorgestellt hat, als Anpassung des § 25 Bilanzkreisvertrag vorgeschlagen, dass wenn die geforderte physische Erfüllung bei Käufen gasqualitätspezifischer Produkte im L-Gas durch einen Handelsteilnehmer über eine Reduktion der Nutzung von Entry-Kapazitäten erfolgt, diese in der Höhe begrenzt werden. Anfang Februar 2026 hat die BNetzA die Verhandlungsdelegation aufgefordert, die Nutzungsbeschränkung des L-Gas-Orderbuchs zeitnah – wirksam werdend zum 1. April 2026 – umzusetzen.

Die Verbände BDEW, VKU und GEODE haben am 13. März 2026 die Änderungen der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (KoV) verabschiedet, die zum 1. April 2026 in Kraft getreten sind. Mit der KoV XIV.3 wurde eine Anpassung in § 25 Ziffer 3a und Ziffer 14 der Geschäftsbedingungen für den Bilanzkreisvertrag (Anlage 4) vorgenommen. Diese führt zu einer Nutzungsbeschränkung des L-Gas-Orderbuchs, um die aus der Konvertierung entstehenden Regelenergiekosten zu reduzieren.

THE hat zwar § 25 Ziffer 3a) Bilanzkreisvertrag angepasst, jedoch reduzieren die vorgeschlagenen Lösungen lediglich die Wahrscheinlichkeit von hohen

Konvertierungskosten, können diese aber nicht ausschließen. Darüber hinaus wird durch die Maßnahmen die Liquidität im L-Gas potentiell eingeschränkt und das System komplexer gemacht. Aktuell kann man die Auswirkungen der Änderung des § 25 Bilanzkreisvertrag noch nicht absehen; die aufwändige Prüfung der neuen Vorgaben für eine erste Abrechnung der Ausgleichszahlung im Juni 2026 ist aktuell im Gange. Jedoch wird sich die Wirksamkeit der Nutzungsbeschränkung des L-Gas-Orderbuchs primär in den verbrauchsschwachen Sommermonaten herausstellen.

1.4.3. Anpassung des Kapazitätsangebotes am Entry VIP TTF-THE-L und Entry Speicher Gronau-Epe L2 (Nuon)

Aufgrund der fortschreitenden Marktraumumstellung (L-Gas) und der unterjährigen Umstellung der L-Gas-Speicher werden die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in der kommenden Jahresauktion an dem Entry VIP TTF-THE-L und dem Entry Speicher Gronau-Epe L2 (Nuon) keine Kapazitätsprodukte mehr für das kommende Gaswirtschaftsjahr 2026/2027 und die Folgejahre anbieten sowie ihr Kapazitätsangebot an diesen Punkten ab 01.04.2027 vollständig von fest auf unterbrechbar und nur noch kurzfristig buchbar umstellen. Bestehende Kapazitätsverträge, die bereits heute für einen Zeitraum über den 1. April 2027 hinaus abgeschlossen wurden, behalten bis zu ihrem jeweiligen Vertragsende ihre Gültigkeit.¹

Diese Maßnahme adressiert unter anderem das oben beschriebene außergewöhnliche Nominierungsverhalten einiger Bilanzkreisverantwortlicher im L-Gas-Netz und zielt darauf, dieses in der Höhe nach einzudämmen. THE begrüßt die Maßnahme der FNB, die durch die Deckelung der unterbrechbaren Kapazitäten den potenziellen Konvertierungsbedarf begrenzt und damit die Konvertierungskosten reduzieren soll.

Allerdings sieht THE weiter Spielraum für eine Überspeisung des L-Gas-Netzes und somit die Gefahr einer Fortführung der Arbitragegeschäfte und des auffälligen Verhaltens einiger. Diese ergibt sich aus den nicht unbeträchtlichen bereits in Altverträgen gebuchten Entry-Kapazitäten in Verbindung mit den in (Halb-)Jahresbändern aus Maximalverbräuchen abgeleiteten unterbrechbaren Entry-Kapazitäten. Es ist anzunehmen, dass insbesondere in Übergangsmonaten oder in Perioden niedrigeren Verbrauchs („warmer Winter“) weiterhin hohe Konvertierungsmengen in der Richtung L- nach H-Gas entstehen können.

2. Notwendigkeit der Anpassung der Konni-Festlegung

Aufgrund der im aktuellen regulatorischen Rahmen ausgeschöpften Möglichkeiten sehen wir eine erneute Anpassung der Festlegung Konni Gas 2012 als

¹ Erster Absatz unter 1.4.3. gemäß Marktinformation der Thyssengas GmbH vom 04.05.2026: <https://thyssengas.com/de/artikel/marktinformation-zur-anpassung-des-kapazitaetsangebotes-am-entry-vip-ttf-the-l-und-entry-speicher-gronau-epe-l2-nuon>

erforderlich an, um mit den genannten Auswirkungen in Kombination mit einem immer kleiner werdenden L-Gas-Markt umzugehen. Uns ist bewusst, dass eine Anpassung der Festlegung ein großer Schritt mit gegebenenfalls starken Auswirkungen auf den Markt darstellt, weswegen zuvor die geschilderten – in unseren Augen jedoch noch nicht ausreichenden – Lösungsmöglichkeiten umgesetzt wurden.

In Anbetracht der laufenden hohen Kosten auf der einen Seite und dem gemäß des Entwurfs Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber und der regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen² geplanten Abschlusses der Marktraumumstellung von L- auf H-Gas für das Gaswirtschaftsjahr 2028/2029 auf der anderen Seite ist ein schnelles Handeln geboten. Ziel ist daher die Wiedereinführung des Konvertierungsentgelts in der Richtung von L- nach H-Gas zum 01.04.2027.

Da es sich nur um eine Wiedereinführung des Konvertierungsentgelts von L- nach H-Gas handelt, alle relevanten Datenformate bereits definiert sind und auch für beide Konvertierungsrichtungen noch versandt werden, sollte eine IT-Implementierung bei THE und den anderen Marktpartnern bei einer Finalisierung der Festlegung bis Ende 2026 bis zum 01.04.2027 abbildbar sein.

2.1. Ausgestaltung Konvertierungsentgelt L- nach H-Gas

Die in der Festlegung Konni Gas 2016 durchgeführte Änderung bei der Bemessung des Konvertierungsentgeltes von einem kostendeckenden Ansatz in der Festlegung Konni Gas 2012 hin zu einem anreizbasierten Ansatz der gleichzeitig sicherstellt, dass der Marktgebietsverantwortliche nicht zum überwiegenden Beschaffer der physischen Absatzmengen von L-Gas-Letztkonsumenten im Marktgebiet wird, hat sich in den Augen der THE bewährt. Daher sollte auch das Konvertierungsentgelt für die Konvertierungsrichtung L- nach H-Gas anreizbasiert und nicht kostenorientiert sein.

Die Vergangenheit hat gezeigt, dass sich die bilanziellen Konvertierungsmengen bei gegebenem Konvertierungsentgelt durchaus saisonal unterschiedlich stark ausprägen. So ist das Verhältnis der möglichen Einspeisung (Entry-Kapazität) zum erzielbaren Absatz im L-Gas in den Sommermonaten auch trotz der von den Fernleitungsnetzbetreibern geplanten Absenkung der Kapazitäten deutlich abweichend von dem in den Winter- und Übergangsmonaten. Gleichwohl ist anzuerkennen, dass ein Gleichlauf des Geltungszeitraums der Konvertierungsentgelte zu dem der Konvertierungsumlage und der Bilanzie-

² Siehe https://ko-nep.de/wp-content/uploads/2024/02/2026-03-03_Entwurf_NEP_Gas_und_Wasserstoff_2025.pdf, Seite 78 ff.

runsumlagen nach GaBi Gas 2.1 den berechtigten Interessen der Marktteiligten an einer hinreichenden Planungssicherheit hinsichtlich der mit dem Konvertierungssystem verbundenen Kosten Rechnung trägt.

Ein niedriges Entgelt könnte jedoch in den jeweiligen Monaten dazu führen, dass THE weiterhin hohe Kosten aus dem Konvertierungssystem entstehen; wohingegen ein angemessen hohes Entgelt für diese Monate in den jeweils anderen Monaten nur wenig Anreize zum qualitätsübergreifenden Gashandel bietet. Eine Lösungsmöglichkeit könnte in einem zwar ex-ante für 12 Monate festgelegten Konvertierungsentgelt liegen, das jedoch mittels vorab bekannten Faktoren auf Monats-, Quartals- oder Halbjahresbasis angepasst wird.

Aufgrund des anvisierten frühestmöglichen Termins des Inkrafttretens der zweiten Anpassung der Festlegung Konni Gas 2012 (01.04.2027) erscheint analog der Vorgaben zum Geltungszeitraum in der Festlegung Konni Gas 2016 ein erster Geltungszeitraum von sechs Monaten (April bis September 2027) angeraten, da in der Konvertierungsrichtung L- nach H-Gas das Fehlen eines Konvertierungsentgelts als Steuerungsinstrument auch und gerade in den Sommermonaten zu hohen Kosten geführt hat.

2.2. Ermittlung Konvertierungsentgelt L- nach H-Gas

Bei der Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts für die Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas sind gemäß der Festlegung Konni Gas 2016 sachgerechte, der Funktion der Verhaltenssteuerung entsprechende Indikatoren anzusetzen und diese auch transparent darzustellen. Daher erscheint es schlüssig, auch für die Konvertierungsrichtung L- nach H-Gas ein spiegelbildliches Verfahren anzuwenden.

Ergänzend zu den Indikatoren können gemäß der aktuellen Vorgaben in der Festlegung Konni Gas 2016³ auch „die Entwicklung der bilanziellen Konvertierungsmenge und der Konvertierungskosten [...] im vorherigen und im aktuellen Geltungszeitraum aber auch die Prognose der zukünftigen bilanziellen Konvertierungsmenge und der Konvertierungskosten für den nächsten Geltungszeitraum für die Ermittlung eines anreizorientierten Konvertierungsentgelts unterstützend hinzugezogen werden“. Diese Möglichkeit sollte abweichend von der aktuellen Einschränkung auf die Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas, auch für die Konvertierungsrichtung L- nach H-Gas eröffnet werden.

Da es sich bei den in der Begründung zur Festlegung Konni Gas 2016 aufgeführten Indikatoren lediglich um Beispiele handelt, sehen wir jedoch für eine Konkretisierung der für die Konvertierungsrichtung L- nach H-Gas anzuwendenden Indikatoren in einer erneuten Anpassung der Festlegung Konni Gas

³ 4.3.2.1.4. § 4 Ziff. 1 Standardvertrag Konvertierung, Seite 38

2012 keine zwingende Notwendigkeit. THE wird sich mit der Bundesnetzagentur bezüglich der Anwendung sinnvoller Indikatoren abstimmen.

2.3. Preisobergrenze

Die Festlegung Konni Gas 2016 begrenzt das anreizorientierte Konvertierungsentgelt der Höhe nach auf 0,045 ct pro kWh. Dieser Wert entspricht dem Mittelwert der ab dem 01.10.2015 geltenden Obergrenzen gemäß der Festlegung Konni Gas 2012 in den damaligen beiden Marktgebieten NCG und GASPOOL.

Betrachtet man einen hypothetischen Break-Even bei der Beschaffung als H-Gas am VHP im Gegensatz zum Transport von L-Gas aus den Niederlanden und anschließender bilanzieller Konvertierung von L- nach H-Gas unter Berücksichtigung der Preisspreads TTF zu THE der Kalenderjahre 2024 und 2025, so müsste eine Obergrenze ein Entgelt von ca. 0,1 ct pro kWh zulassen (unter Berücksichtigung von Transportkostenaufschlägen DayAhead aus den Niederlanden⁴). Auch wenn sich in der Vergangenheit hohe Konvertierungsmengen auch bei einem Konvertierungsentgelt an oder leicht oberhalb der aktuellen Obergrenze (vergleiche 2016, 2018, 2021) eingestellt haben, so ist die Argumentation der Bundesnetzagentur in der Begründung zur Festlegung Konni Gas 2016 weiterhin nachvollziehbar.

Somit sieht es THE als sachgerecht an, die Obergrenze für die Richtung L- nach H-Gas nicht unterhalb der bestehenden Obergrenze in der Richtung H- nach L-Gas von 0,045 ct pro kWh festzusetzen. Dabei ist THE wichtig, dass bei unvorhersehbaren Umständen die Regelungen in § 7 Ziff. 2 Standardvertrag Konvertierung auch auf das Konvertierungsentgelt in Richtung L- nach H-Gas Anwendung finden und THE das Konvertierungsentgelt in Richtung L- nach H-Gas kurzfristig auch über die Obergrenze anheben kann.

2.4. Weiterer Anpassungsbedarf der Konni-Festlegung

Neben der Wiedereinführung des Konvertierungsentgelts in der Richtung L- nach H-Gas sieht THE in den folgenden Punkten einen Anpassungsbedarf an den aktuellen Regelungen resultierend aus den Festlegungen Konni Gas 2012 und Konni Gas 2016.

2.4.1. Ausschüttungsmechanismus Konvertierungsumlagekonto

Die aktuellen Vorgaben in § 8 Ziffer 1 Standardvertrag Konvertierung regeln eine Ausschüttung im Falle von Überschüssen auf dem Konvertierungskonto in der jeweiligen Folgeperiode. Nach Abschluss der Marktraumumstellung schließt sich jedoch keine Folgeperiode des Konvertierungssystems an, da dieses bei nur noch einer vorhandenen Gasqualität (dem H-Gas) zu einem lo-

⁴ Details zur Ermittlung der Aufschläge siehe <https://www.tradinghub.eu/de-de/Veröffentlichungen/Preise/Transportkostenaufschlag>

gischen Ende kommt. Darüber hinaus sehen die Regelungen nur eine zwei-stufige Ausschüttung in Höhe der in der Überschussperiode jeweils gezahlten Konvertierungsumlage und Konvertierungsentgelte vor; Kontobestände, die zur Deckung des Liquiditätspuffers dienen und gegebenenfalls nicht in der Überschussperiode erwirtschaftet wurden, können demnach nicht ausgeschüttet werden.

Auch erscheint es denkbar, dass trotz Anwendung eines auskömmlichen Liquiditätspuffers aufgrund besonderer Umstände in einem immer kleiner werdenden L-Gas-Markt die letzte Periode des Konvertierungssystems mit einem Defizit auf dem Konvertierungskonto endet. Insbesondere gegen Ende der Marktraumumstellung erscheinen die Auswirkungen auf die Konvertierungskosten mit großen Unsicherheiten behaftet, da es sowohl in der Menge als auch in den zu veranschlagenden Kosten zu großen Schwankungen kommen kann. Hinzu kommen sich gegebenenfalls über das Ende des Konvertierungssystems hinaus zeitlich hinziehende Abrechnungen in Sonder- bzw. Streitfällen.

THE schlägt daher vor, den nach Ende des Konvertierungssystems verbleibenden Saldo des Konvertierungskontos (unabhängig davon, ob es sich um einen positiven oder negativen Endsaldo handelt) dem Umlagesystem nach GaBi Gas zuzuführen. Hierzu könnte der Jahresverteilungsschlüssel RLM/SLP Anwendung finden. Dies ist insofern sachgerecht, als das nicht zuordenbare Residualeinsätze von Regelenergie ebenfalls den GaBi-Konten zugeordnet werden.

2.4.2. Verpflichtung zur jährlichen Stellungnahme der Fortführung des Konvertierungsentgelts

THE ist nach Tenorziffer 3 der Festlegung Konni Gas 2012 welche durch die Festlegung Konni Gas 2016 um Tenorziffer 3 c) ergänzt wurde, verpflichtet, im Rahmen der Evaluierung zur Notwendigkeit der Fortführung des Konvertierungsentgelts Stellung zu nehmen. Die Verpflichtung zur Stellungnahme, ob die Fortführung des Konvertierungsentgelts weiterhin notwendig ist, erscheint in Anbetracht der begrenzten Laufzeit der erneuten Anpassung der Festlegung Konni Gas 2012 bis zum geplanten Abschluss der Marktraumumstellung und somit dem Ende des Konvertierungssystems zum Ablauf des Gaswirtschaftsjahres 2028/2029 nicht mehr sinnvoll.

Hintergrund ist, dass THE das Konvertierungsentgelt in beiden Richtungen auf null festsetzen kann. Aufgrund dieser Möglichkeit, erscheint es nicht sinnvoll zu evaluieren, ob die Fortführung des Konvertierungsentgelts weiterhin notwendig ist. Selbst wenn es innerhalb des kurzen Geltungszeitraums der angepassten Festlegung aufgrund einer erneuten Änderung der Marktsituation absehbar ist, dass kein Konvertierungsentgelt mehr erhoben werden muss, so entsteht in einer vorzeitigen Abschaffung kein Vorteil für die Marktteilnehmer.

THE empfiehlt daher, die Evaluierungspflicht des Marktgebietsverantwortlichen dahingehend anzupassen, zu evaluieren, wie lange das Konvertierungssystem als Ganzes Anwendung finden sollte. Wahrscheinlich ist, dass das Konvertierungssystem mit vollständigem Abschluss der Marktraumumstellung endet; allerdings ist auch denkbar, dass sich bereits zuvor ein derart kleines oder aus einzelnen Inseln bestehendes L-Gas-Netz abzeichnet, das nicht mehr sinnvoll separiert zu betrachten ist. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur könnte somit vorzeitig die Verpflichtung des Marktgebietsverantwortlichen zur separaten Bilanzierung von L-Gas entfallen.

3. Antrag

Auf Basis der vorgenannten Gründe und Erwägungen beantragt THE eine Anpassung der Festlegung Konni Gas 2012 in der zuletzt durch die Festlegung Konni Gas 2016 angepassten Fassung und bittet die Bundesnetzagentur um die Einleitung eines entsprechenden Verfahrens gemäß § 29 EnWG.

Für Rückfragen hierzu stehen wir gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Trading Hub Europe GmbH

Trading Hub Europe GmbH

Hauptsitz:
EUREF-Campus 1
40472 Düsseldorf

Standort Berlin:
Anna-Louisa-Karsch-Str. 2
10178 Berlin Germany

www.tradinghub.eu