



2. Stellungnahme im Verfahren zur Änderung der Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten

Leipzig/Paris, 24. August 2016

Zusammenfassung

PEGAS begrüßt die wiederholte Möglichkeit zur Stellungnahme in dem von der Bundesnetzagentur eingeleitetem Konsultationsverfahren zur Änderung der Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten.

PEGAS zeigt in dieser Stellungnahme Möglichkeiten auf, wie die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorgeschlagenen Varianten (ex-ante, ex-post Konvertierungsentgelt) zur Ermittlung, Ausgestaltung, Bestimmung und Verteilung der beim Marktgebietsverantwortlichen (MGV) anfallenden Konvertierungskosten möglichst geringe negative Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Gasmarktes im internationalen Kontext und die darin tätigen Marktteilnehmer haben.

Beide Varianten werden zweifelsohne das von MGV und BNetzA gewünschte Ziel der zeitnahen Deckung aller beim MGV im Zusammenhang mit der Konvertierung entstehenden Kosten erreichen und somit Arbitrage gegenüber den MGV verhindern. Dennoch verbleiben aufgrund der Ausgestaltung beider Varianten hinreichend Arbitragemöglichkeiten für rational agierende Händler, die sowohl die bilanzielle Konvertierung der MGV in Anspruch nehmen als auch am qualitätsspezifischen Regelernergiehandel mit den MGV mitwirken, gegenüber Marktteilnehmern die ausschließlich bilanziell konvertieren. Sollten diese Arbitragemöglichkeiten konsequent genutzt werden, dann könnten sich bei den MGV die Kosten für die kommerzielle Konvertierung weiter erhöhen und somit auch die Kosten für Konvertierungsentgelt und -umlage bei allen Marktteilnehmern im Vergleich zum vergangenen Winter steigen.

Stellungnahme

Nachfolgend möchte PEGAS Vorschläge zu den Varianten unterbreiten, um die aus den derzeitigen Entwürfen resultierenden Nachteile, wie Verlust der Wettbewerbsfähigkeit und Reputation der deutschen Marktgebiete im internationalen Maßstab, zu begrenzen.

Planbarkeit, Verlässlichkeit und Nachhaltigkeit der Regulierung

Zu begrüßen ist die generelle Verlängerung des Geltungszeitraumes von Konvertierungsentgelt und -umlage von 6 auf 12 Monate in beiden Varianten zur Erhöhung der Planungssicherheit bei im Gashandel und -vertrieb tätigen Marktteilnehmern. Diesem Ziel zuträglich ist dann auch ein vorab bekanntes Konvertierungsentgelt (ex-ante), während ein erst nachträglich ermitteltes Konvertierungsentgelt (ex-post) die Planungssicherheit im Wettbewerb weiter erschwert. Jegliche, auch nur ausnahmsweise, Möglichkeit zur unterjährigen Anpassung des Konvertierungsentgeltes sollte unterbleiben und durch einen ausreichenden Liquiditätspuffer abgefangen werden, um nicht planbare ex-post Elemente im Konvertierungsentgelt zu vermeiden. Generell hilfreich ist die Fortführung einer dem Markt vertrauten Systematik aus vorab bekanntem Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage (ex-ante Variante).

BNetzA sollte wie in der Vergangenheit, auch bei der Anpassung des Konvertierungssystems mögliche regulatorisch gewünschte Veränderungspfade des Konvertierungsentgeltes mit Zeitpunkten versehen, um eine über ein Jahr hinausgehende Planbarkeit des Handels- und

Vertriebsportfolios zu ermöglichen, eine weitere Schwächung des deutschen Terminmarktes zu verhindern und die Marktöffnung durch den Eintritt neuer Marktteilnehmer, basierend auf verlässlichen Rahmenbedingungen, zu erleichtern. Sollte BNetzA jedoch, anders als bei Konni Gas ursprünglich angedacht, die dauerhafte preisliche Trennung von H-Gas und L-Gas in den deutschen Marktgebieten aufrechterhalten, dann muss dies konsequent kommuniziert werden so dass Marktteilnehmer ihr Geschäftsmodell mittel- bis langfristig darauf ausrichten können.

Ein Marktpreis pro Marktgebiet und dadurch gebündelte Liquidität für H-Gas und L-Gas

Beide Varianten verhindern eine qualitätsübergreifende Bündelung der Liquidität von Angebot Nachfrage und daraus resultierend einen Marktpreis pro Marktgebiet und verringern dadurch die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Marktgebiete zum Beispiel zum TTF, weil durch die dauerhafte Beibehaltung des Konvertierungsentgeltes eine Abschottung des L-Gas Marktes vom H-Gas Markt zementiert wird.

Begrenzung der kommerziellen Konvertierungskosten beim MGV

In beide Varianten ist eine Begrenzung der kommerziellen Konvertierungskosten des MGV im Vergleich zum letzten Winter nicht möglich.

Solange Gashändler aus wirtschaftlich rationalen Gründen ihre gebuchten Transportkapazitäten zwischen deutschen Marktgebieten und dem niederländischen Marktgebiet TTF gewinnmaximierend einsetzen, besteht für diese Händler ein starker finanzieller Anreiz das importierte L-Gas eher zu hohen Preisen im qualitätsspezifischen Regelenergiehandel mit dem MGV zu verkaufen als dieses direkt zu niedrigeren Preisen für eine mögliche L-Gas Lieferverpflichtung zu verwenden. Diese Lieferverpflichtung kann alternativ über die bilanzielle Konvertierung des MGV erfüllt werden. Die dabei anfallenden Konvertierungsentgelte, eine mögliche Gewinnmarge und ggf. ein Sicherheitsaufschlag (wenn z.B. Unsicherheit bzgl. der Höhe des Konvertierungsentgeltes wie beim ex-post Verfahren besteht) können, aufgrund der gegebenen Marktstruktur in den deutschen L-Gas Marktgebieten, wiederum in die L-Gas Preise beim qualitätsspezifischen Gashandel mit dem MGV eingepreist werden. Ebenso werden auch H-Gas exportierende Händler versuchen mindestens ihre Transportkosten zum benachbarten Marktgebiet und ggf. eine Gewinnmarge in den H-Gas Preis beim qualitätsspezifischen Regelenergiehandel mit dem MGV einzupreisen, auch wenn dies aufgrund der im H-Gas Markt vorherrschenden Marktstruktur schwieriger als im L-Gas Markt ist. Dadurch könnten die Kosten für die kommerzielle Konvertierung des MGV wie in einer Aufwärtsspirale nach oben getrieben werden. Erst wenn die Erlöse aus dem qualitätsspezifischen Regelenergiehandel auf mehr und andere Marktteilnehmer als die Konvertierungskosten des MGV verteilt werden, könnte bei den Händlern der wirtschaftliche Anreiz entfallen importiertes L-Gas vorrangig für den Regelenergiehandel zu nutzen.

Eine konsequente Begrenzung und sichere Planbarkeit der Konvertierungskosten der MGV ist jedoch möglich wenn dieser wie bisher schon für den qualitätsspezifischen Regelenergiehandel (L-Gas Einkauf und H-Gas Verkauf) direkten Zugriff auf den TTF-Markt erhält, aber darüber hinaus auch die für die technische Konvertierung am TTF notwendigen Kosten (Transportkosten)

über die Konvertierungsumlage erstattet bekommt. Dann könnte der MGV seine Handelsentscheidung für den Einkauf von L-Gas und Verkauf von H-Gas anhand der reinen Commoditypreise (Arbeitspreise) an den VHP von NCG-L, NCG-H und TTF treffen und der Preisunterschied zwischen L-Gas Einkauf und H-Gas Verkauf entspricht maximal dem Bid/Ask-Spread im TTF-Orderbuch (0,1-0,25 €/MWh). Die bisherigen Preisunterschiede zwischen L-Gas Einkauf und H-Gas Verkauf, die insbesondere durch Transportkosten aber auch mögliche Gewinn- und Sicherheitszuschläge der bisher am qualitätsspezifischen Regelenergiehandel mit dem MGV teilnehmenden L-Gas importierenden und H-Gas exportierenden Gashändler entstanden, entfallen und das Konvertierungsentgelt befindet sich auf einem konvertierungsfreundlichen Niveau des Bid/Ask-Spreads vom TTF-Orderbuch (0,1-0,25 €/MWh).

Arbitragemöglichkeiten gegenüber anderen Marktteilnehmern durch bilanzielle Konvertierung

Beide Varianten verhindern dass der MGV von Handelsteilnehmern ausarbitriert wird, weil sämtliche Konvertierungskosten an die Marktteilnehmer durchgereicht werden. Jedoch ermöglichen sie Arbitrage von am qualitätsspezifischen Regelenergiehandel mit den MGV teilnehmenden Händlern, die auch die bilanziell beim MGV konvertieren, auf Kosten von Marktteilnehmern die ausschließlich bilanziell beim MGV konvertieren.

Alle Nutzer der bilanziellen Konvertierung von H-Gas zu L-Gas haben entsprechend die Konvertierungsentgelte an den MGV zu zahlen. Die an der bilanziellen Konvertierung teilnehmenden Nutzer, die gleichzeitig auch qualitätsspezifisch Regelenergie mit dem MGV im eigenen Marktgebiet handeln, können aufgrund der Marktstruktur Erlöse erwirtschaften die über dem Konvertierungsentgelt liegen. Aus rationalen Gesichtspunkten werden diese Händler nur ein geringes Interesse daran haben zukünftig darauf zu verzichten. Die dadurch beim MGV entstehenden Zusatzkosten für die kommerzielle Konvertierung werden aber nicht nur durch diese Händler sondern auch durch die nur bilanziell konvertierenden Händler getragen, wobei die Zusatzerlöse aus dem Regelenergiehandel ausschließlich bei diesen Händler verbleiben.

Sämtliche Arbitragemöglichkeiten unter Marktteilnehmern, hervorgerufen durch bilanzielle Konvertierung des MGV, können wie im unteren Teil des Abschnitts „Begrenzung der kommerziellen Konvertierungskosten beim MGV“ beschrieben beseitigt werden.

Steuerfunktion zur L-Gas Einspeisung für die direkte Kundenversorgung

Beide Varianten werden nicht verhindern das einige Marktakteure ihre Transportkapazitäten zu den Niederlanden eher für den qualitätsspezifischen Regelenergiehandel mit den MGV als für die direkte Endkundenbelieferung mit L-Gas benutzen, solange beim Verkauf von L-Gas an den MGV höhere Erlöse als bei der direkten Endkundenversorgung mit L-Gas zu erzielen sind (siehe obiges Beispiel bei „Begrenzung der kommerziellen Konvertierungskosten beim MGV“).

Ausreichender Liquiditätspuffer

Der für beide Varianten angedachte Liquiditätspuffer sollte so dimensioniert sein, dass unterjährige und unerwartete Schwankungen beim Konvertierungsentgelt und der Konvertierungsumlage sowie zeitliche Asymmetrien bei den Zahlungsflüssen abgedeckt werden.

Einbindung deutscher Gasspeicher zum qualitätsspezifischen Regelernergiehandel

Deutschland hat die größten Gasspeicherkapazitäten in Europa, aber dennoch kommt ein Großteil der Flexibilität des qualitätsspezifischen Regelernergiehandels, aus dem Ausland. Im Hinblick auf Versorgungssicherheit und Liquidität im deutschen L-Gas Markt setzt keine der beiden Varianten Anreize für eine stärkere Nutzung deutscher Speicher im Konvertierungssystem. Deshalb erscheint es für deutsche Gasspeicher naheliegend in beiden Varianten sowohl:

- a. Within-Day Transportkapazitätsbuchungen zu ermöglichen als auch
- b. Entry-Transportentgelte am Speicher (insbesondere L-Gas) abzuschaffen

so dass L-Gas aus deutschen Gasspeichern dem MGV im fairen preislichen Wettbewerb zu qualitätsspezifischer Flexibilität aus dem Ausland angeboten werden kann. Dann wären Nutzer von deutschen Speicher sowohl operativ als auch finanziell (Vermeidung einer Doppelbelastung mit Entry-Entgelten, wenn aus den NL importiertes L-Gas vorübergehend eingespeichert wird) in der Lage am qualitätsspezifischen Regelernergiehandel teilzunehmen.

Begleitende Maßnahmen durch PEGAS

Unabhängig von der Wahl der von BNetzA gegebenen Varianten könnte PEGAS bei Bedarf die Marktteilnehmer u.a. mit folgenden Maßnahmen bei der Umsetzung unterstützen:

1. Einführen eines börslichen L-Gas Terminmarktes für GASPOOL und NCG – falls BNetzA eine preislichen Trennung von H-Gas und L-Gas (durch unbefristete Beibehaltung des Konvertierungsentgeltes) kommuniziert, könnten Marktteilnehmer L-Gas im Terminmarkt über die Börse handeln
2. Zentralisierte Veröffentlichung von Transparenzinformation beider MGV bei PEGAS/EEEX - Harmonisierte zeitnahe Veröffentlichung vorläufiger und endgültiger Daten von GASPOOL und NCG zur Konvertierung sowie Veröffentlichung der täglichen bilanziellen Mengen je Konvertierungsrichtung (vorläufige und endgültige Mengen).

Basierend auf den genannten Vorschlägen und Maßnahmen unterstützen wir Bundesnetzagentur und Marktteilnehmer gern bei der Anpassung und Ausgestaltung des Konvertierungssystems und stehen für Rückfragen zur Verfügung.



Kontakt

Senior Expert Gas Markets

Head of Regulatory Affairs & Communications

European Energy Exchange AG
Augustusplatz 9
04109 Leipzig
www.eex.com

Powernext SA
5 Boulevard Montmartre
75015 Paris
www.powernext.com

Über PEGAS

PEGAS ist der zentrale, durch Powernext betriebene Gasmarkt der EEX-Gruppe. Über PEGAS erhalten Kunden Zugang zu allen Produkten auf einer einzigen Handelsplattform und können Erdgaskontrakte für die belgischen, niederländischen, französischen, deutschen, italienischen und britischen Marktgebiete handeln. Die PEGAS Produktpalette umfasst Spot- und Terminkontrakte für alle großen europäischen Gashubs sowie den Handel mit Location Spreads zwischen diesen Marktgebieten. Diese Struktur ermöglicht die Marktharmonisierung und bildet den führenden paneuropäischen Erdgasmarkt. Weitere Informationen: www.pegas-trading.com