

Stellungnahme

Gasmarktgebiete und Konvertierungssystem

bne-Position zum Verfahren zur Änderung
der Festlegung zur Einführung eines
Konvertierungssystems in qualitätsüber-
greifenden Gasmarktgebieten (BK7-16-050)

Berlin, 22. April 2016. Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne) lehnt die von den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) beantragte Verlängerung der Erhebung des Konvertierungsentgelts entschieden ab. Der gesamte Handel, das Netzzugangssystem als auch die Abrechnung im Gasmarkt erfolgt in Kilowattstunden (kWh). Mit dem Auslaufen des Konvertierungsentgelts zum 1. Oktober 2016 sollte die Gasqualität nicht einmal mehr auf Bilanzkreisebene eine Rolle spielen - das war die Grundüberlegung der BNetzA-Festlegung vom März 2012. Eine Verlängerung des Konvertierungsentgelts wird das Vertrauen in die Planungssicherheit, die eine Festlegung geben soll, massiv erschüttern - ganz abgesehen von dem gewaltigen Kostenschock im Gasmarkt. Das Konvertierungsentgelt würde in den beiden qualitätsübergreifenden Marktgebieten NCG und GASPOOL die Trennung zwischen den Gasqualitäten H- und L-Gas weiter aufrechterhalten, nur dass sie heute auf Bilanzkreisebene anstatt - wie früher - an Marktgebietsgrenzen stattfindet. Im Kern geht es bei der aktuellen Diskussion letztendlich natürlich um die Kosten: Je weniger L-Gas über die Umstellung von L- auf H-Gas ersetzt und der produktionsbedingte Angebotsrückgang nicht entsprechend durch technische Konvertierung aufgefangen wird, umso mehr muss als bilanzielle Konvertierung über die Regelenergiebeschaffung der MGV bereitgestellt werden. Aus den Anträgen der MGV ist erkennbar, dass sie mit der Verlängerung des Konvertierungsentgelts vor allem ihr Preisrisiko und damit ihren Finanzierungsaufwand begrenzen wollen. Dem hält der bne folgende Forderungen und Lösungsvorschläge entgegen:

- Keine Verlängerung des Konvertierungsentgelts, an der Absenkung des Konvertierungsentgelts gemäß KONNI ist festzuhalten.

- Die Bereitstellung der richtigen Gas-Qualität bei den an das L-Gas-Netz angeschlossenen Kunden ist in erster Linie eine technische Aufgabe, für die vorrangig technische Lösungen geprüft werden müssen: die vorgezogene Umrüstung von Großverbrauchern und von Arealnetzen mit Industriekunden im Rahmen der Marktraumumstellung sowie die Bereitstellung zusätzlicher technischer Konvertierungskapazitäten.
- Der L-Gas-Markt ist mit einer Handvoll Anbietern, die über L-Gas-Bezugsverträge verfügen, oligopolistisch geprägt und das Konvertierungsentgelt wirkt für alle anderen Händler und Lieferanten praktisch wie eine Markteintrittsgebühr. Durch das Konvertierungsentgelt oder die Beschaffung von L-Gas am niederländischen Handelspunkt TTF zzgl. der Transportkosten sind diese Angebote aber kaum konkurrenzfähig – und somit der L-Gas-Markt innerhalb der Marktgebiete de facto für Wettbewerber nicht erreichbar. Zahlreiche Lieferanten haben sich daher von der L-Gas-Versorgung bereits wieder zurückgezogen oder halten sich mit Angeboten weiterhin zurück.
- Der durch die Marktraumumstellung perspektiv schrumpfende L-Gas-Markt in Deutschland ist eine Herausforderung für die Marktteilnehmer als auch für die Regelenergiebeschaffung der MGV. Statt jedoch das (Kosten-)Risiko mit der Beibehaltung des Konvertierungsentgelts auf die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) abzuwälzen, müssen strukturelle Reformen für die Beschaffung von L-Gas-Regelenergie angegangen werden. Der bne schlägt hierzu vor, unverzüglich mindestens die L-Gas-Regelenergiebeschaffung aus den zwei Marktgebieten zusammenzuführen. Die ÜNB haben es mit dem Netzreglerverbund (NRV) für den Strommarkt vorgemacht.
- Der nicht durch Einnahmen gedeckte Aufwand der MGV für die bilanzielle Konvertierung aus der Regelenergiebereitstellung sollte analog den Kosten für technische Konvertierung im Rahmen der Netzentgelte der FNB finanziert werden. Der bne schlägt hierzu eine (neu gestaltete) bundesweite Konvertierungsumlage auf die Ausspeiseentgelte der Fernleitungsnetzbetreiber vor: Abrechnung der Konvertierungsumlage 2.0 mit den Entgelten für die Ausspeisung in nachgelagerte Netze und Ausspeisung an direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossene Letztverbraucher. Die bisherige Konvertierungsumlage gemäß KONNI auf die Einspeisemengen ist im Gegenzug zu streichen.

Der bne lehnt die von den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) beantragte Verlängerung zur Erhebung des Konvertierungsentgelts um weitere 6 Monate und über den 1. April 2017 hinaus entschieden ab. Die Fragen der Beschlusskammer 7 zum Gespräch am 6. April 2016 beantwortet der bne wie folgt:

„Sollte ein festes Konvertierungsentgelt oder eine feste Obergrenze eingeführt werden und wenn ja in welcher Höhe?“

Der bne lehnt die Fortführung des Konvertierungsentgelts ab. Sollte die BNetzA dennoch an einem solchen System festhalten, dann muss sie den MGV eine Obergrenze vorgeben und die Möglichkeit für die MGV regeln, ein niedrigeres, für die Umlageperiode festes Konvertierungsentgelt zu erheben. Eine Klarstellung hinsichtlich der Obergrenze wäre auch für die Verlängerung Konvertierungsentgelt um 6 Monate vom 1. Oktober 2016 bis 31. März 2017 notwendig, da die Festlegung KONNI den Absenkungspfad nur bis zum 1. Oktober 2016 vorgibt. Kurzfristige Änderungen des Konvertierungsentgelts, welche z.B. die vorläufige Anordnung der NCG erlaubt, hält der bne für inakzeptabel. Eine hinreichende Vorlaufzeit ist für vertragliche Anpassungserfordernisse grundsätzlich erforderlich.

„Über welchen Zeitraum sollte das Konvertierungsentgelt beibehalten werden?“

Das Konvertierungsentgelt muss, wie in KONNI vom 27. März 2012 festgelegt, zum 1. Oktober 2016 auf Null abgesenkt werden. Der bne lehnt eine Beibehaltung des Konvertierungsentgelts über den 1. Oktober 2016 hinaus ab.

„Wie könnte mit eventuell entstehenden Überschüssen bzw. Verlusten verfahren werden? Sollte weiterhin die Möglichkeit zur Erhebung einer Konvertierungsumlage bestehen?“

Konvertierung ist elementarer Bestandteil von qualitätsübergreifenden Marktgebieten. Nur wenn die Gasqualität tatsächlich für die Belieferung der Kunden mit Erdgas keine Rolle mehr spielt, ist die 2011 begonnene Zusammenlegung der Marktgebiete zu zwei Marktgebieten vollständig abgeschlossen. Statt die Nutzung der Konvertierung durch die Erhebung eines (prohibitiv hohen) Konvertierungsentgelts zu begrenzen bzw. zu verhindern, muss der Kostenanstieg begrenzt werden, indem man an die Ursachen herangeht: Kommt die Netzumstellung von L- auf H-Gas langsamer als erforderlich voran? Sind die technischen Konvertierungskapazitäten zu gering? Warum scheint die Situation im Marktgebiet der NCG angespannter zu sein als bei GASPOOL? Liegt eine missbräuchliche Nutzung des Konvertierungssystems durch einzelne Regelenergieanbieter vor? Welche strukturellen Besonderheiten beeinflussen die Aktivität und Preise im L-Gas-Handel der zwei deutschen Hubs und welchen Einfluss hat die Oligopolstruktur auf der Angebotsseite auf dem L-Gas-Markt?

Geeignete Lösungen müssen die vermutete L-Gas-Knappheit antizipieren – auch um die Kosten im Gesamtsystem möglichst gering zu halten. Eine Verkürzung der Diskussion auf Kostenwälzungsmechanismen begrenzt die Verteilung der Anstrengungen und Risiken auf zu wenige Marktakteure.

Kosten für die kommerzielle bzw. bilanzielle Konvertierung, die nicht durch Einnahmen z.B. aus gegenläufigen Regelenergieverkäufen gedeckt werden aber auch

Überschüsse könnten über eine **Konvertierungsumlage neuen Zuschnitts (Konvertierungsumlage 2.0)** berücksichtigt werden. Hierzu schlägt der bne eine bundesweit einheitliche Wälzung des Saldos auf die Exit-Entgelte der FNB vor, wobei die Konvertierungsumlage 2.0 auf die Entgelte zur Ausspeisung in nachgelagerte Netze und zur Ausspeisung an direkt angeschlossene Letztverbraucher erhoben wird. Die bisherige Konvertierungsumlage gemäß KONNI auf die Einspeisemengen ist im Gegenzug zu streichen. Eine ausführliche Begründung des Vorschlags findet sich unter Punkt II.4 (Finanzierung) dieser Stellungnahme.

Die bne-Position im Einzelnen:

I. Veränderte Rahmenbedingungen zwischen 2011 und 2016?

Was war wann bekannt? Wann hätten die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen reagieren müssen?

Tatsächlich müssen wir heute von geänderten Rahmenbedingungen ausgehen gegenüber denen im Jahr 2011, als die qualitätsübergreifenden Marktgebiete GASPOOL und NCG mit dem von den MGV geforderten Konvertierungsentgelt gebildet wurden.

2012: Die rückläufige L-Gas-Produktion im niederländischen Groningen wie auch in der deutschen Produktion war in der Gaswirtschaft allgemein bekannt und wurde Teil der Netzentwicklungsplanung in beiden Ländern. Spätestens auf dem Pentalateralen Forum im Dezember 2012 stand das Thema auch auf der Agenda der beteiligten Wirtschaftsministerien aus Deutschland, Belgien, Frankreich, Luxemburg und den Niederlanden.

2013: Vor diesem Hintergrund erörterten die deutschen FNB die Entwicklung der L-Gas-Bilanz [im NEP 2013](#) und forderten, die zwingend nötige Planung für die Markt-raumumstellung in Deutschland aufzunehmen – hierzu erstellten sie im NEP 2013 einen Umstellungszeitplan. Bereits 2011 schaffte der deutsche Gesetzgeber mit § 19a EnWG die Rechtsgrundlage zur marktgebietsweiten Umlage der Kosten für die technische Umrüstung der Kundenanschlüsse. 2013 arbeite der niederländische Transportnetzbetreiber GTS mit der Planungsprämisse, dass die Produktion in Groningen bis 2020 bei 45 bcm (Mrd. m³) pro Jahr belassen wird.

2015 wurde in Deutschland das erste Netzgebiet von L- auf H-Gas umgestellt und jährlich sollen weitere hinzukommen, bis die sukzessive Umstellung von L-Gas-Netzbereichen ab 2020 eine Plateauphase erreichen soll.

Im Zusammenhang mit der Erdgasproduktion in Groningen nahm die Häufigkeit von Erdbeben zu. Nach dem bislang stärksten Beben im August 2012 (Stärke von 3,6) führte das niederländische Wirtschaftsministerium weitere Untersuchungen

durch, ob die jüngsten seismischen Entwicklungen eine Absenkung der Gasproduktion in Groningen erforderlich machen würden. Im Dezember 2014 entschied der niederländische Wirtschaftsminister, die Förderung im Groningen-Feld auf 39 bcm jeweils für die Jahre 2015 und 2016 zu kürzen. Auf diese Ankündigung reagierte auch der deutsche Gasmarkt im 1. Quartal 2015 mit einer hohen Preissteigerung im Gashandel. Im Juni 2015 gab das Wirtschaftsministerium eine weitere Begrenzung auf 30 bcm für das Jahr 2015 und 33 bcm für das Gaswirtschaftsjahr 2015/16 bekannt.

Jede der politischen Entscheidungen, die Produktion in Groningen zu reduzieren, wurde mit Rücksicht auf die Lieferverpflichtungen getroffen, wie von niederländischer Seite immer wieder betont wurde: Auch die Lieferverpflichtungen nach Deutschland werden eingehalten – das gilt nach unserer Lesart sowohl die Mengenverpflichtungen als auch die Leistungszusagen. Der einzige Unterschied besteht darin, dass das L-Gas häufiger aus der Konvertierung anstatt direkt aus der Produktion stammt.

Warum haben die deutschen FNB und MGV erst im Januar 2016 reagiert?

Im Frühjahr 2015 gab es vor dem Hintergrund der Entwicklungen in den Niederlanden im deutschen Gasmarkt wiederholt Gerüchte, einige FNB würden sich für die Verlängerung des Konvertierungsentgelts einsetzen.

Auf mündliche Nachfrage teilte die BNetzA dem bne mit, ihr sei weder ein solches Anliegen bekannt, noch hätten die MGV einen Verlängerungsantrag angesprochen oder eingereicht (Stand Mai 2015). Auch aus den Evaluierungsberichten hätte es keine Hinweise oder Aussagen der MGV gegeben, dass eine Verlängerung von KONNI nötig sei. Die Entwicklung in den Niederlanden wurde in den Evaluierungsberichten 2015 der MGV nicht im Geringsten erwähnt.

Im NEP 2015 stellten die FNB nur den Vergleich zwischen der technischen Konvertierung und einer Marktraumumstellung in bestimmten Netzbereichen an (siehe Evaluierungsbericht GASPOOL 2016) – mit dem Ergebnis, die Marktraumumstellung wie geplant fortzuführen. Auch finden sich in der Netzplanung teilweise, nicht zu dieser Diskussion passende Berechnungsgrößen wieder.

Wenig hilfreich für eine sachliche Diskussion ist die Darstellung des Rückgangs der niederländischen L-Gas-Produktion im Evaluierungsbericht 2016 von NCG (siehe S. 17): NCG spricht von einem Rückgang der Produktion von fast 50 % innerhalb von zwei Jahren und bezieht sich dabei auf die Ist-Daten der Produktion (2013: ca. 53,8 bcm, 2015: ca. 28,2 bcm). In diesem Rückgang vermischen sich jedoch zu viele Effekte, als dass hieraus verlässliche Knappheitsszenarien abgeleitet werden könnten. Ohnehin rechnete der niederländische Transportnetzbetreiber GTS bereits für 2013 mit einer niedrigeren jährlichen Produktion i. H. v. rund 45 bcm in Groningen.

Ausgehend von diesem Erwartungswert fällt der Produktionsrückgang deutlich kleiner aus.

Der Rückgang der niederländischen Gasproduktion kam – anders als von den MGV und FNB dargestellt – jedoch nicht überraschend, nur früher als zunächst erwartet. Aber die Überlegung trägt nicht, denn auch bei einem langsameren Rückgang der Produktion im niederländischen Gasfeld Groningen, hätten sich die FNB nicht allein auf die Nutzung der niederländischen Konvertierung verlassen dürfen. Die MGV hätten sich längst auf eine verstärkte Nutzung der Konvertierungsleistung in ihren Marktgebieten spätestens zum 1. Oktober 2016 eingerichtet haben müssen.

Das von den MGV 2011 zur Bildung der qualitätsübergreifenden Marktgebiete vorgeschlagene Modell der kommerziellen Konvertierung hat scheinbar die erkennbare Entwicklung verdrängt, dass irgendwann der Punkt erreicht sein würde, wo sie sich nicht allein auf einen Ausgleich über entsprechende Regelenergiebeschaffung von L-Gas stützen können bzw. dass dies in einem mit der Marktraumumstellung schrumpfenden L-Gas-Markt in Deutschland immer teurer werden würde. Vielmehr wurde die notwendige Sensibilität der FNB für die Notwendigkeiten einer beschleunigten Marktraumumstellung offensichtlich nicht ausreichend gewahrt. Wiederholt zeigt sich, dass die simple Kostenwälzungslogik ein aktives Problemlösungsmanagement im Sinne der Marktakteure und Verbraucher offensichtlich verhindert.

II. Lösungsvorschläge des bne

Die geänderten Rahmenbedingungen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die L-Gas-Produktion in den Niederlanden geht schneller zurück als noch vor 4 oder 5 Jahren bekannt. Das niederländische Wirtschaftsministerium hat zugesichert, dass die Lieferverträge eingehalten werden. Der niederländische TSO GTS hat daher eine umfangreiche Erweiterung seiner technischen Konvertierungskapazitäten begonnen, um die niederländischen Kunden weiterhin mit L-Gas zu versorgen und die L-Gas-Verträge mit den deutschen, belgischen und französischen Vertragspartnern weiterhin zu erfüllen.
- Der niederländische virtuelle Handelsplatz TTF ist – nach dem britischen NBP – der liquideste Gashandelsplatz in Europa und ermöglicht einen qualitätsübergreifenden Gashandel. D.h. die Gasqualität spielt am TTF keine Rolle und erst nach Nominierung der entsprechenden Transportkapazität bzw. Auswahl der Exit- und Entry-Kapazität am Grenzübergangspunkt stellt die niederländische GTS das Gas in der entsprechenden Gasqualität bereit – das L-Gas dann entweder aus der Produktion oder durch technische Konvertierung.
- Nach der Bildung der qualitätsübergreifenden Gasmarktgebiete ist zwar die Zahl der aktiven Handelsteilnehmer beim L-Gas-Handel in den deutschen

Marktgebieten angestiegen, aber die MGV dominiert die Nachfrage – sehr deutlich erkennbar in den teuren Nachtstunden mit einem grundsätzlich geringem L-Gas-Angebot. Daher nutzen auch die deutschen MGV, insbesondere NCG den niederländischen TTF zur L-Gas-Regelenergiebeschaffung.

- Die Beschränkung der L-Gas-Produktion aus dem Groningen-Feld bezieht sich jeweils auf eine Jahresmenge. Im Hinblick auf die Gasversorgungssicherheit ist jedoch die Leistung wichtiger als die Menge. Die Produktionskapazität von Groningen soll jedoch weiterhin unbeschränkt zur Verfügung stehen, auch die Transportkapazitäten (z.B. nach Deutschland) wurden nicht reduziert.
- Die L-Gasproduktion in Deutschland nimmt weiterhin jährlich ab – auch diese Entwicklung ist keine Unbekannte und der Markt wie auch die FNB mit der Marktraumumstellung haben sich darauf bereits eingestellt.

Die dargestellten Aspekte zeigen, das zu lösende Problem ist physischer, technischer Natur. Das Ziel sollte daher sein, zuerst technische Lösungen im Gesamtsystem zu finden, die den physischen Gegebenheiten und veränderten Rahmenbedingungen gerecht werden:

1. Marktraumumstellung

Die Reduzierung der Nachfrage nach L-Gas durch eine (sukzessive) Umstellung von Verteilnetzen von L- auf H-Gas ist die nachhaltigste und effektivste Lösung, auf das rückläufige L-Gas-Angebot zu reagieren. Die Marktraumumstellung hat in den Niederlanden und Deutschland bereits begonnen, allerdings sei nach Angaben der FNB kaum noch „Luft“ in der deutschen L-Gas-Bilanz.

Gewiss, der Umstellungsprozess ist komplex und gerade die Umstellung größerer Netzgebiete eine logistische Herausforderung. Der bne vertraut den Aussagen der Netzbetreiber in diesem Zusammenhang, dass der bis 2030 angelegte Gesamtprozess der Umstellung nicht ohne weiteres um mehrere Jahre beschleunigt werden kann.

Wesentlich für die Entwicklung der L-Gasbilanz ist jedoch nicht nur die Umstellung großer Netzgebiete (mit vielen Verbrauchern) sondern auch die **Umstellung von großen, industriellen Gasverbrauchern bzw. von bedeutenden Arealnetzen**, die mehrere Industriekunden in ihrem Netz bündeln. Attraktiv für die Umstellung sind dabei insbesondere Kunden mit einem schwer prognostizierbarem Verbrauch, da sie größere Effekte auf die L-Gas-Bilanz haben. Auch hier scheinen die Niederlande methodischer vorgegangen zu sein – sie haben zuerst begonnen, große Verbraucher von L- auf H-Gas umzustellen.

Die Aussagen der FNB und die Begründungen der MGV in den Anträgen und Evaluierungsberichten erfüllen nicht unsere Erwartungen an eine umfassende Prüfung - zumal in Anbetracht der geänderten Rahmenbedingungen. **Gemäß Ziffer 5 des Te-**

nors zur Festlegung KONNI der BNetzA sind die MGV verpflichtet, im Fall anhaltend hoher Kosten für kommerzielle Konvertierungsmaßnahmen, die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber hierüber zu informieren und **gemeinsam nach kostengünstigeren technischen Lösungen zu suchen** (Erweiterung der technischen Konvertierungsanlagen oder beschleunigte Marktraumumstellung).

Zur Senkung des qualitätsspezifischen Regelenergiebedarfs beim L-Gas insgesamt, sollte zudem die Sinnhaftigkeit der Zersplitterung von NCG-L und GASPOOL-L hinterfragt werden. Denn eine stärkere Integration der Marktgebiete etwa durch einen Zubau von Kopplungskapazitäten, kann den optimierten Einsatz von Regelenergie (interne wie externe) begünstigen und damit den Bedarf an zusätzlichen Konvertierungskapazitäten begrenzen. Diese Frage stellt sich umso mehr, als die Amortisationsdauer von Konvertierungsanlagen mit dem Auslaufen der L-Gas-Versorgung auf immer weniger Schultern verteilt werden müsste. Investitionen an Marktgebiets- und Grenzübergangspunkten würden dagegen einen längerfristigen Nutzen für die Integration der Netze schaffen.

Der bne schlägt im Sinne einer schnellen Erfassung der Umstellungspotentiale bei Großabnehmern von L- auf H-Gas daher vor, dass die FNB, Arealnetzbetreiber mit Industrieparks, alle umzustellenden RLM-Ausspeisepunkte größer als 100, 200 oder 300 GWh, die an ihre vor- oder nachgelagerte Netze angeschlossen sind zusammentragen und jeweils prüfen, wann und mit welchen Kosten diese Kunden an das nächst gelegene, geeignete H-Gasnetz angeschlossen werden könnten. Zur Umstellung bereitwillige Industriekunden könnten im Rahmen der gleichen Abfrage ermittelt werden. Bei dieser Prüfung darf der Anschluss an das Netz eines anderen Netzbetreibers weder ausgeschlossen noch nachrangig betrachtet werden. Möglicherweise kann die BNetzA die betreffenden Ausspeisepunkte anhand der ihr aus dem Energie-Monitoring vorliegenden Daten kurzfristig schätzungsweise ermitteln.

Der gesamte methodische Ansatz für den gewählte Pfad der Marktraumumstellung sollte im Sinne eines aktiven Problemlösungsmanagements einer neuen Bewertung und ggf. Korrektur unterzogen werden. Dabei ist zu prüfen ob die Prämissen bzw. der Prozess der Marktraumumstellung vor dem Hintergrund der veränderten Dringlichkeit den Anforderungen noch gerecht werden. Ein allein auf Stadtwerknetze begrenzter Umstellungskalender ohne Sichtung unmittelbarer Umstellungspotentiale ist jedenfalls nicht mehr ausreichend.

2. Technische Konvertierungsanlagen

GASPOOL und NCG konnten jeweils ein Projekt in ihrem Marktgebiet ermitteln, wo zusätzliche technische Konvertierungskapazität aufgebaut werden soll bzw. wird. In den jährlichen Evaluierungsberichten geben GASPOOL und NCG an, dass die vorhandenen technischen Konvertierungskapazitäten nicht ausreichen. Die Niederländer haben umfangreiche Erweiterungen ihrer technischen Konvertierungskapazitäten begonnen und bauen diese innerhalb von 4 Jahren auf. Seitens der deut-

schen FNB gibt es, soweit sie sich dazu geäußert haben, lediglich ein paar pauschale Aussagen zu „schwieriger Standortsuche“, „aufwendigen und langjährigen Genehmigungsprozessen“ oder „schlechten Aussichten bei der Kostenanerkennung“. Folgende Punkte sollten nach Ansicht des bne jedoch weitergehend geprüft werden:

- **Kürzere Abschreibungsdauer:** Im Hinblick auf die begrenzte Nutzungsdauer der Konvertierungskapazitäten sind Abschreibungszeiträume von 25 Jahren (unsere Annahme: analog Erdgasverdichteranlagen) sicher ungeeignet. Je nach tatsächlicher Problemlage wird man eine Lösung finden und Projekte unter realitätsnäheren Prämissen kalkulieren. Wurden hierüber bereits Gespräche mit der BNetzA und dem BMWi geführt? Wie gestaltet sich die Zusammenarbeit der Fernleitungsnetzbetreiber?
- **Netzbetreiberübergreifende Maßnahmen:** Wird nach Lösungen in jedem einzelnen Netz gesucht oder prüfen die FNB auch Gemeinschaftsprojekte, die sie netzübergreifend einsetzen können?
- **Umrüstung vorhandener Anlagen:** Was ist mit bestehenden technischen Konvertierungsanlagen, die bisher zur Vermischung von H- und L-Gas eingesetzt wurden, jedoch aufgrund der geänderten technischen Parameter (Stichwort Wobbe-Index) der L-Gas-Importe aus den Niederlanden heute nicht mehr genutzt werden können? Wann und mit welchem Aufwand ließen sich diese Anlagen auf eine Stickstoffbeimischung umrüsten?

Wenn es noch immer gemeinsames Ziel ist, die qualitätsübergreifenden Marktgebiete in Deutschland zu erhalten, dann gehört die Nutzung der bilanziellen Konvertierung ohne Einschränkung dazu und darf nicht durch ein (prohibitiv hohes) Konvertierungsentgelt verdrängt werden. Wie bereits in der erwähnten Ziffer 5 des Tenors zur Festlegung KONNI sind die MGV und FNB dazu verpflichtet, alle günstigeren technischen Lösungen im Rahmen der Marktraumumstellung und Aufbau technischer Konvertierungsanlagen zu realisieren, die unter den Gesamtkosten der bilanziellen Konvertierungsmaßnahmen im gleichen Zeitraum liegen.

3. Regelenergiemarkt

Nach Einschätzung des bne führt kein Weg an einer **Überarbeitung des Marktdesigns für die Regelenergiebeschaffung von L-Gas** vorbei. Der L-Gas-Handel kam nach Bildung der qualitätsübergreifenden Marktgebiete etwas in Schwung, aber selbst eine Aufrechterhaltung des Konvertierungsentgelts würde nichts daran ändern, dass es nur wenige Anbieter mit L-Gas-Bezugsverträgen gibt, was sich heute auch im Preisniveau der abgerufenen L-Gas-Regelenergie widerspiegelt. Mit strukturellen Anpassungen könnte dagegen signifikante Verbesserungen erreicht werden.



Die BNetzA hat sich im Verbändegespräch am 6. April dahingehend geäußert, dass der Netzkodex Gasbilanzierung wenig Raum lässt, das Zielmodell der MGV zur Regelenergiebeschaffung anzupassen. Nicht unveränderbar ist jedoch der Zuschnitt des L-Gas-Marktes für die Regelenergiebeschaffung. Innerhalb der Marktgebiete haben die MGV heute auch Zonen für die Bereitstellung lokaler Regelenergieangebote definiert. Die Grenze zwischen den Marktgebieten von GASPOOL und NCG teilt heute auch den kleinen und zukünftig, durch die Marktraumumstellung weiter schrumpfenden L-Gas-Markt. Jeder der beiden MGV bewirtschaftet heute sein Marktgebiet individuell und hat jeweils eine eigene Regelenergiebeschaffung. Das ist kein effizientes System und hält in einzelnen Punkten sogar Bilanzkreisverantwortliche davon ab, selbst mit einem Regelenergieangebot dort teilzunehmen. Zum Hintergrund: In den Details unterscheiden sich die Anforderungen der MGV an die Regelenergieanbieter etwa beim Nachweis des physischen Effektes des Angebots: GASPOOL genügt hier der Nachweis auf Bilanzkreisebene, NCG verlangt die Nachweisführung detailliert bis zum Einzelkunden im Bilanzkreis. Unklarheiten und nicht vollständig abgestimmte Regeln wirken daher auch hier im Regelenergiemarkt als Markteintrittshürde.

Der bne schlägt vor, die Regelenergiebeschaffung der MGV aus den zwei Marktgebieten in einer gemeinsamen Plattform zusammenzuführen und den L-Gas-Regelenergiebedarf soweit möglich marktgebietsübergreifend zu beschaffen (Definition einer gemeinsamen L-Gas-Regelenergiezone).

4. Finanzierung

Da die Kosten für die technische Konvertierung über die Netzentgelte der bereitstellenden FNB und die Umstellung der Gasnetze von L- auf H-Gas über die Marktraumumstellungsumlage heute bereits auf Netzentgelte berücksichtigt werden, bietet es sich an, auch die Konvertierungsumlage (2.0) als bundesweit einheitliche Umlage auf die Entgelte zur Ausspeisung in nachgelagerte Netze und zur Ausspeisung an direkt angeschlossene Letztverbraucher auszugestalten. Eine Verteilung der Kosten auf H- als auch L-Gas-Verbraucher ist angemessen, da der Anschluss der Kunden an ein H- oder L-Gas-Netz von den örtlichen Gegebenheiten abhängt und die L-H-Gasintegration eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe ist. Eine bundesweit einheitliche Umlage ist einfacher in der Handhabung und den Endkunden leichter zu erklären (die wenigsten wissen, was ein Gasmarktgebiet ist und über welches sie versorgt werden).

Die bisherige Konvertierungsumlage gemäß KONNI auf die physischen Einspeisungen ist stattdessen zu streichen. Zum ist einen ist der Sachzusammenhang nicht erkennbar und die bisherige Ausgestaltungsvariante hat den Nachteil, dass sie selbst die von den MGV bzw. FNB gewünschten L-Gas-Einspeisungen aus Importverträgen, deutscher Produktion und L-Gas-Speichern verteuert. Im Sinne eines

stimmigen Gesamtkonzepts schlagen wir die oben skizzierte Konvertierungsumlage 2.0 vor.

Eine Vermischung der anfallenden Kosten mit der Bilanzierungsumlage lehnt der bne ab, da die Kostenzuordnung dann noch weniger transparent würde als heute und - aufgrund der getrennten Umlagen für SLP- und RLM-Kunden - eine gleichmäßige Verteilung der Kosten auf alle Kunden nicht gewährleistet wäre.

III. Konvertierungsentsgelt splittet Marktgebiete in jeweils zwei Zonen – Verlängerung des Konvertierungsentsgelts ist keine Lösung

Eine Verlängerung des Konvertierungsentsgelts verzögert die Vervollständigung der qualitätsübergreifenden Marktgebiete. Das Konvertierungsentsgelt ändert jedoch nichts an der Entwicklung der Förderungen von L-Gas aus dem niederländischen Gasfeld Groningen, es ändert nichts daran, dass GTS häufiger L-Gas aus der (technischen) Konvertierung statt aus Groningen am Grenzübergangspunkt nach Deutschland bereitstellt und ändert nichts an der Zusage des niederländischen Staates, die Lieferverpflichtungen gegenüber den deutschen Vertragspartnern einzuhalten. Anbieter in Deutschland mit L-Gasbezugsverträgen haben auch ohne Konvertierungsentsgelt ein großes Interesse daran, diese Verträge aufrechtzuerhalten und nicht zuletzt stellt das Angebot des L-Gases am Regulenergiemarkt für diese Unternehmen eine wirtschaftlich attraktive Option dar.

Die Erhebung eines Konvertierungsentsgelts wurde 2011 vorläufig gestattet und 2012 durch die Festlegung KONNI eingeführt, damit sich FNB und Marktgebietsverantwortliche auf eine zunehmende Nutzung von Konvertierungsleistung einstellen konnten. Dazu hatten sie 5 Jahre Zeit. Doch statt sich auf die Veränderung einzustellen, haben sie sich auf die prohibitive Wirkung des auf einem sehr hohen Niveau gestarteten Konvertierungsentsgelts verlassen.

Das in KONNI beschriebene Konvertierungsmodell war Grundlage für die Bildung der zwei Marktgebiete nach dem heutigen Zuschnitt. GASPOOL selbst schreibt in seinem Antrag vom 26.1.2016: „Die 2011 gebildeten qualitätsübergreifenden Marktgebiete stellen sicher, dass bilanziell jeder Kunde mit Energie, unabhängig von der Gasqualität, versorgt werden kann – physisch müssen jedoch die Gasbeschaffheitsgrenzen durch die Netzbetreiber beachtet werden.“

Durch das Konvertierungsentsgelt müssen die Lieferanten faktisch doch die Gasqualität der von ihnen versorgten Kunden berücksichtigen. Deshalb wurde die Erhebung des Konvertierungsentsgelts in der Festlegung KONNI befristet und durch die BNetzA ein Absenkungspfad vorgegeben.

Der L-Gas-Markt mit einer Handvoll Anbietern, die L-Gas-Bezugsverträge verfügen ist oligopolistisch geprägt und das Konvertierungsentsgelt ist praktisch eine

Markteintrittsgebühr für alle anderen Händler und Lieferanten. Durch das Konvertierungsentgelt oder die Beschaffung von L-Gas am niederländischen Handlungspunkt TTF zzgl. der Transportkosten sind diese Angebote aber nicht konkurrenzfähig – und der L-Gas-Markt innerhalb der Marktgebiete de facto für Wettbewerber nicht zugänglich. Zahlreiche Lieferanten haben sich daher von der L-Gas-Versorgung wieder zurückgezogen oder halten sich mit Angeboten zurück.

IV. Anmerkungen zur vorläufigen Anordnung für NCG (Az. BK7-16-050-E1)

Die vorläufige Anordnung der Beschlusskammer 7 vom 19. Februar 2016 ist nicht befristet und enthält keine Fristvorgabe, mit der NCG die durch die Anordnung gestattete kurzfristige Erhöhung des Konvertierungsentgelts gegenüber den Marktteilnehmern bzw. BKV ankündigen muss.

Widersprüchliche(s) Begründung / Verhalten: Der Erlass der vorläufigen Anordnung wurde mit der Dringlichkeit des Handelns begründet. NCG nutzt aber den in der Anordnung enthaltenen Spielraum nicht aus, legt das Konvertierungsentgelt innerhalb der unteren Bandbreite fest und behält sich nur für den Notfall vor, das Konvertierungsentgelt kurzfristig weiter zu erhöhen. Die Frage: Was ist denn nun ein Notfall? War überhaupt die Dringlichkeit gegeben, dass die BNetzA dem Antrag von NCG stattgeben hat in Form des Erlasses der vorläufigen Anordnung?

V. Schlussbemerkungen

Es muss ein aktives und geeignetes Problemlösungsmanagement eingerichtet werden, um angemessen und ohne (kurzfristige) Markteingriffe auf die Entwicklungen hinsichtlich der vermuteten L-Gas-Knappheit reagieren zu können. Die Beschränkung der Diskussion auf Kostenwälzungsmechanismen begrenzt die Verteilung der Pflichten und Risiken auf zu wenige Marktakteure. Die verstärkt rückläufige L-Gas-Produktion ist eine Herausforderung sowohl in den Niederlanden als auch in Deutschland sowie dem ebenfalls betroffenen Belgien und Frankreich. Ähnlich der länderübergreifend agierenden GRI sollte auch in diesem Fall versucht werden, erwartete Probleme grenzüberschreitend, in überregionalen Kooperationen zu lösen. Um die Versorgungssicherheit national abzusichern, bedarf es Lösungen, die auch ohne Einbezug der möglichen Auswirkungen auf das Handeln des Nachbarstaats das Gasversorgungssystem in Inland stabilisieren. Darüber hinaus sollte die Deutungshoheit über die Netzsituation und Versorgungssicherheit in den Niederlanden nicht deutschen Akteuren überlassen werden, sondern bei den verantwortlichen Stellen direkt eingeholt werden.