

Stellungnahme zur Novelle der Gasnetzzugangsverordnung

Stellungnahme und Änderungsvorschläge des bne zum BMWi-Referentenentwurf zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)

Berlin, 4. Mai 2017. Sechs Jahre nach der großen Novelle der GasNZV ist es an der Zeit, das vorhandene Regelwerk zu überprüfen und nötige Anpassungen vorzunehmen. Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne) unterstützt daher den vom Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) am 20. April veröffentlichten Entwurf für eine „Erste Verordnung zur Änderung der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen“. Insbesondere der darin enthaltene Vorschlag, die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber zu verpflichten, bis 2022 ihre beiden Marktgebiete zu einem gemeinsamen Marktgebiet zusammenzulegen, wird vom bne sehr begrüßt. Dieser Ansatz ist geeignet, mehrere bisher ungenutzte Vorteile auf einen Schlag zu heben - wie etwa die Kosten für die Regelenergiebeschaffung im L-Gas und die Transaktionskosten für die Netznutzer zu senken. Bei der Anpassung der Regelungen zum Angebot von Kapazitätsprodukten und deren Vermarktung fordert der bne den Gesetzgeber auf, die Interessen der Händler und Vertriebe stärker zu berücksichtigen. Dazu gehört auch, in gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben anzuerkennen, dass im deutschen Gasmarkt nicht nur feste und unterbrechbare frei zuordenbare Kapazitäten angeboten werden. Die Realität ist: Ein erheblicher Teil der als fest angebotenen Kapazitätsprodukte ist mit Zuordnungsaufgaben oder Zuordnungsbeschränkungen zum virtuellen Handlungspunkt verknüpft. Nach Ansicht des bne dürfen diese keinesfalls vorrangig gegenüber unterbrechbaren frei zuordenbaren Kapazitäten von den Fernleitungsnetzbetreibern vermarktet werden. In weiteren Vorschlägen zur GasNZV-Novelle fordert der bne die Umsetzung der gesetzlich vorgeschriebenen gleichberechtigten Beteiligung der Netznutzer auf Verordnungsebene, die Nachschärfung der Veröffentlichungspflichten zur transparenten Ermittlung von Umlagen sowie einen bundesweit einheitlichen Lieferantenrahmenvertrag und standardisierte Abrechnungsregeln für die Netznutzung.

Inhaltsübersicht

I. Transaktionskosten senken & Transparenzdefizite beheben

- § 21 (Reduzierung der Anzahl der Marktgebiete): Ein gemeinsames Gasmarktgebiet in Deutschland bis spätestens 1. April 2020; Internationale Marktgebietskooperationen ermöglichen, aber nur mit oder nach der Bildung eines gemeinsamen deutschen Gasmarktgebiets
- § 8 (Abwicklung des Netzzugangs): Abgestimmte Fristenkette muss Veröffentlichung verbindlicher Netzentgelte zum 15. Oktober gewährleisten
- § 40 (Veröffentlichungspflichten): Vollständige Offenlegung der Kosten und Prognosen, die der Ermittlung von Umlagen zugrunde liegen

II. Diskriminierungsfreier Netzzugang

- § 11 (Kapazitätsprodukte): Transportkundeninteressen bei Ausgestaltung der Vermarktungsregeln berücksichtigen, unterbrechbare frei zuordenbare Kapazitäten nicht nachrangig zu festen Kapazitäten mit Auflagen vermarkten; Evaluierungen mit Zuarbeit der Fernleitungsnetzbetreiber aber durch einen neutralen Dritten
- § 12 (Kapazitätsplattformen): Prinzip One-Stop-Shop zum Kapazitätserwerb für Netzzugang Deutschland erhalten, Kostenwälzung nur für 1 Plattform
- § 10 (Zusatzmenge; Rückkaufverfahren): Mehr aktives, weniger passives Engpassmanagement durch regelmäßige Überprüfung sicherstellen
- §§ 8 (Abwicklung des Netzzugangs) und § 26 (Datenbereitstellung): Gleichberechtigte Beteiligung der Netznutzer bei der Ausgestaltung von Netzzugangsbedingungen gemäß § 24 Satz 2 Nr. 1 EnWG umsetzen

III. Standardisierung & effizienter Netzzugang

- § 50 (Festlegungen): Standardisierung des Lieferantenrahmenvertrags & Vereinheitlichung der Abrechnungsregeln für die Netznutzung durch eine Festlegung der BNetzA
- § 26 (Datenbereitstellung): Einführung elektronischer Preisblätter für die Netznutzungsentgelte bis 1. Januar 2020, Klarstellung zur Unzulässigkeit von Zusatzentgelten für die Messwertübermittlung (RLM-Ausspeisepunkte)

Die bne-Anpassungsvorschläge im Einzelnen:

Die Änderungsvorschläge sind farblich hervorgehoben und Ergänzungen mit fetter Schriftart gekennzeichnet.

I. TRANSAKTIONSKOSTEN SENKEN, TRANSPARENZDEFIZITE BEHEBEN

- **§ 21 (Reduzierung der Anzahl der Marktgebiete):
Ein gemeinsames Gasmarktgebiet bis spätestens 1. April 2020**

Der bne begrüßt ausdrücklich den Vorstoß des BMWi, die Fernleitungsnetzbetreiber mit Ziffer 12 des Verordnungsentwurfs zu verpflichten, aus den bestehenden zwei Marktgebieten bis spätestens zum 1. April 2022 ein gemeinsames Marktgebiet zu bilden. Die Zusammenlegung hat viele Vorteile: höheres Handelsvolumen, verbesserte Liquidität, Zusammenführung der Regelernergiebeschaffung und einfachere Prozesse. Händler und Lieferanten haben dann jeweils nur noch ein Portfolio zu bewirtschaften. Im **Status Quo** sind NCG und GASPOOL formal jeweils ein Marktgebiet, durch das Konvertierungsentgelt wird jedoch eine Trennung nach der Gasqualität auf Bilanzkreisebene erzwungen. Netznutzer sehen sich daher heute beim Netzzugang in Deutschland mit **faktisch vier Marktgebieten** konfrontiert.

Durch die Bildung eines gemeinsamen Marktgebietes entfällt zudem der Aufwand, der sich aus der bestehenden **Marktgebietsüberlappung** von NCG und GASPOOL ergibt: Ein Speicher (Etzel) sowie zahlreiche Verteilnetze, die in beide Marktgebiete eingebunden sind, verursachen viele Probleme bei deren Nutzung bzw. der Belieferung von Gaskunden. Die Überlappungen sind auch dadurch entstanden, weil die bisherigen Marktgebietszusammenlegungen nach strategischen Aspekten der Fernleitungsnetzbetreiber erfolgten – nicht aber unter Berücksichtigung der vorhandenen technischen Voraussetzungen und Transportkapazitäten der Netze und Kopplungspunkte.

Auch in Bezug auf die **Bewirtschaftung des Konvertierungssystems** wäre die Bildung eines gemeinsamen Marktgebietes ein Gewinn für alle. Denn im heutigen Marktgebietszuschnitt sind die strukturellen Voraussetzungen für die L-Gas-Bereitstellung (Mengen und saisonale Strukturierung) zwischen NCG und GASPOOL extrem ungleich verteilt, wie folgende bne-Auswertung der Informationen im Netzentwicklungsplan 2016 der Gasfernleitungsnetzbetreiber zeigt:

- GASPOOL verfügt zwar für L-Gas nur über Entry-Kapazitäten an einem Grenzübergangspunkt Niederlande-Deutschland, aber über diesen Punkt wird direkt Groningen (L-)Gas angeliefert;
- Die deutsche Gasproduktion (alles L-Gas) ist vollständig dem Marktgebiet GASPOOL zugeordnet, NCG kann Gas aus der inländischen Produktion nur über die Nutzung des Marktübergangspunkts aus dem Marktgebiet GASPOOL beziehen;
- Alle Anlagen zur technischen Konvertierung stehen im GASPOOL-Marktgebiet, für NCG ist der Aufbau einer Konvertierungsanlage geplant, die aber erst ab

2019/2020 einsatzbereit sein soll und dann noch immer einen Bruchteil der Konvertierungsleistung abdeckt im Vergleich zu den Konvertierungskapazitäten im GASPOOL Marktgebiet;

- Im Marktgebiet der NCG ist kein L-Gas-Speicher vorhanden.

Vor diesem Hintergrund ist es leicht nachvollziehbar, warum mit der Absenkung des Konvertierungsentgelts gerade bei NCG ein so hoher Bedarf an kommerzieller Konvertierung (Regelenergie) auftrat, bei GASPOOL aber nicht. In einem gemeinsamen Marktgebiet können die vorhandenen technischen Voraussetzungen zur Darstellung eines **qualitätsübergreifenden Marktgebiets** auch gemeinsam genutzt werden – das ist nicht nur effizient sondern angesichts der **ungleichen Verteilung der strukturellen Voraussetzungen** absolute Notwendigkeit.

Das gemeinsame Marktgebiet bietet den marktgebietsaufspannenden Netzbetreibern zudem einen besseren Rahmen, sich mit der Marktraumumstellung an das rückläufige L-Gasaufkommen anzupassen. Beispielsweise könnten Umstellungsalternativen bei großen Verbrauchern, die mit dem Anschluss an ein Fernleitungsnetz im bisher anderen Marktgebiet verbunden wären, endlich auch in Betracht gezogen werden.

Die technischen Voraussetzungen sind da, um bereits früher als zum 1. April 2022 aus NCG und GASPOOL ein gemeinsames Marktgebiet zu bilden. Die dargelegten **Vorteile der Zusammenlegung** sollten so früh wie möglich gehoben werden und der **bne schlägt daher vor, die Fernleitungsnetzbetreiber in der GasNZV-Novelle zu verpflichten, das gemeinsame Marktgebiet bereits bis zum 1. April 2020 zu bilden**. Eine ausführliche Einschätzung zum Nutzen der Zusammenlegung zu einem Marktgebiet aus Lieferantensicht entnehmen Sie bitte unserer [Stellungnahme zum Marktgebietsbericht der Fernleitungsnetzbetreiber](#).

Internationale Marktgebietskooperationen ermöglichen, aber nur mit oder nach der Bildung eines gemeinsamen deutschen Gasmarktgebiets

Der bne unterstützt die Idee, Marktgebietskooperationen auch mit angrenzenden Marktgebieten in Nachbarländern umzusetzen. Das von WECOM im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellte Gutachten¹ hat gezeigt, welches großes Potential in Ländergrenzen überschreitenden Marktgebieten steckt. Marktgebietsinterne Maßnahmen würden nicht ausreichen, so die Gutachter, um die Liquidität in den Marktgebieten NCG und GASPOOL mindestens so weit zu erhöhen, dass sie die Kriterien erfüllt, die ACER im sog. Gas Target Model II vorgegeben hat. Dabei hat WECOM in seiner Bewertung die Situation im L-Gas noch nicht einmal berücksichtigt – dort hat sich die Liquidität deutlich schlechter entwickelt als im qualitäts-

¹ WECOM „Gutachten zu Potentialen weiterer nationaler oder grenzüberschreitender Gasmarktgebietsintegrationen sowie den damit verbundenen Auswirkungen auf den deutschen Gasmarkt (Mai 2016) - [zum Download auf der Internetseite der Bundesnetzagentur](#)

übergreifenden Gashandel. Die GasNZV sollte den Fernleitungsnetzbetreibern die Möglichkeit lassen, auch internationale Marktgebietskooperationen umzusetzen – Voraussetzung sollte allerdings immer sein, dass ein einheitliches deutsches Marktgebiet zuvor gebildet wurde oder Bestandteil der internationalen Marktgebietskooperation ist. Wir schlagen daher eine entsprechende Klarstellung in der GasNZV vor.

- **§ 8 (Abwicklung des Netzzugangs): Abgestimmte Fristenkette muss Veröffentlichung verbindlicher Netzentgelte zum 15. Oktober gewährleisten**

Problem: Seit Einführung der Veröffentlichungsfrist mit der EnWG-Novelle 2011 veröffentlichen alle Netzbetreiber spätestens zum 15. Oktober die Höhe der Netzentgelte zum 1. Januar des Folgejahres, allerdings sind dies **im Regelfall vorläufige Netzentgelte**. Manche dieser veröffentlichten Entgelte werden zwar später nicht mehr geändert und damit verbindlich - allerdings erst am 1. Januar. Rund die Hälfte aller Netzbetreiber passen ihre Entgelte nach dem 15. Oktober aber – oft mit kurzer oder gar keiner Vorlaufzeit – zum 1. Januar noch einmal an. Die Gesetzesänderung von 2011 läuft faktisch in vielen Fällen ins Leere.

Die Kalkulation der Preise erfolgt durch die Lieferanten auf Basis der Netzentgelte vom 15. Oktober. **So wenig wie den Letztverbrauchern vorläufige oder ungefähre Preise zugemutet werden können, ist den Lieferanten ein vorläufiges Netzentgelt zumutbar, da er sonst einem erheblichen Preisrisiko ausgesetzt ist.** Nur auf Basis der endgültigen Entgelte kann ein Lieferant zuverlässig kalkulieren und z.B. Preisgarantien für das Folgejahr abgeben; gleiches gilt für Preis Anpassung bei Grundversorgungsverträgen, deren Regelungen gerade erst verschärft wurden.

Es müssen von den Netzbetreibern in jedem Fall die endgültigen, für das nächste Jahr definitiv geltenden Netzentgelte bis zum 15. Oktober veröffentlicht werden.

Damit die **Veröffentlichung verbindlicher Netzentgelte bis zum 15. Oktober eines Jahres für das Folgejahr** möglich ist, müssen die Netzbetreiber in der Vereinbarung über ihre Zusammenarbeit (**Kooperationsvereinbarung**) sicherstellen, dass sie diese Frist einhalten können. Für die Ermittlung von einigen Umlagen haben sie dies bereits in der Kooperationsvereinbarung geregelt, nicht aber für die Netzentgelte im Verteilnetz. Da die Gasverteilnetzbetreiber bisher entsprechenden Aufforderungen seitens der Netznutzer nicht nachgekommen sind, möchten wir das BMWi bitten, eine entsprechende Verpflichtung in die GasNZV aufzunehmen.

Lösungsvorschlag: Ergänzung von § 8 Abs. 6 GasNZV :

§ 8 Abwicklung des Netzzugangs

(6) [...] Im Rahmen dieser Vereinbarung haben die Netzbetreiber durch untereinander abgestimmte Fristen sicherzustellen, dass die Veröffentlichung verbindlich geltender Netzentgelte zur der in § 20 Absatz 1 Satz 1 EnWG vorgegebenen Frist ermöglicht.

- **§ 40 (Veröffentlichungspflichten): Vollständige Offenlegung der Kosten und Prognosen, die der Ermittlung von Umlagen zugrunde liegen**

Problem: Mit der Netznutzungs- und Bilanzkreisabrechnung im Gasmarkt werden diverse Umlagen oder sog. Wälzungsbeträge den Transportkunden bzw. Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt. Aktuell sind dies die Marktraumumstellungsumlage, die Bilanzierungsumlage, Konvertierungsentgelt und –umlage sowie der Biogaswälzungsbetrag. Doch nicht bei allen Umlagen geben die zuständigen Netzbetreiber an, auf Basis welcher Kosten diese Umlagen ermittelt wurden – sie veröffentlichen lediglich die Höhe der Umlage.

Bei Umlagen, die durch die Bundesnetzagentur eingeführt wurden (Bilanzierungsumlage, Konvertierungsumlage), verpflichtet der Tenor der Festlegung die in dem Fall zuständigen Marktgebietsverantwortlichen zur Transparenz: Sie müssen die aggregierten Daten der monatlichen Einnahmen und Ausgaben in einer Kontenübersicht darstellen, regelmäßig aktualisieren und auf Ihrer Internetseite veröffentlichen. Die Marktteilnehmer können sich auf diese Weise regelmäßig über den Stand der Umlagekonten informieren und daraus Schlüsse für deren Entwicklung ableiten.

Doch bei der **Marktraumumstellungsumlage** und dem **Biogaswälzungsbetrag** fehlt die **Transparenz** über die **Berechnungsgrundlage: aggregierte Jahresdaten zu Entgelteinnahmen, Plan- und Ist-Kosten** und, sofern Kalkulationsgrundlage, auch **Prognosedaten**. Anfragen des bne auf Veröffentlichung dieser Daten wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern abgelehnt – mit der Begründung, es handelt sich dabei um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse. Dies widerspricht dem Transparenzgebot bei der Entgeltbildung, der durch die jüngst in Kraft getretene Verordnung (EU) 2017/460 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (ABl. L 72 vom 17.3.2017, S. 29) noch einmal hervorgehoben wurde. Die Veröffentlichung der Berechnungsdaten für die genannten Umlagen muss die historischen Werte einschließen.

Lösungsvorschlag: Ergänzung von § 40 GasNZV :

§ 40 Veröffentlichungspflichten

(3) Gasnetzbetreiber und Marktgebietsverantwortliche haben in den Regelungen der Kooperationsvereinbarung sicherzustellen, dass neben allen erhobenen Umlagen oder Wälzungsbeträgen, die der Ermittlung zugrundeliegenden aggregierten Daten, insbesondere Entgelteinnahmen, Plan- und Ist-Kosten veröffentlicht werden.

II. DISKRIMINIERUNGSFREIER NETZZUGANG

- **§ 11 (Kapazitätsprodukte): Transportkundeninteressen bei Ausgestaltung der Vermarktungsregeln berücksichtigen, unterbrechbare frei zuordenbare Kapazitäten nicht nachrangig zu festen Kapazitäten mit Auflagen vermarkten**

Der bne begrüßt die geplante Stärkung der Within-Day-Vermarktung von Tageskapazitäten. Insbesondere für die oft erst untertäglich getroffene Einsatzentscheidung von Gaskraftwerken im Strommarkt ist dies von großem Vorteil. Wichtig ist nur, dass der noch einzuführende Auktionskalender für die untertägige Auktion kurze Vorlaufzeiten zwischen Erwerb und Nutzung der Kapazität regelt; die im Netzkodex CAM vom 16. März 2017 vorgesehene Frist von über 4 Stunden wäre ungeeignet.

Die vorgeschlagene Änderung zur Abschaffung der Vergabe von Kapazitäten an Speichern nach dem First-Come-First-Served-Prinzip (FCFS) ist nicht ideal, wäre nach Ansicht des bne jedoch ebenso falsch wie die Beschränkung des Angebots unterbrechbarer Kapazitäten (Änderung zu § 12 Abs. 1 GasNZV). Der Erwerb von Kapazitäten von und zu Speichern wird FCFS von Transportkunden genutzt, um die Differenz zwischen dem Auktionskalender, der sich am Gaswirtschaftsjahr orientiert und dem Speicherkalender (1. April bis 31. März) zu überbrücken. Aus Vertriebsicht und für die Portfoliobewirtschaftung wäre die Abschaffung der FCFS extrem problematisch. Die Bewirtschaftung der Speichernutzung und dafür erforderliche Kapazitätsbuchung ist eine wichtige Voraussetzung für den Gasvertrieb. Die Abschaffung wäre ein großer Rückschritt und wird daher vom bne abgelehnt.

Das Problem: Feste Jahreskapazitäten können über die nur einmal jährlich stattfindende Auktion und nur für die Laufzeit vom 1. Oktober bis 30. September erworben werden. Feste Kapazitäten für z.B. ein Kalenderjahr lassen sich nur über die Auktion der Quartalsprodukte (oder zwölf einzelne Monatskapazitäten) darstellen; gemäß Festlegung BEATE werden für diese unterjährigen Kapazitätsprodukte jedoch Preisaufschläge fällig.

Der bne lehnt die vorgesehene Beschränkung des Angebots unterbrechbarer Kapazitäten (Änderung zu § 12 Abs. 1 GasNZV) entschieden ab. Zum einen werden über die Buchung unterbrechbarer Kapazitäten die Differenzen zum starren Auktionskalender ausgeglichen; zahlreiche Transportkunden ziehen zudem die unterbrechbaren Kapazitäten den von den Netzbetreibern ebenfalls angebotenen festen Kapazitäten mit Zuordnungsaufgaben oder Nutzungsbeschränkungen vor. Denn feste und unterbrechbare frei zuordenbare Kapazitäten haben den Vorteil, dass sie mit einem Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt verknüpft sind; Kapazitäten mit Zuordnungsaufgaben oder Nutzungsbeschränkungen werden ohne oder nur mit einem unterbrechbaren Zugang zum VHP vermarktet. Es muss daher immer unterschieden werden, welche Art von festen Kapazitäten von den Fernleitungsnetzbetreibern angeboten wird. Keinesfalls darf das Angebot unterbrechbarer Kapazitäten einge-

schränkt werden, wenn noch feste Kapazitätsprodukte mit Auflagen aber keine feste frei zuordenbaren Kapazitäten mehr angeboten werden.

Zur Bewertung der verschiedenen Kapazitätsprodukte und Maßnahmen der Netzbetreiber zur Erhöhung des Kapazitätsangebots u.a. durch die Marktteilnehmer – siehe das „**Gutachten zur regulatorischen Behandlung von Lastflusszusagen**“: https://fragdenstaat.de/files/foi/56929/RegBehandlungLFZ_31032014.pdf
Das Gutachten wurde von DNV KEMA Energy & Sustainability und vis proxy für die Bundesnetzagentur 2014 zur Vorbereitung der Festlegung zur Kostenanerkennung für die Beschaffung von Lastflusszusagen erstellt, jedoch erst im November 2016 nach einer IFG-Anfrage des bne veröffentlicht.

Bei der Umsetzung bzw. Anwendung der Vorschriften aus dem Netzkodex Kapazitätsvermarktung (CAM) vom 16. März 2017 ist zu berücksichtigen, dass es diese **unterschiedlichen Arten von festen Kapazitätsprodukten – frei zuordenbare vs. mit Auflagen - nur in Deutschland** und vereinzelt in Österreich gibt. Das Beratungsunternehmen WECOM hat 2014 im Auftrag der Bundesnetzagentur die Kapazitätsprodukte in Deutschland und anderen europäischen Ländern einer qualitativen Analyse unterzogen – [die Ergebnisse sind hier nachzulesen](#).

Im 2016 ebenfalls für die Bundesnetzagentur erstellten „Gutachten zu den Potentialen weiterer nationaler oder grenzüberschreitender Gasmarktintegrationen sowie den damit verbundenen Auswirkungen auf den deutschen Gasmarkt“ stellten die Gutachter von WECOM fest: Die geringere Wettbewerbs- und Liquiditätssituation in den beiden deutschen Marktgebieten kann auch in dem relativ geringen einspeiseseitig garantierten VHP-Zugang durch feste frei zuordenbare Kapazität begründet sein. Das Gutachten ist ebenfalls auf der [Internetseite der BNetzA abrufbar](#).

In § 11 Absatz 1 GasNZV ist daher unbedingt die Anwendung der Voraussetzungen des Netzkodex (EU-Verordnung 2017/459) zum Angebot unterbrechbarer Kapazitäten im deutschen Kontext klarzustellen. Das vorhandene Angebot fester Kapazitäten mit Auflagen darf nicht bei der Prüfung der Voraussetzungen berücksichtigt werden.

Lösungsvorschlag: Ergänzung von § 11 Abs. 1 GasNZV

§ 11 Kapazitätsprodukte

Die Fernleitungsnetzbetreiber bieten Transportkunden Jahres-, Quartals-, Monats-, Tages- und untertägige Kapazitätsprodukte an. **Die Voraussetzungen zum Angebot unterbrechbarer Kapazitäten gemäß Art. 32 Art. 32 der Verordnung (EU) 2017/459 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 (ABl. L 72 vom 17.3.2017, S. 1) sind nur anhand des Angebots bzw. die Verfügbarkeit fester frei zuordenbarer Kapazitätsprodukte festzustellen.**

- **§ 11 Absatz 3 GasNZV: Evaluierungen mit Zuarbeit der Fernleitungsnetzbetreiber aber durch einen neutralen Dritten bzw. Gutachter**

Die regelmäßige Evaluierung der Ausgestaltung und Vermarktung von Kapazitätsprodukten sowie die Diskussion der Ergebnisse mit den Marktteilnehmern sind wichtig. Wenn die Fernleitungsnetzbetreiber diese Evaluierung jedoch selbst bzw. ein von ihnen bezahlter Gutachter vornehmen, kann das Ergebnis bereits vorher feststehen und die Bewertung der Netznutzerinteressen zu kurz kommen. Die geplante Regelung in § 11 Abs. 3 GasNZV ist daher so auszugestalten, dass die Fernleitungsnetzbetreiber einer Evaluierung uneingeschränkt zuarbeiten, die Evaluierung aber selbst von einem durch die Bundesnetzagentur ausgewählten Gutachter vorgenommen wird.

- **§ 12 (Kapazitätsplattformen): Prinzip One-Stop-Shop zum Kapazitätserwerb für Netzzugang Deutschland erhalten; Kostenwälzung nur für 1 Plattform**

Die Einführung der Verpflichtung der Fernleitungsnetzbetreiber in der GasNZV 2010 zur Schaffung einer gemeinsamen Kapazitätsplattform war ein großer Fortschritt. Die Transaktionskosten beim Erwerb von Transportkapazitäten sanken für die Transportkunden dadurch erheblich. Wir erkennen an, dass es im europäischen Gasmarkt es Einzelfälle geben kann, wo eine Kapazität auf einer anderen als der gemeinsamen Plattform vermarktet wird.

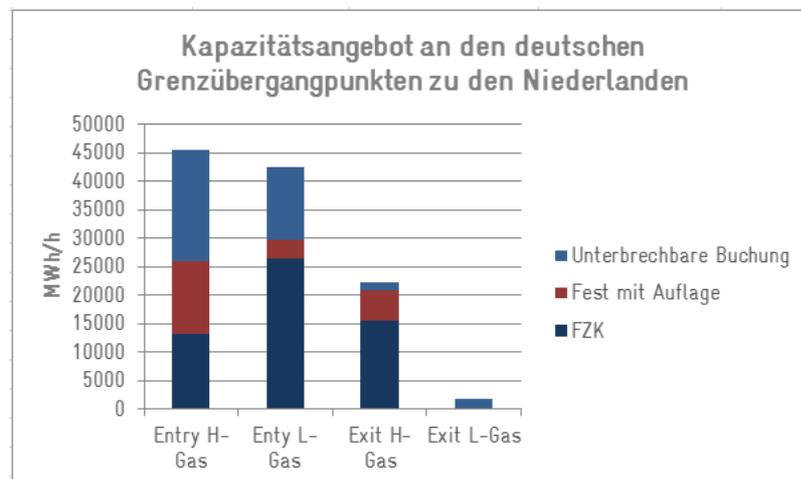
Doch auch dann muss sichergestellt werden, dass Transportkunden diese Kapazitäten mindestens über die gemeinsame Plattform finden (neben der Information wo diese erworben werden kann). In § 12 Absatz 1 Satz 2 GasNZV muss zudem klargestellt werden, dass die Umlage der Kosten auf die Netzentgelte auf die Finanzierung der einen gemeinsamen Kapazitätsplattform beschränkt ist.

- **§ 10 (Zusatzmenge; Rückkaufsverfahren): Mehr aktives, weniger passives Engpassmanagement durch regelmäßige Überprüfung sicherstellen**

Der bne lehnt die Streichung dieser Regelung ab. Das Prinzip zur Kapazitätssteigerung durch ein Überbuchungs- und Rückkaufsystem ist zwar in Ziffer 2.2.2. im Anhang zur EU-Fernleitungsverordnung Nr. 715/2009 beschrieben (geändert durch Beschluss der EU-Kommission 2012/490 vom 24. August 2012) und muss nicht zwingend in der GasNZV wiederholt werden.

Allerdings haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Deutschland bisher keinen Anreiz, dieses marktbasiertere Instrument zu nutzen. Ein Grund ist: Unter den gegebenen Rahmenbedingungen ziehen sie die Beschaffung von Lastflusszusagen zur Erhöhung des Kapazitätsangebots vor – denn für sie bedeutet das: volle Kostenanerkennung, Null Risiko. Der Umfang des Einsatzes von Lastflusszusagen ist lediglich durch das Angebot von Lastflusszusagen begrenzt. Der zweite Grund ist: Die Fernleitungsnetzbetreiber nutzen in erheblichem Umfang Kapazitätsprodukte mit

Auflagen oder Zuordnungsbeschränkungen, um das ausgewiesene Angebot fester Kapazitätsprodukte zu erhöhen. Beide Maßnahmen fallen unter passives Engpassmanagement. Eine Auswertung der Inputliste zum Konsultationsentwurf für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 ergibt für die von den deutschen Fernleitungsnetzbetreiber angebotenen Ein- und Ausspeisekapazitäten z.B. an der Grenze zu den Niederlanden folgendes Bild (Daten 2015):



Gemäß § 9 Abs. 3 GasNZV sind Fernleitungsnetzbetreiber jedoch verpflichtet, den Umfang von Lastflusszusagen, das Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten mit Zuordnungsaufgaben sowie den Ausschluss der freien Zuordenbarkeit von Ein- und Ausspeisekapazitäten **so gering wie möglich zu halten**. Die Einhaltung dieser Vorgaben sowie die Einführung von aktiven Engpassmanagementmaßnahmen sollten daher regelmäßig durch die Bundesnetzagentur überprüft werden. Hierzu sind insbesondere das Angebot von Kapazitätsprodukten (Produkttyp, Verfügbarkeit, Buchung etc.) und die Maßnahmen zur Darstellung des Kapazitätsangebots (insb. Art der Maßnahme, Kosten, alternative Maßnahmen) zu erfassen und zu bewerten. Ziel muss es sein, dass die Fernleitungsnetzbetreiber endlich beginnen, die Engpässe aktiv zu bewirtschaften. Die Anwendung eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems ermöglicht eine wettbewerbsneutrale Erhöhung des Angebots von frei zuordenbaren Ein- und Ausspeisekapazitäten unter verbesserter Ausnutzung der vorhandenen Gasinfrastruktur.

- **§§ 8 und 26: Gleichberechtigte Beteiligung der Netznutzer bei der Ausgestaltung von Netzzugangsbedingungen gemäß § 24 Satz 2 Nr. 1 EnWG umsetzen**

Problem: Bei über 700 Gasnetzbetreibern sind einheitliche Bedingungen für den Netzzugang für einen funktionierenden Lieferantenwechsel und effizienten Netzzugang von großer Bedeutung. Soweit diese Regeln nicht durch Rechtsverordnungen oder Festlegungen der Bundesnetzagentur bestimmt sind, legen die Gasnetz-

betreiber diese Bedingungen heute untereinander im Rahmen der **Kooperationsvereinbarung** fest. Die rechtliche Grundlage hierfür ist in § 8 GasNZV angelegt.

Leider nutzen die Netzbetreiber ihre Zusammenarbeitspflicht bislang immer wieder aus, um weitreichende **Regelungen zu Lasten Dritter** – hier den Netznutzern – zu treffen oder von den Netznutzern eingebrachte Änderungsvorschläge zur Kooperationsvereinbarung abzulehnen. Die Bundesnetzagentur kann zwar im Rahmen ihrer Stellungnahme zu den Entwürfen der Kooperationsvereinbarung Änderungswünsche vortragen, aber die Netzbetreiber sind nicht verpflichtet, diese zu übernehmen. Anders als bei der Erarbeitung von Netzkodizes durch die Fernleitungsnetzbetreiber auf europäischer Ebene oder bei den Regelungen zur Erstellung des Netzentwicklungsplans gemäß § 15a EnWG unterliegt die **Kooperationsvereinbarung der Gasnetzbetreiber keiner wirksamen Kontrolle durch den Regulierer**. Nur bei offensichtlichen massiven Verstößen der Kooperationsvereinbarung gegen geltende Festlegungen der Bundesnetzagentur oder gegen gesetzliche Bestimmungen, könnte der Regulierer über die Eröffnung eines Missbrauchsverfahrens gemäß § 31 EnWG sein Änderungsverlangen zur Kooperationsvereinbarung durchsetzen. Die Aufgreifschwelle zur Ausübung der regulatorischen Aufsicht liegt damit unangemessen hoch.

Bei einem Dissens zwischen Netzbetreibern und Netznutzern über Anpassungen der Kooperationsvereinbarung kann die Bundesnetzagentur einen Interessensausgleich zwischen den Marktparteien bisher nicht einfach durch eine Entscheidung herbeiführen. Der Aufwand, ein formelles Festlegungsverfahren zu eröffnen ist dagegen verhältnismäßig hoch. Wichtig zur Einordnung: Nur ein Teil des Regelungsinhalts der Kooperationsvereinbarung beschränkt sich auf das Verhältnis der Netzbetreiber zueinander, viele Regelungen sowie die der Kooperationsvereinbarungen anhängenden Netznutzungsverträge betreffen jedoch die Abwicklung des Netzzugangs zwischen Marktgebietsverantwortlichen bzw. Netzbetreibern und Netznutzern (siehe hierzu auch

https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Kooperationsvereinbarung-Gas)

Zwischenfazit: Die bisherige Praxis, nach der die Netzbetreiberverbände entscheiden, welche Beteiligung der übrigen Marktteilnehmer angemessen ist, führte in der Praxis zu einer nicht ausreichenden Beteiligung und schlechten Prozesslösungen. Der Gesetzgeber hat dieses Missverhältnis erkannt und mit der EnWG-Novelle 2011 die Verordnungsermächtigung in § 24 Satz 2 Nr. 1 EnWG ergänzt: Hiernach sind die **Netzbetreiber zu verpflichten, Netznutzer an der Erarbeitung einheitlicher Bedingungen bei der Gewährung des Netzzugangs gleichberechtigt zu beteiligen. Dieses Grundprinzip ist daher nun in den entsprechenden Regelungen der GasNZV abzubilden. Damit Erstellung und Änderung der Kooperationsvereinbarung nicht ohne regulatorische Kontrolle erfolgen, ist für die Kooperationsvereinbarung zudem ein ordentlicher Konsultationsprozess sowie das Recht der Regulierungsbehörde vorzusehen, Änderungen des Konsultationsentwurfs von den Netzbetreibern zu verlangen.** Ein ähnlicher Prozess ist im EnWG für den Netzentwicklungsplan Gas geregelt und könnte in modifizierter Form für die Kooperationsvereinbarung übernommen werden.

Lösungsvorschlag: Ergänzung von §§ 8 und 26 GasNZV, die jeweils entsprechende Zusammenarbeitspflichten regeln

§ 8 Abs. 6 GasNZV:

In § 8 Absatz 6 Satz 1 werden nach den Wörtern „Zur Abwicklung netzübergreifender Transporte haben die Netzbetreiber“ die Wörter „**unter gleichberechtigtem Einbezug der Netznutzer**“ eingefügt.

In § 8 Absatz 6 werden nach Satz 1 folgende Sätze eingefügt: „**Die Bundesnetzagentur kann den Netzbetreibern Vorgaben zum Inhalt der Kooperationsvereinbarung machen. Die Netzbetreiber legen den Entwurf der Kooperationsvereinbarung den Netznutzern und der Bundesnetzagentur zur Konsultation vor. Die Bundesnetzagentur kann innerhalb von 2 Monaten nach Veröffentlichung des Konsultationsentwurfs Änderungen von den Netzbetreibern verlangen, diese ist von den Netzbetreibern innerhalb von 2 Monaten umzusetzen.**“

§ 26 Abs. 2 GasNZV:

In Satz 3 wird das Wort „angemessen“ durch den Begriff „**gleichberechtigt**“ ersetzt.

III. STANDARDISIERUNG & EFFIZIENTER NETZZUGANG

- **§ 50: Standardisierung des Lieferantenrahmenvertrags & Vereinheitlichung der Abrechnungsregeln für die Netznutzung durch eine Festlegung der BNetzA**

Problem: Anders als im Strombereich, wo die Bundesnetzagentur zum 1. Januar 2016 einen **bundesweit einheitlichen Netznutzungsvertrag** Strom einführt, **fehlt** ein entsprechender standardisierter Vertrag **für den Gasmarkt**. Der im Rahmen der Kooperationsvereinbarung von den Gasnetzbetreibern vorgegebene Lieferantenrahmenvertrag ist nicht abschließend – Teile wie etwa die Abrechnungsregeln für die Netzentgelte oder die Entgelt- und Zahlungsbedingungen darf jeder Netzbetreiber individuell in Ergänzenden Geschäftsbedingungen regeln.

Für Lieferanten löst diese Situation angesichts der rund 700 Gasnetzbetreiber im deutschen Gasmarkt **hohe Transaktionskosten** beim Netzzugang aus. Das betrifft neben der **Abwicklung der Lieferantenrahmenverträge** auch die Abbildung der netzbetreiberindividuellen Abrechnungsregeln in den IT-Systemen der Lieferanten zur Rechnungsprüfung – dies ist unter den gegebenen Bedingungen kaum möglich. Denn nicht nur die Struktur der Gasnetzentgelte ist heterogen, auch **hat jeder Netzbetreiber individuelle Abrechnungsregeln für die Netzentgelte** und selbst die die Anwendung des Abrechnungszeitraums und die Abrechnungssystematik bei RLM-Ausspeisepunkten sowie die Leistungsabrechnung bei unterjährigem Lieferantenwechsel handhabt jeder Netzbetreiber anders!

Das Angebot einheitlicher und abschließender Musterverträge ist notwendig, um den Transaktionsaufwand der Netznutzer beim Abschluss von Netzzugangs-

verträgen bei der Vielzahl von Verteilnetzbetreibern zu verringern. Effizienter und diskriminierungsfreier Netzzugang ist jedoch nur mit Standardangeboten möglich, denn ein freies Aushandeln der Bedingungen wie es im wettbewerblichen Bereich möglich ist, ist hier durch die übermächtige Stellung des natürlichen Netzmonopoles nicht machbar. Bundesweit einheitliche und abschließend gültige Musterverträge, die neben den Interessen der Netzbetreiber auch die Belange der Netznutzer berücksichtigen, sind praktisch nur über ein Standardangebot erreichbar. Denn nur in diesem Format, wo der Vertrag durch einen entsprechenden Festlegungsbeschluss der Bundesnetzagentur nach den Regelungen der GasNZV vorgegeben wird, kann ausgeschlossen werden, dass Netzbetreiber den Standardvertrag um individuelle, vom einheitlichen Muster abweichende Regelungen ergänzen. In der Kooperationsvereinbarung der Gasnetzbetreiber (KoV) fehlt hierzu ein wirksamer Sanktionsmechanismus – abgesehen davon, dass die Netzbetreiber sich selbst nicht auf einen abschließend geltenden Musterlieferantenrahmenvertrag einigen können.

Wir möchten den Gesetzgeber daher eindringlich bitten, einen Termin vorgeben, bis zu dem mindestens auch der Lieferantenrahmenvertrag Gas durch eine entsprechende Festlegung der Bundesnetzagentur standardisiert wird. Nur eine Festlegung der BNetzA kann den individuellen Regelungen der Gasnetzbetreiber einen Riegel vorschieben. Der Aufwand für die Erstellung dieses Standardangebots ist überschaubar, da sich die Bundesnetzagentur bei der Festlegung überwiegend am bereits festgelegten Netznutzungsvertrag Strom orientieren kann, für Gas wären nur wenige Regelungen anzupassen ([siehe hierzu den bne-Vorschlag](#))

Lösungsvorschlag: Ergänzung in § 50 Abs. 1 Nr. 1 GasNZV

§ 50 Festlegungen

(1) Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Zwecke kann die Regulierungsbehörde unter Beachtung der Anforderungen eines sicheren Netzbetriebs Entscheidungen durch Festlegungen nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes treffen:

1. zu den Verträgen nach den §§ 3, 7 und 33 sowie den Geschäftsbedingungen nach § 3 Absatz 6, den §§ 4 und 33 Absatz 3 Nummer 2, sofern nicht ein Standardangebot angewendet wird; **die Festlegung eines bundesweit einheitlichen und abschließend geltenden Standardangebots für § 3 Absatz 4 (Netznutzungsvertrag Gas) einschließlich standardisierter Abrechnungsregeln hat spätestens bis zum 1. Januar 2019 zu erfolgen.**

- **§ 26 (Datenbereitstellung): Einführung elektronischer Preisblätter für die Netznutzungsentgelte bis zum 1. Januar 2020**

Die Veröffentlichung der Netzentgelte erfolgt bei den 900 Strom- und 700 Gasverteilnetzbetreibern in einer oder mehreren PDF-Dateien jeweils auf deren Internet-

seite. Für die Darstellung verwendet jeder Netzbetreiber zudem sein eigenes Layout und die Dateien sind in der Regel nicht in ein Format konvertierbar, das zur Kalkulation oder elektronischen Weiterverarbeitung genutzt werden kann.

Bei den Gasnetzentgelten kommt erschwerend hinzu, dass die Netzentgeltstruktur extrem heterogen und komplex ausgeprägt ist – die Netzentgeltmodelle nennen sich Stufenmodell, Berechnung mit Vorzonengrundpreis, Arbeitspreis nach Zonen (durchgerechnete Stufen/Staffeln), Arbeits- und Grundpreis nach Zonen (durchgerechnete Stufen/Staffeln) oder spezifischer Arbeits- & Leistungspreis aus Sigmoidfunktion. Die Komplexität der Entgelte wird noch durch netzbetreiberspezifische Abrechnungsregeln verstärkt, denn das gleiche Entgeltmodell wird nicht immer nach den gleichen Berechnungsschritten abgerechnet – das Ergebnis sind unterschiedliche Rechnungsbeträge.

Die derzeitige Netzentgeltstruktur und die Art der Veröffentlichung der Netzentgelte behindern bundesweite Angebote massiv und eine Programmierung der IT-Systeme für eine automatisierte Rechnungsprüfung ist auf dieser Grundlage praktisch unmöglich. Dieses Drama sollte so schnell wie möglich durch die Einführung sogenannter elektronischer Preisblätter behoben werden.

Lösungsvorschlag: Ergänzung von 26 Abs. 2 GasNZV

§ 26 Abs. 2 (Datenbereitstellung)

(2) Zur Anbahnung und zur Abwicklung der Netznutzung sowie zur Abwicklung der Bilanzierung und der Mehr- und Mindermengenabrechnung werden die Daten zwischen dem Marktgebietsverantwortlichen, dem Netzbetreiber, dem Transportkunden sowie dem Bilanzkreisverantwortlichen elektronisch ausgetauscht. Der Datenaustausch erfolgt in einem bundesweit einheitlichen Format sowie in einheitlichen Prozessen, die eine vollständige Automatisierung des Datenaustauschs ermöglichen. Die Netzbetreiber haben die Transportkunden und Bilanzkreisverantwortlichen an der Entwicklung des Verfahrens und der Datenformate **angemessen gleichberechtigt** zu beteiligen. **Satz 1 bis 3 gilt entsprechend für die Preisblätter mit den Netzentgelten und ist bis spätestens zum 1. Januar 2020 umzusetzen.**

Klarstellung zur Unzulässigkeit von Zusatzentgelten für die Messwertübermittlung (Ausspisepunkte mit registrierender Leistungsmessung)

Problem: Rund die Hälfte der Gasnetzbetreiber verlangt neben dem Messentgelt Zusatzentgelte zwischen 100 und 6.000 Euro pro Jahr für die stündliche Übermittlung von bei ihnen vorhandenen (!) stündlichen Messwerte nach den Vorgaben der BNetzA-Festlegung GeLi Gas. Einzelne Netzbetreiber, die sich zur Bereitstellung der Daten eines Dienstleisters bedienen, verlangen außerdem noch eine weitere Gebühr zwischen 300 und 3.000 Euro für die Einrichtung der Datenübertragung. Die Lieferanten benötigen diese Daten zur Überwachung und rechtzeitigen Ausgleich ihrer Bilanzkreise; die Datenbereitstellung aus dem Bilanzierungsprozess er-

folgt mit einem Zeitverzug von 4 (!) Stunden und sind für die Bilanzkreissteuerung praktisch unbrauchbar.

Für die BNetzA ist die Regelung ihrer Festlegung eindeutig und es sind keine Zusatzentgelte hiernach zulässig. Für Lieferanten ist in dem Fall der Aufwand, ein Missbrauchsverfahren gegen den Netzbetreiber anzustrengen zu hoch - im Vergleich zur Betroffenheit pro Fall.

Lösungsvorschlag: Eindeutige Klarstellung durch Ergänzung in § 26 GasNZV

§ 26 Abs. 1 (Datenbereitstellung)

(1) Netzbetreiber und Marktgebietsverantwortliche haben sich gegenseitig sowie den Transportkunden und den Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich alle Informationen zur Verfügung zu stellen, die zur Vermeidung, zum Ausgleich und zur Abrechnung von Bilanzungleichgewichten erforderlich sind. **Bei Ausspeisepunkten mit registrierender Leistungsmessung ist die stündliche Übermittlung der stündlichen Messwerte die Standardleistung gemäß § 35 MsbG. Die Erhebung zusätzlicher Entgelte für die stündliche Datenbereitstellung ist unzulässig.**

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne steht seit 15 Jahren für Markt, Wettbewerb und Innovation in der Energiewirtschaft. Unsere Mitglieder entwickeln wegweisende Geschäftsmodelle für Strom, Wärme und Mobilität.

Für Rückfragen: Anne Köhler (anne.koehler@bne-online.de, +49 30 – 400 548 14)