

# Stellungnahme Kooperationsvereinbarung KoV X Gas

Stellungnahme des bne zu den  
Konsultationsentwürfen der Gasnetz-  
betreiber vom 18.12.2017 zur KoV X

Berlin, 19. Januar 2018. Die vorgelegten Konsultationsentwürfe sind die 10. Änderungsfassung in zwölf Jahren Kooperationsvereinbarung (KoV). Ohne Frage haben sich die gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen mit den Jahren stetig verändert und erforderten eine entsprechende Aktualisierung des KoV-Regelwerks. Doch die KoV regelt nicht nur das Verhältnis der Gasnetzbetreiber untereinander sondern in vielen Bereichen die Beziehung zu den Händlern und Vertrieben. Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne) muss feststellen, dass die Interessen der Netznutzer nach wie vor nicht oder nur oberflächlich in der KoV berücksichtigt werden. Hierzu zählen insbesondere der Wunsch nach einer vollständigen Standardisierung aller Inhalte des Lieferantenrahmenvertrages Gas und die netznutzerfreundliche Ausgestaltung verschiedener Fristen in Bilanzierungs- sowie Kapazitätsbuchungs- und -nominierungsprozessen. Der langsamste Netzbetreiber im System darf nicht den Ablauf für alle Akteure bestimmen. Trotz beinahe jährlicher Anpassung des Lieferantenrahmenvertrages können sich die Gasverteilnetzbetreiber bisher nicht durchringen, endlich ihre individuellen Regelungen zur Abrechnung der Entgelte und der Zahlungsabwicklung auf einen gemeinsamen Stand zu bringen. Bei über 700 Verteilnetzbetreibern im Gas ist diese Standardisierung längst überfällig. So löst heute jede Anpassung des Lieferantenrahmenvertrages enorm viel Aufwand bei den Vertrieben aus, ohne dass die Änderung für sie eine substantielle Verbesserung mit sich bringt. Der bne fordert BDEW, VKU und GEODE auf, ihre Verharrung aufzugeben und sich gemeinsam mit dem bne für die Festlegung eines Standardangebots für den Lieferantenrahmenvertrag Gas durch die Bundesnetzagentur einzusetzen.

Unsere Anmerkungen zur Konsultation der KoV X-Entwürfe im Detail:

## Fristen in Netzzugangsprozessen: Digitalisierung verschiebt alte Grenzen des Machbaren

Die Digitalisierung bietet ganz neue Möglichkeiten – auch für die Organisation, Optimierung und Automatisierung des Netzzugangs. Insbesondere wiederkehrende Aufgaben und einfache Prozesse bieten sich geradezu an, um mit Hilfe der Digitalisierung Ressourcen beim Netzbetreiber wie auch den Händlern und Vertrieben für andere, komplexere Aufgaben freizusetzen. Voraussetzung ist allerdings eine hinreichende Standardisierung der Prozesse – denn es bringt die Netznutzer keinen Schritt voran, wenn die Automatisierung etwa bei jedem Netzbetreiber andere Abläufe und Regelungen berücksichtigen muss. Prominentes Beispiel sind hierzu die Abrechnungsregeln der Gasnetzentgelte bei den Ausspeisenetzbetreibern oder jene zur Zahlungsabwicklung.

Aber selbst bei bereits automatisierten Prozessen, wie etwa bei Matching-Prozessen zum Abgleich von Mengen- und Kapazitätsnominierungen ist noch Luft nach oben. Gerade mit der Einführung der Within-Day-Vermarktung von Kapazitäten (an Netzanschlusspunkten (NAP)) steigen die Anforderungen an schnelle Buchungs- und Nominierungsprozesse. Der bisherige Prozessablauf und die Fristen genügten möglicherweise den Anforderungen einer Day-Ahead-Vermarktung, aber innerhalb des Liefertages zu erwerbende (feste) Transportkapazitäten müssen auch mit einem Fristvorlauf von 30 Min. statt einer Vorlaufzeit je nach NAP von 1 – 3,5 Stunden buch- und nutzbar sein. Hier wäre zu prüfen, ob mit neuen digitalen Technologien, die Transaktionsabwicklung deutlich beschleunigt und Vorlaufzeiten verkürzt werden können. Die Entscheidung für den Einsatz von Regelenergiekraftwerken im Strommarkt erfolgt kurzfristig, darauf müssen auch die Prozesse im Gassektor abgestimmt sein. Auch die abwegige Zeitverzögerung von vier Stunden, mit der Bilanzkreisverantwortliche zwei Mal pro Tag die aggregierten Allokationswerte für die RLM-Ausspeisepunkte erfahren, ist gerade angesichts der Geschwindigkeit, mit der sich Informationstechnologien und -prozesse entwickeln nicht mehr hinnehmbar. Es passt keinesfalls zusammen, dass sich Teile der Gaswirtschaft als die idealen Partner der Energiewende und der erneuerbaren Energien darstellen, in der KoV aber immer noch das Bild einer eher schläfrigen analogen Welt weitergetragen wird. Der bne fordert hier substantielle Nachbesserungen.

## Netzzugangsverträge in der KoV: Lückenhafte Standardisierung muss überwunden werden

Zwar ist es den Netzbetreibern in der KoV X gelungen, neue Sachverhalte in die Verträge aufzunehmen – ohne die, wie zunächst etwa bei Anlage 1 angedacht, zusätzliche EGB-Öffner zu nutzen. Allerdings wurden auch bei der nun 10. Änderungsfassung der Kooperationsvereinbarung keine Schritte unternommen, um die Liste der zulässigen Sachverhalte, die in individuellen Ergänzenden Geschäftsbedingungen von den Netzbetreibern geregelt werden dürfen, zu kürzen (siehe hierzu die Liste der Öffnungsklauseln in § 2 Hauptteil KoV X).

Die Kritik des bne: Die Kooperationsvereinbarung gibt lediglich vor, eine Standardisierung der Netzzugangsverträge herbeizuführen – de facto ist dies bis auf eine Ausnahme für alle Vertragsanlagen zur Kooperationsvereinbarung nicht zutreffend. Diese einzige Ausnahme bildet der Bilanzkreisvertrag, der durch eine entsprechende Festlegung der BNetzA zu GaBi Gas 2.0 vorgegeben ist. Auf dieser Grundlage ist schließlich auch ein elektronischer Vertragsabschluss möglich – der Bilanzkreisverantwortliche kann im Portal der Marktgebietsverantwortlichen seine Zustimmung zu den Geschäftsbedingungen für den Bilanzkreisvertrag mit einem Klick erteilen.

Für ein ähnlich unkompliziertes Verfahren des Vertragsabschlusses hat die Bundesnetzagentur mit ihrem Änderungsbeschluss vom 20.12.2017 längst den Weg bereitet: Demnach kann der Netznutzungsvertrag Strom zukünftig durch die Abgabe übereinstimmender Willenserklärungen in Textform abgeschlossen werden. Bei rund 900 Stromverteilnetzbetreibern reduziert dies den Aufwand der Vertragsabwicklung erheblich.

Voraussetzung für eine solche effiziente Prozessgestaltung ist ein abschließend gültiger Standardvertrag – festgelegt durch die Bundesnetzagentur. Mehr als zehn Jahre Kooperationsvereinbarung haben jedoch gezeigt, dass die Ausspeisenetzbetreiber sich bisher nicht auf die Vereinheitlichung aller relevanten Marktregeln einigen konnten. Es ist für uns nicht nachvollziehbar, warum jeder der über 700 Gasverteilnetzbetreiber zu folgenden Punkten seine eigenen Regeln vorgeben muss (Auszug aus § 2 Hauptteil KoV X, Ziffer 3 betreffend **Anlage 3**):

- *„Weitere Regelungen zum Unterbrechungs- und Wiederherstellungsprozess der Netz- bzw. Anschlussnutzung auf Anweisung des Transportkunden (§11 Ziffern 6 und 11)*
- *Entgelt- und Zahlungsbedingungen (§ 8 Ziffern 3 und 12)*
- *Abrechnungsverfahren bei Ausspeisepunkten mit registrierender Leistungsmessung (§ 9) - Konkretisierung des Abrechnungszeitraums, Berechnung des Leistungs- und Arbeitsentgeltes, Umgang mit Abrechnung außerhalb des regelmäßigen Abrechnungszeitraums*
- *Abrechnungsverfahren bei Ausspeisepunkten ohne registrierende Leistungsmessung (§ 9)“*

Gerade vor dem Hintergrund der anachronistischen Zersplitterung des Netzzugangs mit über 700 Gasverteilnetzbetreibern ist diese Standardisierungslücke problematisch: Wenn jeder Netzbetreiber für die Abrechnung (!) der Netzentgelte andere Regeln vorgibt, ist noch nicht einmal die Automatisierung des Rechnungsprüfungsprozesses möglich. Der bne fordert BDEW, VKU und GEODE nochmals auf, ihre Verharrung aufzugeben und sich gemeinsam mit dem bne für die Festlegung eines Standardangebots für den Lieferantenrahmenvertrag Gas durch die Bundesnetzagentur einzusetzen.

## KoV-Hauptteil § 6

### Veröffentlichung endgültiger Netzentgelte: Fristenkette auf 15. Okt. ausrichten

Der bne begrüßt die Absicht der Netzbetreiber, in der KoV endlich auch Ablauf und Fristen für die Entgeltwälzung bezogen auf die Veröffentlichung verbindlicher Netzentgelte aufzunehmen. Wir lehnen jedoch den Änderungsvorschlag im Konsultationsentwurf ab, der darauf abzielt, dass erst am 12. Dezember, also gut zwei Wochen vor Wirksamwerden, die endgültigen Entgelte der Ausspeisenetzbetreiber für das folgende Kalenderjahr veröffentlicht werden. Das würde die unmögliche Praxis der Veröffentlichung vorläufiger Netzentgelte zum 15. Oktober und deren spätere Anpassung nur verfestigen und die Ausnahmeregelung in § 20 Absatz 1 Satz 2 EnWG überstrapazieren.

Auch die Regelung § 6 im Hauptteil der KoV muss darauf abzielen, die gesetzliche Vorgabe, die Entgelte aller Netzbetreiber bis spätestens 15. Oktober für das folgende Kalenderjahr zu veröffentlichen, zu erreichen. Die Gasnetzbetreiber sollten durch eine angepasste Fristenkette endlich sicherstellen, dass spätestens zum 15. Oktober alle Netzbetreiber verbindliche Entgelte für das folgende Kalenderjahr veröffentlichen. Dies ist die Intention von § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG. Der 15. Oktober als Veröffentlichungstermin ist unerlässlich, um genügend zeitlichen Vorlauf für die Preiskalkulationen für das Folgejahr zu haben und Preisänderungen den Kunden zu kommunizieren. Unverbindliche Entgelte sind dafür nicht geeignet.

Wie eine solche Fristenkette aussehen kann, mit der die Veröffentlichung verbindlicher Netzentgelte zum 15. Oktober erreicht wird, hat die Bundesnetzagentur selbst in einem [Leitfaden vom 14.9.2017 \(Hinweise zur Anpassung der EOG 2018\)](#) für die Stromnetzbetreiber vorgegeben. Wir fordern die Gasnetzbetreiber auf, diese Fristenkette analog in der KoV X für den Gassektor umzusetzen.

## KoV-Hauptteil § 7 und § 10

### Wälzungsbeträge und Umlagen: Vollständige Transparenz der gewälzten Kosten

Alle Berechnungsgrößen der diversen Umlagen müssen vollständig und für Dritte nachvollziehbar veröffentlicht werden. Das betrifft ganz konkret die Marktraumumstellungsumlage und den Biogaswälzungsbetrag, deren Berechnung jeweils eine komplette Black Box ist.

Das Problem: Für eine Prognose der Wälzungsbeträge benötigt der Transportkunde Informationen über die Einnahmen aus der Umlage sowie die zugrunde liegenden Plan- und Ist-Kosten als aggregierte Jahreswerte (bundesweit). Diese Werte sollten daher von den Fernleitungsnetzbetreibern neben jedem der jährlichen Wälzungsbeträge veröffentlicht werden. Dies ist heute nicht der Fall. Bei der Veröffentlichung ist auch sicherzustellen, dass die Daten sich nicht widersprechen. Beispiel: Zwei Fernleitungsnetzbetreiber haben zur Kostenwälzung bei der Marktraumumstellung tatsächlich Daten für 2017 veröffentlicht, jedoch mit unterschiedlichen Angaben zu geplanten Umstellungskosten für 2017 (Gasunie meldet geplante Umstellungskosten für das Kalenderjahr 2017 von 41.770.026,85 € während OGE angibt,

die gesamten bundesweit gemeldeten Kosten für die Marktraumumstellung für das Jahr 2017 belaufen sich auf 19.403.876,77 €€ Idealerweise sollten diese Informationen an einer zentralen Stelle veröffentlicht werden.

### KoV Anlagen 1 & 2

#### Elektronische Rechnungsstellung per INVOIC muss für alle Netzbetreiber gelten

Die Regelung zur Rechnungsstellung und Zahlung (§ 26 in Anlage 1 sowie § 20 in Anlage 2) referenziert auf "GeLi Gas". Daraus geht jedoch nicht eindeutig hervor, dass damit einhergehend das INVOIC-Format für die elektronische Entgeltabrechnung zu nutzen ist.

Die entsprechenden Regelungen der Festlegung GeLi Gas beziehen sich auf die Netzentgeltabrechnung der Verteilnetzbetreiber; die Abrechnung der Kapazitätsentgelte bei Verteilnetzbetreibern mit Entry-Exit-System ist dabei nicht erfasst. Es gibt leider Ausspeisenetzbetreiber mit Entry-Exit-System, die diese Regelungslücke ausnutzen und die Entgeltrechnung dem Transportkunden in einem Format übermitteln, das für eine automatisierte elektronische Weiterverarbeitung nicht geeignet ist.

Der bne fordert daher den Lückenschluss in der KoV: **Die Verpflichtung zur elektronischen Netznutzungsabrechnung per INVOIC muss auch für Verteilnetzbetreiber mit Entry-Exit-System gelten.** Nur durch die Klarstellung in der KoV kann sichergestellt werden, dass auch diese Netzbetreiber die standardisierte Entgeltabrechnung per INVOIC nutzen statt die Netznutzer mit Papier- oder PDF-Rechnungsformaten zu plagen. Denn auch eine PDF-Rechnung ist kein zur elektronischen Datenverarbeitung geeignetes Format.

### KoV Anlage 1

#### § 12 Ziffer 13: Ergänzung nicht nachvollziehbar, zu unbestimmt, nicht praktikabel

Die Ergänzung von Ziffer 13 in den Regelungen für die Nominierung und Renominierung an Marktgebietsübergangspunkten und Grenzübergangspunkten ist für uns nicht nachvollziehbar. Da dieser Punkt auch nicht im Netznutzerforum vorgestellt wurde, fordern wir die Netzbetreiber hiermit auf, den Hintergrund des neuen Regelungsvorschlags zu erläutern. Allerdings bewerten wir Ziffer 13 in seiner Ausgestaltung als problematische Regelung: Anhand welcher Kriterien werden „vorausschauende Nominierung“, „gaswirtschaftliche Sorgfalt“ oder „dauerhaft nachhaltiges Nominierungsverhalten“ bewertet? Die Regelung ist viel zu unbestimmt, schafft nur Unsicherheit und soll – auf unangemessene Weise – von Renominierungen abschrecken. Diese Regelung ist weder rechtlich haltbar noch praktikabel. § 12 Ziffer 13 ist daher aus Anlage 1 zu streichen.

### KoV Anlage 3

#### § 8 Ziffer 2: Entgelt für Messstellenbetrieb muss Messung mit einschließen

Mit der Einführung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) wurde der Messstellenbetrieb für den Strom- und Gasbereich neu definiert: Nach § 3 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), ist die Messung nun Teil des Messstellenbetriebs und keine eigene Aufgabe mehr. Die stündliche Übermittlung der stündlichen Messwerte bei Ausspeisepunkten mit registrierender Leistungsmessung wird im MsbG als Standardleistung definiert.

Wenn die Messung keine eigenständige Aufgabe mehr ist, entfällt die Rechtsgrundlage für die Erhebung eines separaten Messentgeltes als Standardleistung der Messung. Dass die Gasnetzentgeltverordnung noch etwas anderes regelt (anders als die StromNEV wurde sie nicht durch das GDEW geändert), ist kein Hinderungsgrund im Lieferantenrahmenvertrag einheitlich zu regeln, dass auch im Gasbereich nur ein Entgelt für den Messstellenbetrieb inkl. Messung erhoben wird. Die gesetzliche Regelung ist jünger und höherrangig als die alte Regelung in der GasNEV. Auch steht die Erhebung eines zusätzlichen Messentgeltes für die stündliche Übermittlung der stündlichen Messwerte an den Transportkunden im Widerspruch zum MsbG. Dies sollte im Rahmen der KoV X klargestellt werden, da es noch immer Netzbetreiber gibt, die heute neben einem Messentgelt für die tägliche Übermittlung der stündlichen Messwerte ein zusätzliches Messentgelt für die stündliche Übermittlung der stündlichen Messwerte verlangen. Der bne fordert eine entsprechende Anpassung in § 8 Ziffer 2 der Anlage 3 zur KoV X.

### KoV Anlage 3

#### § 8 Ziffer 9: Vertragliche Fristen nicht enger fassen als gesetzlichen Anspruch

Die Frist von 15 Monaten, mit der der Transportkunde gegenüber dem Netzbetreiber den Anspruch des Letztverbrauchers auf eine geringere Konzessionsabgabe nachweisen kann, ist wesentlich enger als die gesetzliche Verjährungsfrist von drei Jahren. Durch die Regelung in der KoV wird praktisch der Anspruch des Letztverbrauchers, den der Transportkunde gegenüber dem Netzbetreiber geltend machen kann, einseitig begrenzt. Der bne hält diese vertragliche Beschränkung der gesetzlichen Verjährungsfrist im Lieferantenrahmenvertrag für ungerechtfertigt und fordert eine entsprechende Korrektur in der Anlage 3.

### Leitfaden Standardlastprofilverfahren

Der bne erkennt die Bemühungen der Netzbetreiber an, die Güte der SLP-Prognosen zu verbessern. Hierzu kann die Einführung der Gasprognosetemperatur als Alternative zur Verwendung der Prognosetemperatur (beschrieben in Kapitel 3.5.3) sicherlich beitragen. Leider ändert die Ergänzung einer weiteren Methode zur Modellierung der Temperatur nichts am grundsätzlichen Problem: Neben dem analytischen und synthetischen SLP-Verfahren stehen den Netzbetreibern dann

drei Temperaturvarianten für die SLP-Prognose zur Verfügung – jedoch ohne irgendeine Verpflichtung. Darüber hinaus fehlt jeglicher Anreiz, dass Netzbetreiber ihre Prognosen verbessern. Die tägliche Netzkostenabrechnung sieht bei einer Überschreitung der Grenzwerte lediglich eine Vorauszahlung aber keine Pönale vor.

Die relativ hohen Abweichungen zwischen SLP-Prognose und tatsächlichem Bedarf werden selbst im ACER Balancing Report von Nov. 2017 thematisiert (das NCG-Marktgebiet wurde hier genauer betrachtet). Die hohen Abweichungen führen zu einer höheren Mehr- und Mindermengenabrechnung und höheren Bilanzierungskosten für die Transportkunden bzw. Bilanzkreisverantwortlichen. Daher sollte nicht nur die Verbesserung der Verfahren verfolgt, sondern endlich auch eine Standardisierung bzw. Konzentration auf das am besten geeignete SLP-Verfahren herbeigeführt werden. Die Anwendung des SLP-Verfahrens ist grundsätzlich geeignet, den Netzzugang für den Wettbewerb zu vereinfachen. Dem widersprechen jedoch Formulierungen im Leitfaden, wonach der Netzbetreiber etwa alternative Optimierungsmethoden suchen soll, statt die Kundenwerte aufgrund der Umstellung auf die Gasprognosetemperatur zu aktualisieren. Wir lehnen solche Empfehlungen daher ab.

#### **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)