

## Energie-Info

# Kooperationsvereinbarung Gas IX

Erläuterungen zu den wesentlichen Änderungen

Berlin, 30. Juni 2016

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.**  
Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

**VKU Verband kommunaler  
Unternehmen e. V.**  
Invalidenstraße 91  
10115 Berlin

**GEODE**  
Magazinstraße 15-16  
10179 Berlin



## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	3
2	Wirksamwerden der KoV IX zum 1. Oktober 2016.....	3
3	Anpassung der Verträge gegenüber Transportkunden und Bilanzkreisverantwortlichen ..	4
3.1	Änderungen am Lieferantenrahmenvertrag.....	4
3.2	Änderungen im Bilanzkreisvertrag .....	5
3.3	Anpassung des Ein- und Ausspeisevertrages (entry-exit-System) zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Transportkunden .....	6
3.4	Anpassung des Ein- und Ausspeisevertrages zwischen Verteilernetzbetreiber mit entry-exit System und Transportkunden.....	7
4	Überblick über wesentliche Änderungen im Hauptteil der Kooperationsvereinbarung IX..	7
4.1	Anpassungen zu Reservierungsquoten und neuer technischer Kapazitäten .....	8
4.2	Anpassungen gemäß GaBi Gas 2.0 / Bilanzkreismanagement .....	8
4.2.1	Demand-Side-Management (DSM) Regelenergieprodukt .....	9
4.2.2	Untertägige Verpflichtungen.....	10
4.2.3	Deklaration, Allokation und Allokationsclearing .....	11
4.3	Umsetzung elektronische SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung.....	13
4.4	Netzkontensystematik und Anreizsystem .....	13
4.4.1	Ermittlung und Abrechnung Netzkontenabweichung .....	13
4.4.2	Bereitstellung der Netzkontenauszüge .....	14
4.4.3	Rückabwicklung der Netzkontoabrechnung .....	15
4.4.4	Betrachtungsweise bei Marktgebietsüberlappung in nachgelagerten Netzen .....	15
4.4.5	Betrachtungsweise in der Marktraumumstellung .....	16
4.4.6	Bereitstellung eines Netzkonto-Bilanzierungsobjektes .....	16
4.4.7	Transparenzpflichten durch den Marktgebietsverantwortlichen .....	17
4.5	L-/H-Gas-Marktraumumstellung .....	17
4.6	Interne Bestellung und Langfristprognose.....	17
4.7	Messung.....	18
5	Abwicklung von Standardlastprofilen Gas (SLP Gas) - Veröffentlichungspflichten .....	18
6	Krisenvorsorge Gas .....	19

# **Wesentliche Änderungen durch die Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (KoV IX)**

## **1 Einleitung**

Die Verbände BDEW, VKU und GEODE entwickeln seit 2006 gemeinsam die Kooperationsvereinbarung der Netzbetreiber zum Netzzugang Gas, in der die Einzelheiten ihrer Zusammenarbeit für einen transparenten, diskriminierungsfreien, effizienten und massengeschäftstauglichen Netzzugang geregelt sind. Sie erfüllen damit die gesetzlichen Verpflichtungen des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 20 Abs. 1 b EnWG) und der Gasnetzzugangsverordnung (§ 8 Abs. 6 GasNZV).

Auf Grundlage der regulatorischen Vorgaben der Bundesnetzagentur (BNetzA), europäischer Network Codes sowie Anforderungen der Marktteilnehmer muss die Kooperationsvereinbarung Gas auch in diesem Jahr überarbeitet werden. Wesentliche Themen sind weiterhin die Umsetzung der Festlegung zur Gasbilanzierung („GaBi Gas 2.0“) im Wesentlichen in Bezug auf die tägliche Netzkontoabrechnung und untertägiger Datenmeldungen. Darüber hinaus wurden Vorschläge bezüglich der weiteren Ausgestaltung von Regelungen zur Einbringung gebündelter Kapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten, zur Umsetzung der Vorgaben der BEATE-Festlegung zur Bepreisung von Ein- und Ausspeisekapazitäten sowie zur Implementierung einer Öffnungsklausel für die Zuteilung neuer Kapazität im Falle einer Änderung des europäischen Network Code Capacity Allocation Mechanism (NC CAM) - Incremental Capacity eingebracht.

Die Anlage 3 der KoV (Lieferantenrahmenvertrag Gas) wurde weitgehend mit dem von der BNetzA festgelegten Lieferantenrahmen- bzw. Netznutzungsvertrag Strom harmonisiert. Hierzu wurden entsprechende Anpassungen der Anlage 3 vorgenommen. Auch der Bilanzkreisvertrag Gas (Anlage 4) wurde vollständig restrukturiert und lesbarer und verständlicher gestaltet. Darüber hinaus wurden die allgemeinen Klauseln der Standardverträge überprüft und teilweise angepasst. Aktualisierungen erfuhren zudem die Leitfäden SLP Gas, Bilanzkreismanagement Gas, Krisenvorsorge, Sicherheitsleistungen – und Vorauszahlungen Gas sowie der Leitfaden Marktraumumstellung.

## **2 Wirksamwerden der KoV IX zum 1. Oktober 2016**

Die Wirksamkeit von Änderungen der Kooperationsvereinbarung richtet sich jeweils nach den Vorschriften der geltenden Kooperationsvereinbarung. Diese sieht vor, dass die Verbände BDEW, VKU und GEODE die Notwendigkeit von Änderungen prüfen und über diese Änderungen entscheiden. Die Änderungsfassung ist nach § 61 der derzeit geltenden KoV VIII den Vertragspartnern regelmäßig drei Monate vor dem beabsichtigten Inkrafttreten der Änderung zuzuleiten. Wenn ein Vertragspartner nicht spätestens einen Monat nach Zugang der Information über die Änderungen der Kooperationsvereinbarung gekündigt hat, gilt dies als Zustimmung zur Änderung.

Netzbetreiber müssen somit der Kooperationsvereinbarung nicht erneut beitreten oder neu unterschreiben, damit die Änderungen auch gegenüber ihnen wirksam werden.

### **3 Anpassung der Verträge gegenüber Transportkunden und Bilanzkreisverantwortlichen**

Die Vertragspartner der Kooperationsvereinbarung sind verpflichtet, die Standardverträge in der aktuell geltenden Fassung Dritten gegenüber zu verwenden. Dies erfordert auch eine inhaltliche Anpassung bestehender Verträge an die geänderten Bestimmungen der Anlagen 1 bis 4.

Um eine diskriminierungsfreie und unverzügliche Anwendung der neuen Regelungen im Markt sicherzustellen, wird empfohlen, dass die Netzbetreiber/Marktgebietsverantwortlichen von bestehenden, vertraglich vereinbarten Anpassungsrechten Gebrauch machen.

#### **3.1 Änderungen am Lieferantenrahmenvertrag**

Hinsichtlich des Lieferantenrahmenvertrages wurde eine weitgehende Prüfung vorgenommen, inwieweit der Lieferantenrahmenvertrag Gas mit dem per Festlegung der BNetzA vorgegebenen Lieferantenrahmen- bzw. Netznutzungsvertrag Strom in Übereinstimmung gebracht werden kann. Dabei wurde zunächst die Struktur des Lieferantenrahmen- bzw. Netznutzungsvertrages Strom als Grundlage für den Lieferantenrahmenvertrag Gas übernommen. Entsprechend dem Lieferantenrahmen- bzw. Netznutzungsvertrag Strom ist die EDI-Vereinbarung nun auch Anlage des Lieferantenrahmenvertrags Gas und damit dessen Bestandteil. Mit Abschluss bzw. Anpassung des Lieferantenrahmenvertrags Gas wird diese demnach mit vereinbart. Netzbetreiber die eine EDI-Vereinbarung bislang gesondert oder gar nicht mit ihren Vertragspartnern abgeschlossen haben, sollten bei der Vertragsanpassung auf diesen Umstand gegebenenfalls hinweisen. Weiterhin entsprechen die Sicherungsmöglichkeiten für Forderungen der Netzbetreiber durch den Lieferantenrahmenvertrag der KoV IX den Regelungen aus dem Strombereich. Dies bedeutet, dass der Verteilernetzbetreiber in begründeten Fällen vom Transportkunden nur eine Vorauszahlung verlangen kann. Die bisher bestehende Möglichkeit, in begründeten Fällen eine Sicherheitsleistung vom Transportkunden zu verlangen, besteht nicht mehr. Entsprechend wurde auch der Leitfaden Sicherheitsleistungen und Vorauszahlung im deutschen Gasmarkt aktualisiert. Ebenfalls vereinheitlicht wurde das Kontaktdatenblatt, das im XLS-Format auszutauschen ist.

Abweichend vom Lieferantenrahmen- bzw. Netznutzungsvertrag Strom ist der Lieferantenrahmenvertrag Gas weiterhin ausschließlich für die Netznutzung durch Lieferanten anwendbar. Die Netznutzung durch Letztverbraucher ist hierin nicht geregelt. Außerdem besteht für den Verteilernetzbetreiber nach wie vor die Möglichkeit, die in der Ablage 3 der KoV standardisierten Geschäftsbedingungen zu bestimmten Themen netzbetreiberindividuell zu ergänzen (Ergänzende Geschäftsbedingungen). Die möglichen Inhalte ergänzender Geschäftsbedingungen wurden dabei im für den Verteilernetzbetreiber verbindlichen KoV-Hauptteil jedoch schärfer umrissen und begrenzt.

Die Regelungen zur Unterbrechung der Netznutzung entsprechen strukturell im Wesentlichen den Regelungen des Lieferantenrahmen- bzw. Netznutzungsvertrages Strom. Die Aufteilung in vorhersehbare, unvorhersehbare und sonstige Unterbrechungen wird damit durch die Regelung aus dem Strombereich abgelöst, die aber inhaltlich gleiche bzw. ähnliche Vorgaben enthalten. Zur Wiederherstellung der Netznutzung enthält § 11 Ziffer 8 eine für alle Unterbrechungen geltende Regelung, wobei der Netzbetreiber weiterhin die Entsperrung des Netzanschlusses nicht selbst vornehmen muss und dies über einen Dritten abgewickelt werden kann.

Ebenfalls strukturell vereinheitlicht wurden die Bestimmungen zur Abrechnung. Diese erfolgt nach dem Jahresleistungspreissystem. Der Netzbetreiber kann bzw. sollte die in den standardisierten Geschäftsbedingungen enthaltenen Abrechnungsregelungen im Rahmen seiner ergänzenden Geschäftsbedingungen konkretisieren, z.B. den Abrechnungszeitraum für RLM-Ausspeisepunkte, die Abrechnung von RLM-Ausspeisepunkten bei unterjährigem Lieferantenwechsel sowie weitere Einzelheiten zur Abrechnung der Entgelte regeln.

Bei den Regelungen zur Abrechnung von SLP-Mehr-/Minderungen wird - wie im BNetzA-Netznutzungs-/Lieferantenrahmenvertrag Strom - auf den Leitfadern „Prozesse zur Ermittlung und Abrechnung von Mehr-/Minderungen Strom und Gas“ verwiesen, wobei die wesentlichen Regelungen nach wie vor unmittelbar im Vertragstext enthalten sind. Der Transportkunde kann vom Netzbetreiber bei Abweichungen der ausspeisepunktscharfen Allokationsliste zum Bilanzkreisergebnis aus den Allokationsprozessen einen Nachweis fordern, dass dies ausschließlich aus Rundungsdifferenzen resultiert. Diese Berechtigung des Transportkunden besteht aber erst bei Abweichungen ab 744 kWh pro Bilanzkreis und Monat.

Darüber hinaus enthält der Lieferantenrahmenvertrag Gas eine Regelung zu Informationsprozessen im Rahmen der Kontrahierung und des Abrufs des Demand-Side-Management (DSM)-Regelenergieproduktes (s. u. 4.2.1).

Zur Unterstützung der Verteilernetzbetreiber haben die Verbände BDEW, VKU und GEODE ein Muster für ein Anschreiben an die Transportkunden zur Anpassung des nach Kooperationsvereinbarung VIII mit Transportkunden bestehenden Lieferantenrahmenvertrages an die geänderten Standardbedingungen der Anlage 3 zur Umsetzung der Kooperationsvereinbarung IX erarbeitet, das allen Gasnetzbetreibern als Anlage zu dieser Energie-Info zur Verfügung gestellt wird. Aufgrund der umfangreichen strukturellen Änderungen im Lieferantenrahmenvertrag Gas sei darauf hingewiesen, dass der Netzbetreiber alternativ zu der Änderung unter Verwendung des beigefügten Musteranschreibens die Ablösung des Lieferantenrahmenvertrages nach KoV VIII durch den Lieferantenrahmenvertrag nach KoV IX vornehmen kann. Nähere Erläuterungen und Hinweise können dem Muster entnommen werden.

### **3.2 Änderungen im Bilanzkreisvertrag**

Der Bilanzkreisvertrag wurde vollständig umstrukturiert und hinsichtlich der Verbesserung von Lesbarkeit und Verständlichkeit angepasst. Inhaltliche Änderungen haben sich vor allem im Bezug auf die Umsetzung der noch zu verankernden Regelungen aus der Festlegung GaBi Gas 2.0 ergeben. Vgl. dazu auch entsprechend die Ausführungen zu 4.1.2.

Hinsichtlich des in § 13 Bilanzkreisvertrag geregelten Allokationsclearing hat sich für das SLP-Clearing folgende Änderung ergeben: Für eine erstmalige SLP-Deklaration für einen Bilanzkreis bzw. ein Sub-Bilanzkonto oder eine SLP-Ersatzwertallokation vom Marktgebietsverantwortlichen kann ohne Prüfung auf Grenzwerte immer ein Clearing erfolgen. Dies gilt auch, wenn der Marktgebietsverantwortliche aufgrund von Verarbeitungsproblemen, die in seinem Verantwortungsbereich liegen, die SLP-Allokationsdaten nicht verarbeiten konnte. Erfolgt untermonatlich durch den Netzbetreiber eine fehlerhafte Nullallokation, so kann ohne Prüfung der in Satz 1 genannten Grenzen immer ein Clearing erfolgen (vgl. § 13 Ziffer 1 g)).

In § 26 (Regelungen zu börslichen Produkten mit physischer Erfüllungsrestriktion) Ziffer 4 wurde die Regelung aufgenommen, dass der physische Effekt bei börslichen Lieferungen in Höhe der gehandelten Gasmenge für genau die gehandelte Lieferstunde bewirkt werden muss. Der Nachweis hierfür kann auf Basis entsprechender Allokationswerte geführt werden.

Im Hinblick auf die Konvertierung haben sich in §§ 28 und 32 substantielle Änderungen ergeben. § 28 Ziffer 1 cc) legt fest, dass das Konvertierungsentgelt grundsätzlich mindestens sechs Wochen vor Beginn des jeweiligen Geltungszeitraums von den Marktgebietsverantwortlichen auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen ist. Abweichend hiervon gelten, sofern innerhalb eines Geltungszeitraums eine Anpassung des Konvertierungsentgeltes erfolgt, diesbezüglich die Regelungen gemäß § 32 Ziffer 3.

§ 32 Ziffer 3 regelt entsprechend, dass

*„im Falle einer Änderung des Konvertierungsentgelts mit Zustimmung der Bundesnetzagentur gemäß § 12 Ziffer 2 die Veröffentlichung nebst Information des Bilanzkreisverantwortlichen per E-Mail mit einer Frist von grundsätzlich mindestens 2 Wochen vor Inkrafttreten des geänderten Konvertierungsentgeltes erfolgt.*

*In eilbedürftigen Fällen einer Änderung des Konvertierungsentgelts mit Zustimmung der Bundesnetzagentur gemäß § 24 Ziffer 2 beträgt die Frist für die Veröffentlichung nebst Information des Bilanzkreisverantwortlichen per E-Mail mindestens 2 Tage vor Inkrafttreten des geänderten Konvertierungsentgeltes. Ein eilbedürftiger Fall liegt insbesondere dann vor, wenn innerhalb des jeweiligen Geltungszeitraums an mindestens vier aufeinanderfolgenden Gastagen L-Gas als externe Regelenergie vom Marktgebietsverantwortlichen in einem Umfang beschafft und eingesetzt werden musste, der an jedem dieser Gastage mindestens 50 % der an dem jeweiligen Gastag insgesamt aus dem Marktgebiet physisch ausgespeisten L-Gasmenge entsprach.“*

### **3.3 Anpassung des Ein- und Ausspeisevertrages (entry-exit-System) zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Transportkunden**

Die Anlage 1 KoV IX wurde hinsichtlich der Anforderungen des NC CAM überarbeitet. Diese Änderungen wurden im Wesentlichen im § 12 Anlage 1 vorgenommen und betreffen die Abwicklung gebündelter Nominierungen an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten. Hierbei wird geregelt, wie der Informationsfluss im Falle einer gebündelten Nominierung zwischen aktivem und passivem Bilanzkreisverantwortlichen sowie dem aktiven und passiven Fernlei-

tungsnetzbetreiber zu erfolgen hat. Dabei erfolgt die gebündelte Nominierung durch den aktiven Bilanzkreisverantwortlichen- auch im Auftrag des passiven Bilanzkreisverantwortlichen - gegenüber dem aktiven Fernleitungsnetzbetreiber. Die Nominierungsbestätigung wird vom aktiven Fernleitungsnetzbetreiber an den aktiven Bilanzkreisverantwortlichen gesendet. Für die passiven Rollen gilt dies entsprechend. Die Abwicklung erfolgt gemäß der Nomination and Matching Procedures in Gas Transmission Systems (NOM BRS) in der jeweils gültigen Fassung.

Hinsichtlich des Beschlusses BK9-14-608 der Bundesnetzagentur zu Vorgaben zur Umrechnung von Jahresleistungspreisen in Leistungspreise für unterjährige Kapazitätsrechte sowie Vorgaben zur sachgerechten Ermittlung der Netzentgelte nach § 15 Abs. 2 bis 7 GasNEV vom 24.03.2015, „BEATE“ wurden Regelungen in § 7 Anlage 1 aufgenommen, die eine Zuordnung von rabattierten sowie unrabattierten Speicherkapazitäten in Bilanzkreise-/Subbilanzkonten regeln. Dabei hat der Transportkunde die Wahl, ob unrabattierte Kapazität in gebuchter Höhe in ein/en besonders gekennzeichneten Bilanzkreis bzw. Subbilanzkonto eingebracht wird. Weitere Regelungen zum Rabatt von Kapazität an Speichern finden sich in § 25 wieder.

*Der Rabatt für rabattierte Kapazität an Ein- und Ausspeisepunkten zu Gasspeichern, die den Speicherkunden einen Zugang zu einem anderen Marktgebiet oder zum Markt eines Nachbarstaates ermöglichen, wird gemäß der Ziffer 2 lit. d) des Tenors von BEATE dem Transportkunden nur dann gewährt, wenn der Speicherbetreiber gegenüber dem Fernleitungsnetzbetreiber die Einhaltung der unter IX.8. (Vorgabe 2) der Begründung zu BEATE angegebenen Bedingungen nachweist. Erbringt der Speicherbetreiber den Nachweis gemäß Satz 1 nicht mehr, gilt für die rabattierte Kapazität ab dem Zeitpunkt der Feststellung des fehlenden Nachweises das von dem Fernleitungsnetzbetreiber für den jeweiligen Ein- oder Ausspeisepunkt ausgewiesene unrabattierte Entgelt. Über den Wegfall des Rabatts wird der Fernleitungsnetzbetreiber den Transportkunden unverzüglich in Textform informieren. Der Transportkunde ist in diesem Fall gemäß Ziffer 4 Satz 1 bis 3 zur Kündigung des jeweiligen Vertrages berechtigt.*

### **3.4 Anpassung des Ein- und Ausspeisevertrages zwischen Verteilernetzbetreiber mit entry-exit System und Transportkunden**

Der Ein- und Ausspeisevertrag zwischen Verteilernetzbetreibern mit entry-exit-System und Transportkunden (Anlage 2) wurde u.a. hinsichtlich rabattierter und unrabattierter Kapazitäten zu Speichern unter den §§ 6 und 19 (s.o. 3.3) geändert. Zudem wurden weitere Regelungen zum neuen DSM-Regelenergieprodukt in den §§ 13 und 16 aufgenommen. (s.u. 4.2.1)

## **4 Überblick über wesentliche Änderungen im Hauptteil der Kooperationsvereinbarung IX**

Im Folgenden werden Änderungen im Hauptteil der Kooperationsvereinbarung dargestellt, die von besonderer Relevanz für die Vertragspartner sind.

#### 4.1 Anpassungen zu Reservierungsquoten und neuer technischer Kapazitäten

Gemäß NC CAM und KARLA 1.1 (Az. BK7-15-001) wurden in § 36 Hauptteil KoV IX Regelungen zu Reservierungsquoten aufgenommen.

*[...] für bestehende feste Ein- oder Ausspeisekapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten gelten die folgenden Regeln:*

- a) *Mindestens 20 % der technischen Jahreskapazität am Kopplungspunkt werden zurückgehalten und wie folgt angeboten:*
  - *mindestens 10 % der technischen Kapazität am Kopplungspunkt wird frühestens in der jährlichen Auktion für Jahreskapazität angeboten, die während des fünften Gasjahres vor dem Beginn des maßgeblichen Gasjahres stattfindet, und*
  - *mindestens weitere 10 % der technischen Kapazität am Kopplungspunkt wird zuerst frühestens in der jährlichen Auktion für Quartalskapazität angeboten, die während des Gasjahres vor dem Beginn des maßgeblichen Gasjahres stattfindet.*
  
- b) *Liegt die verfügbare Kapazität unter 20% der technischen Jahreskapazität, wird die verfügbare Kapazität zur Gänze zurückgehalten und wie folgt vergeben:*
  - *verfügbare Anteile bis zu einschließlich 10% der technischen Jahreskapazität werden frühestens in der jährlichen Auktion für Quartalskapazität angeboten,*
  - *über den Anteil von 10% der technischen Jahreskapazität hinausgehende Anteile werden frühestens in der jährlichen Auktion für Jahreskapazität angeboten, die während des fünften Gasjahres vor dem Beginn des maßgeblichen Gasjahres stattfindet.*

Weitere notwendige Regelungen für die Zuteilung neuer technischer Kapazität (Incremental Capacity) werden über die ergänzenden Geschäftsbedingungen der Netzbetreiber geregelt. (§ 2 Hauptteil)

*Zuteilung neu hinzukommender technischer Kapazitäten an Marktgebiets- und Grenzübergangspunkten gemäß Art. 2 Abs. 3 der Verordnung (EU) No. 984/2013 der Kommission vom 14. Oktober 2013 in der zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Kooperationsvereinbarung gültigen Fassung. Unbeschadet der auf dieser Basis erstellten Ergänzenden Geschäftsbedingungen und geschlossenen Transportverträge für neue technische Kapazitäten entfällt der vorstehende Satz mit der Umsetzung der neuen europäischen Regelungen bezüglich der neuen technischen Kapazitäten in der Kooperationsvereinbarung.*

#### 4.2 Anpassungen gemäß GaBi Gas 2.0 / Bilanzkreismanagement

Die BNetzA hat mit Beschluss vom 19. Dezember 2014 das Festlegungsverfahren GaBi Gas 2.0 (Az. BK7-14-020) abgeschlossen. Die Festlegung der BNetzA regelt das Ausgleichs- und Bilanzierungssystem Gas neu und verpflichtet die Marktgebietsverantwortlichen, Fernlei-



tungs- und Verteilernetzbetreiber zur Umsetzung neuer Regelungen zu Ausgleichsenergiepreisen, Regelenergieumlage, Datenmeldepflichten, täglicher Netzkontenabrechnung und untertägiger Strukturierung. Die Regelungen waren stufenweise zum 1. Oktober 2015 und im Folgenden zum 1. Oktober 2016 umzusetzen.

#### **4.2.1 Demand-Side-Management (DSM) Regelenergieprodukt**

Mit der Mitteilung Nr. 1 vom 25.01.2016 zur Umsetzung des Beschlusses GaBi Gas 2.0 vom 19.12.2014 hat die BNetzA die Marktgebietsverantwortlichen aufgefordert, im Rahmen des vom Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) veröffentlichten Eckpunktepapiers zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit vom 16.12.2015 unter anderem ein DSM-Regelenergieprodukt in der Merit Order Rang 4 (Flexibilitätsdienstleistungen) bereits vor Q4/2016 zu entwickeln, damit dieses bis zum 1.10.2016 wirksam werden kann. Hierzu wurde unter § 4 (Hauptteil KoV IX) eine entsprechende Begriffsbestimmung aufgenommen. Ferner wurden entsprechende Regelungen im Hauptteil sowie in den Anlagen 2, 3 und 4 (Ein- und Ausspeisevertrag der Verteilernetzbetreiber mit entry-/exit-Modell, Lieferantenrahmenvertrag, Bilanzkreisvertrag) vorgenommen, die den Informationsfluss der Beteiligten regeln.

Die im Hauptteil unter § 21 (Systemverantwortung) formulierte neue Ziffer 6 regelt die Berücksichtigung des DSM Regelenergieproduktes in dem durch den nachgelagerten Netzbetreiber in der Kaskade zu meldenden aktualisierten Abschaltpotential, sofern das Produkt durch den Marktgebietsverantwortlichen kontrahiert worden ist.

In den Anlagen 2 und 3 wurden zudem Regelungen hinsichtlich der Meldepflichten des Transportkunden gegenüber dem Netzbetreiber aufgenommen. Der genaue Wortlaut findet sich wie folgt unter § 13 Ziffer 3 Anlage 2 sowie § 16 Ziffer 5 Anlage 3 wieder.

*Sofern der Bilanzkreisverantwortliche des Transportkunden eine Vereinbarung über ein DSM-Regelenergieprodukt mit dem Marktgebietsverantwortlichen abschließt, das mindestens einen der Ausspeisepunkte des Transportkunden im Netz des Netzbetreibers betrifft, hat der Transportkunde den Netzbetreiber hierüber unter Angabe der betroffenen Ausspeisepunkte nach § 41 Abs. 3 Nr. 1 GasNZV einschließlich Dauer und den Umfang für den jeweiligen Ausspeisepunkt unverzüglich in Textform zu informieren. Im Falle der Inanspruchnahme dieses DSM-Regelenergieproduktes ist der Transportkunde verpflichtet, den Netzbetreiber für den jeweiligen Ausspeisepunkt über die konkrete Dauer und den konkreten Umfang des Abrufs unverzüglich in Textform zu informieren. Der Transportkunde versichert, dass die an den Netzbetreiber übermittelten Informationen aufgrund einer mit dem jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen abgeschlossenen Vereinbarung erfolgen und der Richtigkeit entsprechen. Der Transportkunde stellt den Netzbetreiber von Ansprüchen Dritter frei, die aufgrund einer unrichtigen oder verspäteten Informationsübermittlung gegenüber dem Netzbetreiber entstehen. Nach Ablauf der Abrufdauer erfolgt die Rücknahme der Reduktion des Lastflusses. Maßnahmen des Netzbetreibers nach § 16 EnWG bleiben hiervon unberührt.*

Ein entsprechender Ansprechpartner für DSM soll im Kontaktdatenblatt des Netzbetreibers genannt werden.

#### 4.2.2 Untertägige Verpflichtungen

Ein neues untertägiges Anreizsystem mit einem Flexibilitätskostenbeitrag sowie die für Netzbetreiber verpflichtenden zweiten untertägigen RLM-Datenmeldungen werden gemäß GaBi Gas 2.0 zum 1. Oktober 2016 eingeführt.

Zum einen wurde der bisherige Strukturierungsbeitrag durch den nun anzuwendenden Flexibilitätskostenbeitrag ersetzt (vgl. § 6 Ziffer 1 Anlage 4). Nach § 6 Ziffer 4 Anlage 4 erhebt der Marktgebietsverantwortliche nur an solchen Gastagen einen Flexibilitätskostenbeitrag, an denen im Marktgebiet ein gegenläufiger Regelenergieeinsatz (Ein- und Verkauf von Regelenergie) über den MOL Rang 1 vorgelegen hat und dem Marktgebietsverantwortlichen hierdurch Kosten entstanden sind. An Gastagen, an denen diese beiden Kriterien nicht erfüllt sind, wird kein Flexibilitätskostenbeitrag erhoben.

Neu geregelt wurde auch, dass bezogen auf die RLM-Ausspeisepunkte für eine nach der Saldierung verbleibende Über- oder Unterspeisung (Stundenabweichung) eine Toleranz von +/- 7,5% der je Bilanzkreis aggregierten ausgespeisten Tagesmenge auf jede Stunde innerhalb des gesamten Gastages gleichverteilt wird („Toleranzband“) (vgl. vgl. § 6 Ziffer 2 Anlage 4).

Zukünftig legt der Marktgebietsverantwortliche für die Berechnung des Differenzmengenpreises die jeweils am Tag D+1 veröffentlichten Gasdurchschnittspreise zu Grunde. Änderungen an diesen Daten werden bis M+10 WT beim Marktgebietsverantwortlichen berücksichtigt. Ab M+10 WT werden die veröffentlichten Preise nicht mehr angepasst (vgl. § 15 Ziffer 4 Anlage 4).

In § 16 Ziffer 11 wird darüber hinaus geregelt, dass die Umlageperiode für die Bilanzierungsumlagen in beiden Marktgebieten sich ab dem 01.10.2016 jeweils auf den Zeitraum eines Gaswirtschaftsjahres erstreckt.

§ 12 wurde hinsichtlich der erweiterten untertägigen Meldepflichten angepasst. Dazu überarbeitet wurden die bisherigen Ziffern 5 und 6 sowie neu aufgenommen wurde Ziffer 7. Konkret wurde definiert, dass der Bilanzkreisverantwortliche zweimal täglich die aggregierten Stundenmengen von RLM-Ausspeisepunkten durch den Marktgebietsverantwortlichen erhält:

- 1) erstmals für die Zeit zwischen 6:00 Uhr und 12:00 Uhr; diese werden um 16:00 Uhr vom Marktgebietsverantwortlichen an den Bilanzkreisverantwortlichen übermittelt, sowie
- 2) ein zweites Mal für die Zeit zwischen 6:00 Uhr und 15:00 Uhr; diese werden spätestens bis 19:00 Uhr vom Marktgebietsverantwortlichen an den Bilanzkreisverantwortlichen übermittelt.

Aufgrund der Änderungen der Fallgruppen und des untertägigen Anreizsystems ist § 44 Hauptteil KoV IX (ehemals: Informationsfluss bei Ausübung des Wahlrechtes gemäß § 24 Ziffer 2 Anlage 4 neu: Fallgruppenwechsel von RLM-Ausspeisepunkten) vollständig überarbeitet worden. Gemäß der neuen Regelung werden initial alle RLM-Ausspeisepunkte mit dem Zeitreihentyp RLMmT durch den Netzbetreiber zugeordnet. Der Transportkunde kann gegenüber dem Netzbetreiber erklären, dass dies für einen oder mehrere konkrete Aus-

speisepunkt/e nicht erfolgen und die Zuordnung zu dem Zeitreihentyp RLMoT erfolgen soll. Die Zuordnung erfolgt entweder durch die Stammdatenänderung oder durch die Anmeldung der Netznutzung beim Netzbetreiber. Der Zeitreihentyp RLMNEV ist indes vollständig weggefallen.

#### **4.2.3 Deklaration, Allokation und Allokationsclearing**

Anpassungen sind zudem in § 45 (Deklarationsmeldung und Deklarationsclearing), § 46 (Versand von Allokationsdaten) und § 47 (Allokationsclearing) (Hauptteil KoV IX) erfolgt.

Der Netzbetreiber versendet eine Deklarationsliste weiterhin bis spätestens zum 17. Werktag für den Folgemonat. Anpassungen der deklarationspflichtigen Zeitreihentypen je Bilanzkreis/Sub-Bilanzkonto wurden aufgrund des Wegfalls von RLMNEV vorgenommen. Ergänzungen wurden hinsichtlich des Deklarationsclearings und der damit verbundenen untermonatlichen Meldung vorgenommen. Dabei ist die Anpassung der Deklarationsliste in den Fällen Lieferbeginn-/ende für RLM-Ausspeisepunkte sowie im Deklarationsclearing unverzüglich vorzunehmen. Der Netzbetreiber versendet die untermonatlich korrigierten Deklarationslisten für SLP-Zeitreihentypen am Tag D-2 bis 21:00 Uhr und für RLM-Zeitreihentypen am Tag D-1 bis 21:00 Uhr unter Angabe des Deklarationszeitraums Tag D bis zum Ablauf des Monats M an den Marktgebietsverantwortlichen.

§ 46 Ziffer 2 wurde hinsichtlich der erweiterten untertägigen Meldepflichten angepasst. Konkret wurde definiert, dass der Ausspeisenezbetreiber für die untertägige Informationsbereitstellung zweimal täglich die aggregierten Stundenmengen von RLM- Ausspeisepunkten für die folgenden Zeiträume übermittelt:

- 1) für die Zeit zwischen 6:00 Uhr und 12:00 Uhr; diese werden spätestens bis 15:00 Uhr an den Marktgebietsverantwortlichen übermittelt, sowie
- 2) ein zweites Mal für die Zeit zwischen 6:00 Uhr und 15:00 Uhr; diese werden spätestens bis 18:00 Uhr an den Marktgebietsverantwortlichen übermittelt.

Die zweite untertägige Informationsbereitstellung enthält, gegebenenfalls in aktualisierter Form, auch den Erfassungszeitraum der ersten untertägigen Informationsbereitstellung.

Schließlich wurden in § 46 Ziffer 6 Regelungen zu den Netzkoppelpunkt-Zeitreihen aufgenommen:

*Beide Netzbetreiber sind berechtigt, die täglichen Netzkopplungspunkt-Zeitreihen an den Marktgebietsverantwortlichen zu übersenden und sind verpflichtet, diese dem jeweils angrenzenden Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Der Marktgebietsverantwortliche übernimmt die übersandte aggregierte Netzkopplungs-Zeitreihen separat in das betroffene Netzkonto. Liegen aggregierte Netzkopplungspunkt-Zeitreihen von beiden angrenzenden Netzbetreibern vor, gelten die von dem gemäß § 30 Ziffer 1 für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortlichen Netzbetreiber allokierten Daten als Grundlage für den Netzkontostand.*

Auch die Prozesse in Bezug auf die endgültigen Netzkopplungspunkt-Meldungen wurden in § 46 Ziffern 8, 9 und 10 konkretisiert:

Ziffer 8:

Der gemäß § 30 Ziffer 1 für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortliche Netzbetreiber teilt dem Marktgebietsverantwortlichen und dem vor- bzw. nachgelagerten Netzbetreiber die abgestimmten Daten nach Ziffer 7 bis spätestens zum M+21. Werktag aggregiert für alle Netzkopplungspunkte je Netzkonto mit. Innerhalb dieses Zeitraumes sind beide Netzbetreiber berechtigt, die korrigierten aggregierten Netzkopplungspunkt-Zeitreihen an den Marktgebietsverantwortlichen zu übersenden und verpflichtet, diese dem jeweils angrenzenden Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Der Marktgebietsverantwortliche übernimmt die übersandte aggregierte Netzkopplungs-Zeitreihen separat in das betroffene Netzkonto. Liegen korrigierte aggregierte Netzkopplungspunkt-Zeitreihen von beiden angrenzenden Netzbetreibern vor, gelten die von dem gemäß § 30 Ziffer 1 für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortlichen Netzbetreiber allokierten Daten als Grundlage für den Netzkontostand. Der Marktgebietsverantwortliche nutzt diese Meldung gleichzeitig als Ein- bzw. Ausspeisemeldung aus dem Netzkonto des anderen Netzbetreibers.

Sofern eine Aufteilung der Mengen von Netzkopplungspunkten auf Marktgebiete vorgenommen werden muss, verlängert sich der Zeitraum für Abstimmung und die Meldung um 5 Werktage.

Ziffer 9:

Der Marktgebietsverantwortliche informiert bis zum M + 28. Werktag beide Netzbetreiber über fehlende Datenlieferungen gemäß Ziffer 8 des gemäß § 30 Ziffer 1 für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortlichen Netzbetreibers. Beide Netzbetreiber sind berechtigt bis vor M + 2 Monate minus 8 Werktage, eine Ausspeisemeldung für ihr jeweiliges Netzkonto an ihrem Netzkopplungspunkt zu tätigen. Sofern der vorgelagerte Netzbetreiber nicht der gemäß § 30 Ziffer 1 für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortliche Netzbetreiber ist, ist der nachgelagerte Netzbetreiber verpflichtet, diese Daten einschließlich ggf. zusätzlicher Informationen zur marktgebietsscharfen Allokation dem vorgelagerten Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Der Marktgebietsverantwortliche nutzt diese Meldung gleichzeitig als Einspeisemeldung in das Netzkonto des nachgelagerten Netzbetreibers.

Sofern der gemäß § 30 Ziffer 1 für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortliche Netzbetreiber der vorgelagerte Netzbetreiber ist, ist der nachgelagerte Netzbetreiber berechtigt, bis vor M + 2 Monate minus 8 Werktage, eine Ausspeisemeldung für sein Netzkonto an seinen Netzkopplungspunkten zu dem vorgelagerten Netzbetreiber selbst zu tätigen. In diesem Fall ist der vorgelagerte Netzbetreiber verpflichtet, diese Daten einschließlich ggf. zusätzlicher Informationen zur marktgebietsscharfen Allokation dem nachgelagerten Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Der Marktgebietsverantwortliche nutzt diese Meldung gleichzeitig als Ausspeisemeldung in das Netzkonto des vorgelagerten Netzbetreibers.

Ziffer 10:

Ausspeisepunkte für den Eigenverbrauch der Netzbetreiber müssen gemäß § 46 allokiert werden.

Hinsichtlich des Allokationsclearings gemäß § 47 wurden Erläuterungen bezüglich der Aufgaben der einzelnen Rollen vorgenommen. Der Regelungsvorschlag bezüglich des Clearings für Netzkopplungspunkt- und Flüssiggas-Zeitreihen besagt:

Ziffer 9:

*Der Clearingzeitraum für Netzkopplungspunkt- und Flüssiggas-Zeitreihen beginnt  $M + 2$  Monate minus 8 Werktage und endet  $M + 2$  Monate + 10 Werktage. Zur Durchführung dieser Clearingfälle ist keine Clearingnummer erforderlich. Die Netzbetreiber stimmen sich für ein Clearing von Netzkopplungspunkt-Zeitreihen untereinander über die finalen aggregierten Daten ab. Innerhalb des Clearingzeitraums sind beide Netzbetreiber berechtigt, die korrigierten aggregierten Netzkopplungspunkt-Zeitreihen an den Marktgebietsverantwortlichen zu übersenden und verpflichtet, diese dem jeweils angrenzenden Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Der Marktgebietsverantwortliche übernimmt innerhalb des Clearingzeitraums übersandte aggregierte Netzkopplungspunkt-Zeitreihen separat in das betroffene Netzkonto. Liegen korrigierte aggregierte Netzkopplungspunkt-Zeitreihen von beiden angrenzenden Netzbetreibern vor, gelten die von dem gemäß § 30 Ziffer 1 für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortlichen Netzbetreiber allokierten Daten als Grundlage für den finalen Netzkontostand. Für ein Clearing von Flüssiggas-Zeitreihen übersendet der Netzbetreiber innerhalb der Frist spätestens bis  $M+2$  Monate + 10 Werktage dem Marktgebietsverantwortlichen die korrigierten Flüssiggas-Allokationsdaten.*

### **4.3 Umsetzung elektronische SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung**

Ab dem 1. Oktober 2016 erfolgt die Abrechnung der Mehr-/Mindermengen zwischen Netzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen in elektronischer Form mit dem EDIFACT-Nachrichtentyp INVOIC. Dies gilt auch für Abrechnungen mit dem Wert Null. Die Regelung dazu findet sich in § 49 (SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung) (Hauptteil KoV IX) wieder.

Altregelungen die bis zum 31. März 2016 gültig waren, wurden aus dem Vertragstext gestrichen.

### **4.4 Netzkontensystematik und Anreizsystem**

Die Netzbetreiber haben unter Mitwirkung der Marktgebietsverantwortlichen gemäß „GaBi Gas 2.0“ den Vorschlag für einen Anreizmechanismus für die Bereitstellung einer genaueren Prognose bei SLP-Ausspeisepunkten entwickelt und der BNetzA übermittelt. Dieser sieht Ausschüttungen der Marktgebietsverantwortlichen an die Verteilnetzbetreiber und Zahlungen der Verteilnetzbetreiber an die Marktgebietsverantwortlichen bei gegenüber den prognostizierten und allokierten Mengen eines Tages auftretenden höheren oder niedrigeren Ausspeisungen vor. Der Vorschlag berücksichtigt die Vorgabe des Wechsels von der monatlichen zur täglichen Netzkontenabrechnung sowie zur Abrechnung von (täglich) Netzkontosalden bei Erreichung eines gewissen Schwellwertes sowie möglicher weiterer Kriterien. Der von den Verbänden BDEW/VKU/GEODE erarbeitete Vorschlag wurde in § 50 (Netzkontensystematik und Anreizsystem) (Hauptteil KoV IX) des ehemaligen Paragraphen Netzkonto formuliert.

#### **4.4.1 Ermittlung und Abrechnung Netzkontenabweichung**

Die Abrechnung der täglichen Netzkontoabweichung erfolgt auf Basis des prozentualen Verhältnisses des täglichen Netzkontosaldo 1 (Netzkontosaldo 0 gemäß § 50 Ziffer 3 Hauptteil KoV IX unter Berücksichtigung der täglichen RLM Differenzmenge) zur Summe der täglichen Allokationen der SLP-Ausspeisepunkte („tägliche prozentuale Netzkontoabweichung“) des

jeweiligen Netzkontos und unter Berücksichtigung Prüffrist des Netzkontenauszugs durch den Netzbetreiber gem. § 50 Ziffer 5 (Hauptteil KoV IX) und der folgenden Grundsätze:

- a) *tägliche prozentuale Netzkontoabweichung im Bereich 0% bis 35% (Unterallokation) werden vom Marktgebietsverantwortlichen nicht zur Abrechnung herangezogen,*
- b) *überschreitet die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung an mehr als 6 Tagen eines Monats den Schwellenwert von 35% (Unterallokation), werden abweichend von lit a) alle täglichen Netzkontosalden 1 mit täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen größer 35% des Monats (M) vom Marktgebietsverantwortlichen gegenüber dem Netzbetreiber abgerechnet,*
- c) *tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von kleiner 0% bis einschließlich -3% (Überallokation) werden vom Marktgebietsverantwortlichen gegenüber dem Netzbetreiber gezahlt. Bei täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen von kleiner -3% findet keine Auszahlung statt. Der Netzbetreiber kann jeweils für ein Gaswirtschaftsjahr auf die Gutschriften für Überallokationen verzichten, indem er schriftlich gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen den Verzicht bis zum 1.10. eines Jahres erklärt. Hierzu stellen die Marktgebietsverantwortlichen auf Ihrer jeweiligen Internetseite ein einheitliches Standard-Formular zur Verfügung oder eröffnen eine technische Übermittlungsmöglichkeit im Portal. Im letzteren Fall wird der Marktgebietsverantwortliche den Netzbetreiber mindestens zwei Monate im Voraus informieren.*

Die Abrechnung erfolgt durch den Marktgebietsverantwortlichen monatlich zwischen M+2 Monate + 15 Werktagen und M+2 Monate + 25 Werktagen. Alle täglichen Netzkontosalden 1 nach den Grundsätzen b) und c) werden mit dem bundeseinheitlichen Mehr- und Mindermengenpreis des Anwendungsmonats multipliziert.

Die Verrechnung der Bruttobeträge aus dem Rechnungs-/Gutschriftbetrag erfolgt, soweit keine abweichende Vereinbarung zwischen Marktgebietsverantwortlichem und Netzbetreiber getroffen wurde.

#### **4.4.2 Bereitstellung der Netzkontenauszüge**

Konkretisiert wurde der Umgang mit der Bereitstellung des Netzkontenauszugs. Hierbei wird dem Netzbetreiber gemäß § 50 Ziffer 5 (Hauptteil KoV IX) nach Erstellung des Netzkontenauszugs durch den Marktgebietsverantwortlichen an M + 2 Monate minus 5 Werktagen eine Prüffrist von 10 Werktagen eingeräumt, in welcher der Netzbetreiber den Netzkontenauszug auf eventuelle Fehler/Abweichungen prüft. Die Bereitstellung des Netzkontenauszugs erfolgt per Download bei dem Marktgebietsverantwortlichen und kann bis spätestens 1. April 2017 via Einrichtung eines Abos bei diesem bezogen werden. Die Verfügbarkeit der Netzkontenauszüge wird zudem schriftlich durch die Marktgebietsverantwortlichen mitgeteilt. Zusätzlich werden die für eine Prüfung der Plausibilität der Netzkonten nötigen Allokationsdatenberichte durch die Marktgebietsverantwortlichen zur Verfügung gestellt. Dies erfolgt entweder durch das Einstellen auf dem Portal des Marktgebietsverantwortlichen oder im Falle des Bestehens eines Abonnements per Übermittlung in Textform.

#### 4.4.3 Rückabwicklung der Netzkontoabrechnung

Da die Rückabwicklung der Netzkontoabrechnung an die SLP-Mehr-/Minder mengen-abrechnung gekoppelt ist, ergeben sich Unterschiede hinsichtlich des gewählten Ableseverfahrens gemäß folgender Regelungen (§ 50 Ziffer 7 Hauptteil KoV IX).

*a. Rückabwicklung bei stichtagsbezogener Ablesung:*

- *Vom Netzbetreiber zu zahlende Beträge laut Beleg aus der Abrechnung gemäß lit. b) werden bis Ende M+3 Monate bezogen auf den Monat des Stichtages der Ablesung bei erfolgter SLP-Mehr-/Minder mengenabrechnung zwischen Marktgebietsverantwortlichen und Netzbetreiber für den Monat des Stichtages sowie der 11 vorangegangenen Monate vom Marktgebietsverantwortlichen an den Netzbetreiber erstattet;*
- *Vom Marktgebietsverantwortlichen zu zahlende Beträge laut Beleg aus der Abrechnung gemäß lit. c) werden bis Ende M+3 Monate, bezogen auf den Stichtag der Ablesung, vom Netzbetreiber dem Marktgebietsverantwortlichen erstattet, auch wenn die SLP-Mehr-/Minder mengen für den Monat des Stichtages sowie der 11 vorangegangenen Monate nicht (vollständig) vorliegen oder nicht abgerechnet wurden.*

*b. Rückabwicklung bei rollierender Ablesung:*

- *Vom Netzbetreiber zu zahlende Beträge laut Beleg aus der Abrechnung gemäß lit. b) für den Monat M werden bis zum Ende M+8 Monate bei erfolgter SLP-Mehr-/Minder mengenabrechnung zwischen Marktgebietsverantwortlichen und Netzbetreiber für die Monate M bis einschließlich M+5 Monate vom Marktgebietsverantwortlichen an den Netzbetreiber erstattet;*
- *Vom Marktgebietsverantwortlichen zu zahlende Beträge laut Beleg aus der Abrechnung gemäß lit. c) für den Monat M werden bis zum Ende von M+8 Monate vom Netzbetreiber an den Marktgebietsverantwortlichen erstattet, auch wenn die SLP-Mehr-/Minder mengen für die Monate M bis einschließlich M+5 Monate nicht (vollständig) vorliegen oder nicht abgerechnet wurden.*

Eine buchhalterische Verrechnung der Netzkontoabrechnung mit den Beträgen aus der SLP-Mehr-/Minder mengenabrechnung erfolgt nicht zwingend.

#### 4.4.4 Betrachtungsweise bei Marktgebietsüberlappung in nachgelagerten Netzen

Die Formulierungen im § 50 Ziffer 8 (Hauptteil KoV IX) wurden bezüglich der Betrachtungsweise in der Marktgebietsüberlappung und bei nachgelagerten Netzen überarbeitet. Hier handelt es sich um eine aggregierte Betrachtung. Die Konkretisierung bezieht sich auf die Anrechenbarkeit der Beträge auf den jeweiligen Marktgebietsverantwortlichen.

*Netzkonten eines Netzbetreibers mit Marktgebietsüberlappung sowie Netzkonten mit Netzkopplungspunktaufteilungen aus nachgelagerten Netzen werden bzgl. der Netzkontoabrechnung immer aggregiert betrachtet. Hierzu tauschen die Marktgebietsverantwortlichen die notwendigen*

*Daten (Netzkontosaldo 1 gemäß Ziffer 3 sowie Summe SLP-Allokation des jeweiligen Netzkontos) zur Berechnung der täglichen prozentualen Netzkontenabweichung aus. Sollte bei Unterallokation gemäß Ziffer 6 lit. b) auch bei der aggregierten Betrachtung der positive Schwellenwert von 35 % an mehr als 6 Tagen eines Monats überschritten werden, wird von beiden Marktgebietsverantwortlichen der jeweils in ihrem Marktgebiet tägliche Netzkontosaldo 1 der jeweiligen Tage abgerechnet. Kommt die Überschreitung des Schwellenwertes ausschließlich durch eine Unterallokation in einem Marktgebiet zustande, rechnet auch nur dieser Marktgebietsverantwortliche den Tag begrenzt auf den aggregierten täglichen Netzkontosaldo 1 der jeweiligen Tage ab. Für Überallokationen gemäß Ziffer 6 lit. c) bedeutet die aggregierte Betrachtung, dass nur Mengen der Tage, an denen die aggregierte tägliche Netzkontoabweichung im Bereich zwischen 0% und -3% liegt, zu einer Gutschrift führen. Die Überallokation wird dem Netzbetreiber für jeden dieser Tage begrenzt auf die aggregierte Menge gutgeschrieben. Kommt die Gutschrift ausschließlich durch eine Überallokation in einem Marktgebiet zustande, schreibt auch nur dieser Marktgebietsverantwortliche dem Netzbetreiber die aggregierte Tagesmenge gut. Die Höhe der Abrechnung in seinem Marktgebiet ist auf den täglichen aggregierten Saldo der beiden Marktgebiete begrenzt.*

Zusätzlich wurde hier eine Regelung aufgenommen, die es dem Marktgebietsverantwortlichen erlaubt, in begründeten Fällen insbesondere bei erheblichen Differenzen zwischen den täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen in den beiden Marktgebieten, die keine üblichen, systembedingten Netzkontoabweichungen darstellen, eine Erläuterung für die Netzkontoabweichung (Über- und/oder Unterallokation) im jeweiligen Marktgebiet zu verlangen. Ist diese Erläuterung nicht hinreichend begründet, erfolgt eine marktgebietsscharfe Netzkontoabrechnung.

#### **4.4.5 Betrachtungsweise in der Marktraumumstellung**

Aufgrund des potentiellen Auftretens zeitlicher Unterschiede zwischen bilanziellem Umstellungstermin und Zeitpunkt der Änderung der Gasqualität bei der Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas, erfolgt eine aggregierte Betrachtung der Netzkontenabweichungen der H-Gas und L-Gas-Netzkonten. Die Abrechnung erfolgt analog zu der Abrechnung bei Marktgebietsüberlappung.

#### **4.4.6 Bereitstellung eines Netzkonto-Bilanzierungsobjektes**

Es wurde eine Regelung aufgenommen die es dem Netzbetreiber ermöglicht, zur Berücksichtigung von Netzpufferfahrweisen und/oder Operational Balancing Accounts (OBA) bei der Netzkontoallokation, beim Marktgebietsverantwortlichen ein zu seinem Netzkonto zugeordnetes Netzkonto-Bilanzierungsobjekt anlegen zu lassen.

Die Einrichtung eines Netzkonto-Bilanzierungsobjektes kann der Netzbetreiber beim Marktgebietsverantwortlichen bis spätestens einen Monat vor der erstmaligen Allokation beantragen. Hierfür stellt der Marktgebietsverantwortliche ein Antragsformular auf seiner Internetseite oder im Portal bereit.



#### **4.4.7 Transparenzpflichten durch den Marktgebietsverantwortlichen**

Die Veröffentlichungspflichten durch die Marktgebietsverantwortlichen bezüglich der Abweichungen im Netzkonto wurden in Bezug auf die tägliche Netzkontenabrechnung ebenfalls angepasst. Dabei erfolgt künftig die Veröffentlichung rollierend und im Zeitfenster der letzten 12 Monate. Dies erfolgt für Netzbetreiber, die Abweichungen an mindestens 10 Fehlertagen im Monat und von mehr als +/-50% in ihrem Netzkonto aufweisen. Die Betrachtung erfolgt künftig aggregiert über alle Marktgebiete.

#### **4.5 L-/H-Gas-Marktraumumstellung**

Aufgrund der vorangeschrittenen Planungen und der Erfahrungen aus ersten Pilotprojekten wurden Ergänzungen und Klarstellungen am Leitfaden Marktraumumstellung vorgenommen, der die wesentlichen Prozesse zur Umstellung von L-Gas auf H-Gas beschreibt. Der Leitfaden sowie die Definitionen im Hauptteil wurden in Hinblick auf die Begrifflichkeiten angepasst. Dabei wurden die Definitionen für den bilanziellen Umstellungstermin, den technischen Umstellungstermin sowie den Abgrenzungstichtag im Zusammenhang der Marktraumumstellung aufgenommen. Weitere Anpassungen wurden insbesondere hinsichtlich der SLP-Ablesung zum Abgrenzungstichtag vorgenommen. Die bisherige Regelung von 10 Werktagen zur Erfassung des Zählerstandes ist nicht realisierbar und wurde an den voraussichtlichen Umstellungszeitraum angelehnt und beträgt nun 45 Tage vor bis 31 Tage nach dem Abgrenzungstichtag.

In § 8 (Marktraumumstellung) (Hauptteil KoV IX) wurde Ziffer 3, die den Umstellungsfahrplan betrifft, angepasst. Es wurde ein weiterer Regelungsaspekt im Umstellungsfahrplan aufgenommen, der die Auftrennung von Ausspeisезonen betrifft.

In § 22 (Technische Anforderungen) (Hauptteil KoV IX) wurden in Ziffer 4 Anpassungen bezüglich der Feststellung des bilanziellen Umstellungstermins vorgenommen. Der Termin wird künftig von dem Netzbetreiber festgelegt.

*Mindestens 1 Jahr und 1 Monat vor dem jeweiligen bilanziellen Umstellungstermin legt jeder Netzbetreiber diesen für seine Ausspeisepunkte fest und teilt seinen bilanziellen Umstellungstermin dem - sofern vorhanden- jeweils direkt nachgelagerten Netzbetreiber mit. Die zeitliche Abweichung zwischen dem bilanziellen Umstellungstermin und dem Abgrenzungstichtag, sollte nicht mehr als 4 Wochen betragen. Des Weiteren stimmt der Fernleitungsnetzbetreiber den jeweiligen monatscharfen technischen Umstellungstermin mit dem nachgelagerten Netzbetreiber ab und teilt diesen spätestens 1 Jahr und 1 Monat vor diesem Umstellungstermin dem nachgelagerten Netzbetreiber mit. . Die Frist des vorausgehenden Satzes ist durch den Fernleitungsnetzbetreiber bzw. den vorgelagerten Netzbetreiber in jedem Fall so zu bemessen, dass nachgelagerte Netzbetreiber ebenfalls die Frist von mindestens 1 Jahr und einem Monat gegenüber ihren wiederum nachgelagerten Netzbetreiber sicherstellen können.*

#### **4.6 Interne Bestellung und Langfristprognose**

In § 16 (Langfristprognose) (Hauptteil KoV IX) sind Anpassungen hinsichtlich des Intervalls der Langfristprognose vorgenommen worden. Künftig gilt:

*Im Rahmen der internen Bestellung gemäß § 8 Abs. 3 GasNZV bzw. der Anmeldung einer Vorhalteleistung nach § 8 Abs. 4 GasNZV prognostizieren nachgelagerte Netzbetreiber unverbindlich ihren Bedarf an Kapazität bzw. Vorhalteleistung unter Beachtung gasfachlich üblicher Methoden in jedem ungeraden Kalenderjahr neu für die auf das Bestell- bzw. Anmeldejahr folgenden 10 Jahre im Voraus („Langfristprognose“). Die Taktung richtet sich nach dem Netzentwicklungsplan (NEP Gas 2016) wonach die Netzentwicklungspläne der Fernleitungsnetzbetreiber nur mehr alle zwei Jahre anstatt wie bisher jährlich erstellt werden.*

BDEW, VKU und GEODE haben darüber mit ihrem Anschreiben im Rahmen der Aktualisierung des Tools zur Ermittlung der internen Bestellung vom Mai 2016 informiert.

Zudem wurde eine Klarstellung bezüglich der internen Bestellkapazität bei einem Marktgebietswechsel in § 5 Ziffer 8 (Hauptteil KoV IX) aufgenommen

*Bei einem Marktgebietswechsel gemäß § 5 Ziffer 6 oder 7 sind die bislang an den betroffenen Netzkopplungspunkten bestätigten internen Bestellungen des betroffenen nachgelagerten Netzbetreibers durch den Fernleitungsnetzbetreiber des Zielmarktgebietes ab Wirksamkeit der geänderten Zuordnung mindestens in gleicher Höhe und Art des Kapazitätsproduktes bereitzustellen.*

#### **4.7 Messung**

Im § 30 Messung (Hauptteil KoV IX) wurden Konkretisierungen bezüglich der Verpflichtungen aus dem Mess- und Eichgesetz unter Ziffer 3 sowie Ziffer 4 aufgenommen. Die Regelungen lauten:

3. *Der für die Messung verantwortliche Netzbetreiber ist - soweit er Messstellenbetreiber ist - mit Blick auf die Durchführung des Messstellenbetriebs Messgeräteverwender im Sinne des Eichrechts und diesbezüglich verantwortlich für die Einhaltung aller sich aus dem Eichrecht ergebenden Anforderungen und Verpflichtungen. Der Netzbetreiber – soweit er Messstellenbetreiber ist -bestätigt hiermit insoweit die Erfüllung dieser Verpflichtungen (§ 33 Absatz 2 Mess- und Eichgesetz).*
4. *Der für die Messung verantwortliche Netzbetreiber ist verpflichtet, die Eichung auch von solchen Messgeräten sicherzustellen, die zumindest für einen maximalen Durchfluss von 150 000 m<sup>3</sup>/h im Normzustand ausgelegt sind, sofern die Messwerte dieser Geräte in die Berechnung eichpflichtiger Systeme zur Ermittlung von Abrechnungswerten und weiteren Gasbeschafftheiten mittels Zustandsrekonstruktion (Rekonstruktionssysteme) eingehen.*

#### **5 Abwicklung von Standardlastprofilen Gas (SLP Gas) - Veröffentlichungspflichten**

Die Einführung der täglichen Netzkontoabrechnung zum 1. Oktober 2016 soll die Verteilernetzbetreiber zu einer zeitnahen Beobachtung ihrer Netzkonten und Kontrolle der täglich erreichten Genauigkeit bei der SLP-Allokation anreizen.

Auch die Arbeiten des BDEW an den Standardlastprofilen wurden daher in diesem Jahr weitergeführt, um dem Verteilernetzbetreiber eine Optimierung der Anwendung von Standardlastprofilen zu ermöglichen und so eine weitere Verbesserung der Allokationsgüte mit der Zielrichtung eine Begrenzung des Regelenergiebedarfs zu erreichen. Eine Prüfung der Anwendung der neuen SigLinDe Profile wird daher weiterhin jedem Netzbetreiber empfohlen.

Im Rahmen der im Oktober 2015 eingeführten Veröffentlichungspflichten sind von jedem Netzbetreiber zur Erhöhung der Transparenz des genutzten Standardlastprofilverfahrens detaillierte Informationen zu den angewandten Profilen und Profilverfahren auf seiner Internetseite zu veröffentlichen. Die Veröffentlichung der verfahrensspezifischen Parameter hat über die bekannte Excel-Tabelle (*verfahrensspezifische Parameter*) zu erfolgen.

Bei den anwendungsspezifischen Parametern erfolgte eine Anpassung des Übermittlungswegs. Hier muss der Netzbetreiber ab 1. Oktober 2016, wenn er derartige zeitnahe Optimierungsverfahren einsetzt, die Übermittlung der anwendungsspezifischen Parameter auf elektronischen Weg via Marktkommunikation vornehmen. Dies geschieht über das neue elektronische Datenformat „SLPASP“. Über die seit der Kooperationsvereinbarung IX vorgeschriebene Excel-Tabelle (*anwendungsspezifischen Parameter*) ist nur noch die Beschreibung der Anwendungsmethodik zu den Optimierungsverfahren auf der Internetseite zu veröffentlichen.

## 6 Krisenvorsorge Gas

Die im Leitfaden Krisenvorsorge Gas im Kapitel 6 (Operative Umsetzung von Maßnahmen gemäß §§ 16 und 16a EnWG) angelegten, grundsätzlichen Prozesse wurden in der Überarbeitung im Rahmen der KoV IX beibehalten, jedoch noch näher an die Abfolge der im § 16 EnWG angelegten Maßnahmen angepasst und dadurch klarer strukturiert. Dadurch wurden die operative Umsetzung der Prozesse entlang der Kommunikationskette im Krisenfall erleichtert und auch die Anzahl der Standardformulare reduziert. Der konkrete Aufbau der einzelnen Prozessschritte gestaltet sich nunmehr folgendermaßen:

1. Schritt: Ankündigung von Maßnahmen
2. Schritt: Rückmeldung des aktuellen Abschaltpotenzials sowie der maximal verfügbaren Einspeiseleistungen
3. Schritt: Umsetzung von Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 EnWG
4. Schritt: Umsetzung von Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 EnWG innerhalb des gemeldeten Abschaltpotenzials
5. Schritt: Umsetzung von Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 EnWG jenseits des gemeldeten Abschaltpotenzials
6. Schritt: Aufhebung von Maßnahmen

Eine klarere Strukturierung der Standardformulare konnte besonders hinsichtlich Schritt 4 insofern erreicht werden, dass für jegliche Anordnung von Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 EnWG ein einheitliches Standardformular neues Formular G (Umsetzung von Maßnahmen gemäß § 16 Abs. 2 EnWG in nachgelagerten Netzen) verwendet werden kann.

Stark vereinfacht wurden die Prozesse des Leitfadens durch das nun zugrundeliegende Prinzip, dass Anordnungen von Maßnahmen von vor- an nachgelagerte Netzbetreiber, ebenso wie Anfragen von nach- an vorgelagerte Netzbetreiber grundsätzlich durch deren Empfangsbestätigung als bewilligt gelten, solange sie nicht durch anders lautende Anordnungen bzw. Anfragen ersetzt werden, Gesonderte Bewilligungen und Bestätigungen der Umsetzung erübrigen sich dadurch, was die Handhabbarkeit der für die Prozesse verwendeten und neu strukturierten Standardformulare erleichtert und die Prozesse dadurch insgesamt verschlankt.

Als weiteres zugrundeliegendes Prinzip gilt in der überarbeiteten Fassung des Leitfadens Krisenvorsorge Gas, dass Anordnungen vom vorgelagerten Netzbetreiber nun klar die Reduktion um einen bestimmten Wert enthalten und nicht einen einzuhaltenden Lastfluss vorgeben. Dies erleichtert auf Seiten der vorgelagerten Netzbetreiber die Zuordnung notwendiger Lastflussreduktionen auf Basis der gemeldeten Abschaltpotenziale, auf Seiten der nachgelagerten Netzbetreiber die individuelle Umsetzung der Reduktion auf Basis des individuell im Netzgebiet verfügbaren Abschaltpotenzials. Die Standardformulare zur Anordnung von Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 sowie Abs. 2 EnWG wurden diesem Prinzip entsprechend angepasst.

Während lokale Krisenteams als Institution bereits im vorherigen KoV-Paket implementiert wurden, wurde in der nun vorliegenden Neufassung des Leitfadens Krisenvorsorge Gas eine *Geschäftsordnung für lokale Krisenteams* aufgenommen. Lokalen Krisenteams, denen zur bestmöglichen Beherrschung von Engpasssituationen auch auf lokaler Ebene eine wesentliche Bedeutung in der Lagebeurteilung und Entscheidungsfindung zukommt, wurde dadurch ein Handlungsleitfaden in Form der Geschäftsordnung zugrunde gelegt. Hinsichtlich der Zusammensetzung der lokalen Krisenteams regelt die Geschäftsordnung unter Punkt (4) auch die notwendige Verfügbarkeit der Teilnehmer:

*Die persönlichen Vertreter der Organisationen im lokalen Krisenteam werden von den jeweiligen Unternehmen, Ministerien und Behörden benannt. Hierbei ist sicherzustellen, dass die jeweiligen Vertreter jederzeit (d.h. 24 Stunden pro Tag, an sieben Tagen der Woche) für Zusammenkünfte des lokalen Krisenteams zur Verfügung stehen und die gaswirtschaftliche Kompetenz besitzen, die Aufgaben des lokalen Krisenteams geeignet wahrzunehmen. Die Vertreter der Organisationen der lokalen Krisenteams sind für die Mitwirkung mit den notwendigen Vollmachten auszustatten, um im Sinne der Aufgaben des lokalen Krisenteams einen angemessenen Beitrag zum Krisenmanagement leisten zu können. Wenn möglich, ist bei der Auswahl der persönlichen Vertreter zur Teilnahme am lokalen Krisenteam zur Bewältigung der vorliegenden Engpasssituation Kontinuität zu wahren.*

Für die Funktionalität des jeweiligen lokalen Krisenteams ist daher die Erreichbarkeit aller betroffenen Mitglieder entscheidend. Damit die Institution der lokalen Krisenteams ihren Beitrag zur Kompensation einer Engpasssituation auf lokaler Ebene leisten kann, ist daher die Verantwortung der betroffenen Unternehmen zur Verfügbarkeit eines Ansprechpartners von großer Bedeutung.

**Ansprechpartner:**

**BDEW**

Martin Kantel  
Energienetze, Regulierung und Mobilität  
Telefon 0 30 / 300 199-1131  
E-Mail: [martin.kantel@bdeu.de](mailto:martin.kantel@bdeu.de)

Verena Roguhn (Recht)  
Recht und Betriebswirtschaft  
Telefon 0 30 / 300 199-1536  
E-Mail: [verena.roguhn@bdeu.de](mailto:verena.roguhn@bdeu.de)

Frau Katharina Stecker (Handel)  
Tel.: 030/300199-1562  
E-Mail: [katharina.stecker@bdeu.de](mailto:katharina.stecker@bdeu.de)

**VKU**

Frau Isabel Orland (Netz)  
Tel.: 030/58580-196  
E-Mail: [orland@vku.de](mailto:orland@vku.de)

Herr RA Viktor Milovanović (Recht)  
Tel.: 030/585 80-135  
E-Mail: [milovanovic@vku.de](mailto:milovanovic@vku.de)

**GEODE**

Herr Dr. Stephan Kirschnick  
Tel.: 030/611284070  
E-Mail: [info@geode.de](mailto:info@geode.de)