

## Energie-Info

# Kooperationsvereinbarung Gas XI

Erläuterungen zu den wesentlichen Änderungen

Berlin, 31. März 2020

**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 XI zum 1. Oktober 2020 .....	3
3	Anpassung der Standardverträge .....	4
3.1	Anpassung des Ein- und Ausspeisevertrages (entry-exit-System) zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Transportkunden (Anlage 1).....	4
3.2	Anpassung des Ein- und Ausspeisevertrages (entry-exit-System) zwischen Verteilernetzbetreibern mit entry-exit-System und Transportkunden (Anlage 2).....	4
3.3	Anpassungen im Bilanzkreisvertrag mit Anlage zum Biogas-Bilanzkreisvertrag (Anlage 4 und Anlage 5) .....	5
4	Überblick über wesentliche Änderungen im Hauptteil der Kooperationsvereinbarung XI..	5
4.1	Pflicht zur Prüfung von Maßnahmen zur Verbesserung von Standardlastprofilen (Umsetzung von Empfehlungen aus dem Evaluierungsbericht der Verteilnetzbetreiber zu der Prognosegüte der Standardlastprofile Gas und dem Anreizsystem für SLP-Entnahmestellen nach Tenor 9 lit. b der BNetzA-Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas) .....	5
4.2	Anpassung der Regeln im Rahmen der Marktraumumstellung .....	7
4.3	Informationspflicht der KoV-Vertragspartner .....	7
5	Anpassungen im Leitfaden Bilanzkreismanagement Gas.....	7
6	Anpassungen im Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas .....	8
7	Anpassungen im Leitfaden Sicherheitsleistung .....	8
8	Anpassungen im Leitfaden Marktraumumstellung.....	8
9	Anpassungen im Leitfaden Krisenvorsorge Gas .....	8

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

### **1 Einleitung**

In der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (KoV) sind seit 2006 die Einzelheiten ihrer Zusammenarbeit für einen transparenten, diskriminierungsfreien, effizienten und massengeschäftstauglichen Netzzugang geregelt. Hierdurch erfüllen sie ihre gesetzlichen Verpflichtungen (§ 20 Abs. 1 b EnWG, § 8 Abs. 6 GasNZV). Die Verbände BDEW, VKU und GEODE prüfen und entscheiden seitdem über die erforderlichen Änderungen der KoV.

Auf Grundlage von Änderungen gesetzlicher Regelungen sowie regulatorischer Vorgaben der Bundesnetzagentur und Anforderungen der Marktteilnehmer musste die Kooperationsvereinbarung Gas wieder überarbeitet werden.

Wesentliche Änderungen stehen im Zusammenhang mit der Umsetzung der Empfehlungen aus dem Evaluierungsbericht der Verteilnetzbetreiber vom 29.03.2019 zu der Prognosegüte der Standardlastprofile Gas und dem Anreizsystem für SLP-Entnahmestellen nach Tenor 9 lit. b der BNetzA-Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas (Umsetzung des Netzkodexes Gasbilanzierung, „GaBi Gas 2.0“) vom 19.12.2014 (BKZ-14020). So wurden diesbezüglich Regelungen aufgenommen, die die Gasverteilernetzbetreiber unter Mitwirkung der Marktgebietsverantwortlichen zur Prüfung und Verbesserung der SLP-Prognosegüte verpflichten, soweit signifikante und nachhaltige Verbesserungsmöglichkeiten ermittelt werden konnten (vgl. § 50 Ziffer 11 KoV Hauptteil, Kapitel 11.7 Leitfaden „Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas“, Teil 1 und Kapitel 6 Leitfaden "Abwicklung von Standardlastprofilen Gas").

Darüber hinaus wurden die Regelungen zu dynamisch zuordenbaren Kapazitäten und entsprechenden Bilanzkreisen weitestgehend vereinheitlicht.

Des Weiteren wurden Regelungen zur Pönalezahlung des Gasverteilernetzbetreibers an den Marktgebietsverantwortlichen - soweit eine Mehr-/Mindermengenabrechnung noch nicht erfolgt ist - für Leistungszeiträume ab Oktober 2020 angepasst sowie weitere Regelungen zur Vermeidung von Missbrauch bei der Nutzung von Biogas-Bilanzkreisen aufgenommen.

Weitere Anpassungen erfolgten im Zusammenhang mit den Themenkomplexen Bilanzkreismanagement, Kapazitätsmanagement, Marktkommunikation, Marktraumumstellung und Krisenvorsorge.

### **2 Wirksamwerden der KoV XI zum 1. Oktober 2020**

Die Wirksamkeit von Änderungen der Kooperationsvereinbarung richtet sich 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 Änderungen sind nach § 61 KoV 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, die bereits Vertragspartner der Kooperationsvereinbarung sind, müssen somit der Kooperationsvereinbarung in der geänderten Fassung nicht erneut beitreten oder erneut zustimmen, damit die Änderungen auch gegenüber ihnen wirksam werden.

### **3 Anpassung der Standardverträge**

Die Vertragspartner der Kooperationsvereinbarung sind verpflichtet, die als Anlagen der KoV beigefügten standardisierten Geschäftsbedingungen („Standardverträge“) in der aktuell geltenden Fassung Dritten gegenüber zu verwenden. Dies erfordert auch eine inhaltliche Anpassung bestehender Verträge an die geänderten Bestimmungen, d.h. aktuell der Anlagen 1, 2 und 4. Die Anlage 3 (Lieferantenrahmenvertrag Gas) ist von den aktuellen Änderungen nicht betroffen, so dass bestehende Lieferantenrahmenverträge weiterlaufen können.

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

#### **3.1 Anpassung des Ein- und Ausspeisevertrages (entry-exit-System) zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Transportkunden (Anlage 1)**

Die Konkretisierungen der Regelungen zu den dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (DZK), die bisher in den ergänzenden Geschäftsbedingungen einzelner Fernleitungsnetzbetreiber enthalten waren, die dieses Produkt eingesetzt haben, wurden in die Anlagen übernommen. Die weitere Ausgestaltung des DZK-Produktes wurde dabei vereinheitlicht und weiterentwickelt.

Die Kapazitätsabrechnung an Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern erfolgt künftig im EDIFACT-Nachrichtentyp INVOIC.

#### **3.2 Anpassung des Ein- und Ausspeisevertrages (entry-exit-System) zwischen Verteilernetzbetreibern mit entry-exit-System und Transportkunden (Anlage 2)**

Die Kapazitätsabrechnung an Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern erfolgt künftig im EDIFACT-Nachrichtentyp INVOIC.

Darüber hinaus wurde eine neue Regelung bzgl. Geschäftsprozessen und Datenaustausch zur Abwicklung der Netznutzung aufgenommen (§ 27a).

### **3.3 Anpassungen im Bilanzkreisvertrag mit Anlage zum Biogas-Bilanzkreisvertrag (Anlage 4 und Anlage 5)**

Die bisher praktizierte und für § 17 Ziffer 3c Anlage 4 vorgesehene Regelung zu aggregierten Überspeisungen in Bilanzkreisen mit dem Status dynamisch zuordenbar (DZK-Bilanzkreise) ist im Rahmen der Konsultation der KoV XI-Dokumententwürfe von der Bundesnetzagentur beanstandet worden und infolgedessen zunächst an entsprechender Stelle gestrichen worden, denn die Ausführungen widersprechen aus ihrer Sicht den Regelungen zur Bilanzierung gemäß der GasNZV und der Festlegung GaBi Gas 2.0.

Die Entwicklung einer Regelung insbesondere zur Sicherstellung der Nutzbarkeit von in den DZK-Bilanzkreis eingebrachten Einspeisekapazitäten über den DZK-Bilanzkreis hinaus auch und gerade im Engpassfall wird von BDEW, VKU und GEODE jedoch weiterhin für erforderlich gehalten. Im Rahmen der KoV XI wurde deshalb ein eingegrenzter Öffner für ergänzende Geschäftsbedingungen (EGB) aufgenommen. Diese von den Fernleitungsnetzbetreibern und Marktgebietsverantwortlichen einheitlich anzuwendenden EGB werden zeitnah entwickelt und mit den Netznutzern und der Bundesnetzagentur abgestimmt. Eine Überführung solcher EGB in die Regelungen der KoV ist zum 01.10.2021 beabsichtigt.

Bereits mit der KoV X.1 wurden Regelungen zur Verringerung von Missbrauch bei der Nutzung von Bilanzkreisen in die KoV aufgenommen. Diese wurden nunmehr um entsprechende Regelungen für Biogas-Bilanzkreise ergänzt.

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

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

### **4.1 Pflicht zur Prüfung von Maßnahmen zur Verbesserung von Standardlastprofilen (Umsetzung von Empfehlungen aus dem Evaluierungsbericht der Verteilnetzbetreiber zu der Prognosegüte der Standardlastprofile Gas und dem Anreizsystem für SLP-Entnahmestellen nach Tenor 9 lit. b der BNetzA-Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas)**

Netzbetreiber, die mit der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung außerhalb des 90 % Quantil ihrer jeweiligen Größengruppe – kleine, mittlere und große Netzbetreiber – liegen, werden künftig vom Marktgebietsverantwortlichen aufgefordert, Maßnahmen zur Verbesserung der Anwendung von Standardlastprofilen zu prüfen. Die Prüfungspflicht bezieht sich dabei immer auf das vom Netzbetreiber angewandte synthetische oder analytische Lastprofilverfahren und ist unter Verwendung der im BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden zur Abwicklung von Standardlastprofilen Gas (LF SLP) hinterlegten Prüfroutine zu erfüllen. Dies umfasst zum

einen die Prüfroutine SLP-Checkliste (Anlage 1 zum LF SLP) und zum anderen entweder die Prüfroutine Synthetisches Verfahren (Anlage 2 zum LF SLP), oder die Prüfroutine Analytisches Verfahren (Anlage 3 zum LF SLP). Netzbetreiber, die sich der Pflicht zur Prüfung im definierten Ausmaß verweigern oder identifizierte Maßnahmen zur Verbesserung entsprechend des durch die Prüfung festgestellten Potentials nicht fristgerecht umsetzen, sind zur Zahlung einer Pönale an den Marktgebietsverantwortlichen verpflichtet und werden der Bundesnetzagentur gemeldet.

Details hierzu können den entsprechenden KoV XI-Dokumenten (§ 50 Ziffer 11 KoV HT, Kapitel 11.7 LF BKM und Kapitel 6 LF SLP) entnommen werden.

Dies hat folgenden Hintergrund:

In dem erstmals am 29.03.2019 erstellten GaBi Gas 2.0 Evaluierungsbericht zur Prognosegüte von Standardlastprofilen, der zukünftig alle zwei Jahre zu erstellen ist, wurde festgestellt, dass über den untersuchten Jahresverlauf und über mehrere Jahre hinweg Netzbetreiber mit dauerhaft hohen, wesentlichen und unüblichen Netzkontoabweichungen vorhanden waren. Vor diesem Hintergrund sollte die Ausschöpfung von Verbesserungsmöglichkeiten nach dem LF SLP geprüft werden, ohne dabei aus Gründen der Verhältnismäßigkeit Netzbetreiber mit vergleichsweise geringen Netzkontoabweichungen zu treffen. Daher wurde bei der Überarbeitung der KoV die ergebnisoffene Prüfung und Konkretisierung der Regelungen des § 50 Ziffer 11 KoV auf Basis der Empfehlungen des Evaluierungsberichts vorgenommen. Im Ergebnis ist ein System vorgesehen, das Netzbetreiber zur Prüfung und Verbesserung verpflichtet, soweit signifikante und nachhaltige Verbesserungsmöglichkeiten ermittelt werden konnten.

Im Evaluierungsbericht wurde bereits festgehalten, dass ein sinnvolles Anreizsystem zur Netzkontensystematik so ausgestaltet sein muss, dass es die Marktteilnehmer zu einer regelkonformen Anwendung des SLP-Verfahrens unter Ausschöpfung der Optimierungsmöglichkeiten nach dem LF SLP anreizt und dass es diese nicht in ein systemwidriges Verhalten zu Lasten anderer Marktteilnehmer drängt. Insbesondere sollte ein Anreizsystem nur Wirkung gegenüber den Marktteilnehmern entfalten, deren Prozessqualität sich deutlich von der des sonstigen Marktes negativ abhebt. Wesentliche Anforderung aus dem Evaluierungsbericht war, dass ein solches Anreizsystem eines transparenten und nachvollziehbaren Kriteriums für die Identifikation derjenigen Ausspeisenetzbetreiber bedarf, die über einen ausreichend langen Betrachtungszeitraum dauerhaft hohe Netzkontoabweichungen vorweisen, so dass Ausspeisenetzbetreiber mit vergleichsweise geringeren Netzkontoabweichungen aus Gründen der Verhältnismäßigkeit nicht betroffen sind. Dabei wurde die kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahresbasis als sachgerechtes Abgrenzungskriterium identifiziert.

Die im Evaluierungsbericht angelegte weitere Befassung mit der Thematik hat über eine Analyse der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung der Jahre 2016 bis 2018 gezeigt, dass zu diesem Zweck neben dem tagesscharfen Anreizsystem gemäß GaBi Gas 2.0 diejenigen Netzbetreiber zur Prüfung von Maßnahmen zur Verbesserung der Anwendung von Standard-

lastprofilen verpflichtet werden sollten, die sich mit ihrer kumulierten absoluten Netzkontoabweichung über den Zeitraum von 12 Monaten bezogen auf das Kalenderjahr außerhalb des 90 % Quantil ihrer jeweiligen Größengruppen (klein, mittel, groß) befinden. In dem Bewusstsein, dass es im weiteren Zeitverlauf zur Vermeidung einer unrealistischen Verbesserungsanforderung einer absoluten Grenze bedarf, wurde zusätzlich spezifiziert, dass Netzbetreiber mit einer kumulierten absoluten Netzkontoabweichung je Kalenderjahr unterhalb von 130 kWh/MWh je betrachtetem Kalenderjahr generell nicht der Prüfungspflicht unterliegen. Grundlage hierfür war ebenso die Betrachtung der Jahre 2016 bis 2018 sowie die Annahme, dass bei Überschreitung dieses Grenzwertes in der Regel von einem Verbesserungspotential ausgegangen werden kann. Basierend auf dem betrachteten Zeitraum liegen bereits heute durchschnittlich über 75 % der Netzbetreiber unterhalb von 130 kWh/MWh.

#### **4.2 Anpassung der Regeln im Rahmen der Marktraumumstellung**

Bei der Anpassung von (komplexen) Anlagen gewerblicher Kunden („keine Standard-Gasanwendungen“) darf der Kunde in Abstimmung mit dem Netzbetreiber selbst die Anpassung seiner Gasanlage bei einer selbst gewählten Anpassungsfirma beauftragen. Die übrigen Regeln zur Angemessenheit der Kosten, zur Dokumentation, zur Kostentragung nach § 19a (1) bzw. Kostenanerkennung nach § 19a (2) EnWG bleiben unberührt. Der Schwellenwert wurde von 5.000 auf 10.000 € erhöht. Es sind Anpassungen (Maßnahmen/Kosten), die eine Grenze von 10.000 € unterschreiten nicht mehr mit der zuständigen Regulierungsbehörde abzustimmen. Die notwendigen technischen Anpassungen und die zugehörigen Kosten sind durch den qualitätsumstellenden Netzbetreiber ab dieser Grenze vorab der zuständigen Regulierungsbehörde anzuzeigen. Die Netzbetreiber und die BNetzA haben weiterhin das Recht, Abstimmungen vorzunehmen.

#### **4.3 Informationspflicht der KoV-Vertragspartner**

Unter §§ 56 und 60 Ziffer 3 KoV wurde eine Informationspflicht der KoV-Vertragspartner gegenüber VKU und BDEW aufgenommen, die die Übertragung von Rechten und Pflichten aus der KoV auf ein anderes Unternehmen und etwaige Änderungen der in der KoV-Beitrittsliste veröffentlichter Informationen umfasst.

Unter § 52 Ziffer 2, Absatz 2 KoV wurde eine Erweiterung der zu liefernden Gasbeschaffungsdaten vom vorgelagerten Netzbetreiber aufgenommen.

### **5 Anpassungen im Leitfaden Bilanzkreismanagement Gas**

Im Leitfaden Bilanzkreismanagement Gas Teil 2 wurden die Use-Cases an neuen Modellierungsvorgaben des Werkzeugkastens „Arbeitsgrundlagen Marktkommunikation“ angepasst.

Des Weiteren wurden die Begriffe an die Begriffsbestimmungen aus dem SLP-Evaluierungsbericht angepasst. Im Leitfaden BKM wurden Praxisbeispiele zur Abwicklung der Marktraumumstellung aufgenommen. Dabei wurden Erfahrungswerte anhand von Beispielen aufgenommen, um eine Hilfestellung zur gleichartigen Abwicklung zu ermöglichen

## **6 Anpassungen im Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas**

Der Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas spricht bei der Klassifizierung der Haushaltskunden von einem Mehrfamilienhaus- und Einfamilienhausprofil und beschreibt die Jahresmenge von 50.000 kWh als Grenze für die Zuordnung nach den beiden Profilen.

Da ein Mehrfamilienhaus auch weniger als 50.000 kWh Jahresverbrauch und ein Einfamilienhaus mehr als 50.000 kWh haben kann, wurde im Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas das Verfahren zur Zuordnung von Lastprofilen überarbeitet. Haushaltskunden bis zu 50.000 kWh/Jahr erhalten das Standardlastprofil HEF, Haushaltskunden mit mehr als 50.000 kWh/Jahr das Standardlastprofil HMF.

## **7 Anpassungen im Leitfaden Sicherheitsleistung**

Der Leitfaden Sicherheitsleistung wurde an die geänderten Regelungen zur Sicherheitsleistung in den Anlagen 1, 2 und 4 angepasst.

## **8 Anpassungen im Leitfaden Marktraumumstellung**

Im Leitfaden Marktraumumstellung wurde der bisherige Prozess konsistent zum KoV-Hauptteil (siehe Ziffer 4.2 weiter oben) im Hinblick auf die Vorab-Mitteilung der Kosten an die BNetzA überarbeitet. Außerdem wurde eine neue Änderung im Bilanzkreismanagement aufgenommen: Der qualitätsumstellende Netzbetreiber legt den bilanziellen Umstellungstermin in Abhängigkeit von der Terminierung gemäß der Umstellungsplanung auf den ersten Kalendertag des Monats nach dem Abgrenzungstichtag fest. In dem Fall, dass der Abgrenzungstichtag auf einen Monatsersten fällt, können Abgrenzungstichtag und bilanzieller Umstellungstermin auch auf demselben Tag liegen. Die zeitliche Abweichung zwischen dem bilanziellen Umstellungstermin und dem Abgrenzungstichtag sollte nicht mehr als 4 Wochen betragen.

Bezüglich der Information und Marktkommunikation wurde der Hinweis aufgenommen, dass etwaige ggf. erforderliche Terminänderungen der Marktraumumstellung als Information an die hiervon betroffenen Transportkunden sowie Netzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen mitzuteilen sind.

## **9 Anpassungen im Leitfaden Krisenvorsorge Gas**

Im Leitfaden Krisenvorsorge Gas wurden neben einzelnen redaktionellen Klarstellungen insbesondere folgende Punkte angepasst:



- Nutzung der Netzbetreiberportale für die Krisenkommunikation als Standardkommunikationsweg zur Übermittlung von Daten entsprechend der Standardformulare,
- Aufnahme des EIC (Energy Identification Code) der betroffenen Netzkopplungspunkte, Ausspeisepunkte, Anschlusspunkte zu Speichern oder Produktionsanlagen in die Standardformulare,
- Veranschaulichung der Prozessschritte in einer Abbildung und
- Anpassung der Begrifflichkeiten entsprechend Notfallplan Gas.

**Ansprechpartner:**

**BDEW**

Helena Faßmer (Netz)  
Energienetze, Regulierung und Mobilität  
Telefon 0 30 / 300 199-1131  
E-Mail [helena.fassmer@bdew.de](mailto:helena.fassmer@bdew.de)

Verena Roguhn (Recht)  
Recht und Betriebswirtschaft  
Telefon 0 30 / 300 199-1530  
E-Mail [verena.roguhn@bdew.de](mailto:verena.roguhn@bdew.de)

Frau Katharina Stecker (Handel)  
Tel.: 030/300199-1562  
E-Mail: [katharina.stecker@bdew.de](mailto:katharina.stecker@bdew.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 Johannes Nohl (AG Netz)  
Tel.: 030/611284070  
E-Mail: [info@geode.de](mailto:info@geode.de)