

Berlin, 31. März 2022

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

www.bdeW.de

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

www.vku.de

GEODE
Magazinstraße 15-16
10179 Berlin

www.geode.de

Energie-Info zu Kooperati- onsvereinbarung Gas XIII

Erläuterungen zu den wesentlichen Änderungen

Version: 1

Inhalt

1.	Einleitung.....	3
2.	Wirksamwerden der KoV XIII zum 1. Oktober 2022	3
3.	Überblick über wesentliche Änderungen im Hauptteil der Kooperationsvereinbarung Gas XIII	4
3.1.	Biogaswälzungsbeitrag und Marktraumumstellung	4
3.2.	Verjährung von MMMA.....	4
3.3.	Anreizsystem Netzkontoabrechnung	4
3.4.	Reservierungsgebühr gemäß § 38 GasNZV	5
4.	Anpassung der Standardverträge	5
4.1.	Anpassung des Ein- und Ausspeisevertrages (entry-exit-System) zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Transportkunden (Anlage 1).....	5
4.2.	Anpassung des Ein- und Ausspeisevertrages (entry-exit-System) zwischen Verteilernetzbetreibern mit entry-exit-System und Transportkunden (Anlage 2)	6
4.3.	Anpassungen des Lieferantenrahmenvertrages (Anlage 3)	6
4.4.	Anpassungen im Bilanzkreisvertrag mit Anlage zum Biogas-Bilanzkreisvertrag (Anlage 4 und Anlage 5)	9
5.	Anpassungen im Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas (Teil 1 und Teil 2).....	10
6.	Anpassungen im Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas	10
7.	Anpassungen im Leitfaden Marktraumumstellung.....	11
8.	Anpassungen im Leitfaden Krisenvorsorge Gas	11

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

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 überarbeitet werden.

Wesentliche Änderungen stehen im Zusammenhang mit einer Harmonisierung des Lieferantenrahmenvertrags Gas mit dem Netznutzungs-/Lieferantenrahmenvertrag Strom gemäß Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur zur Weiterentwicklung der Netzzugangsbedingungen Strom (BK6-20-160) vom 21.12.2020 (BNetzA- Netznutzungs-/Lieferantenrahmenvertrag Strom). Eine Vereinheitlichung mit dem BNetzA-Netznutzungs-/Lieferantenrahmenvertrag Strom wurde geprüft, Änderungspunkte wurden identifiziert und umgesetzt. Außerdem wurde die Auslegung der Bundesnetzagentur hinsichtlich § 33 Abs. 1 Satz 3 GasNZV (Kostendeckelung bei Biogasanlagen) im Leitfaden Kostenwälzung Biogas entsprechend angepasst. Die Regelungen des geänderten DVGW-Arbeitsblatts G 685 wurden in den KoV XIII-Dokumenten ebenfalls berücksichtigt. Darüber hinaus wurden redaktionelle Anpassungen vorgenommen sowie die in den Leitfäden verwendeten Begrifflichkeiten vereinheitlicht.

2. Wirksamwerden der KoV XIII zum 1. Oktober 2022

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. Überblick über wesentliche Änderungen im Hauptteil der Kooperationsvereinbarung Gas XIII

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

3.1. Biogaswälzungsbetrag und Marktraumumstellung

In der Entwurfsfassung des Hauptteils wurde in § 7 Ziffer 7 und § 10 Ziffer 7 vorgesehen, dass VNB-Speicherausspeisepunkte vom Biogaswälzungsbetrag bzw. von der Marktraumumstellungsumlage ausgenommen sind. Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Rückmeldung zu dieser Entwurfsfassung darauf hingewiesen, dass dies wegen der fehlenden regulatorischen Vorgabe als unzulässige Preisabsprache eingestuft werden könnte. Die beiden Ziffern wurden daraufhin dem Vorschlag der Bundesnetzagentur entsprechend so angepasst, dass die Ausnahme der Speicherausspeisepunkte vom Biogaswälzungsbetrag bzw. von der Marktraumumstellungsumlage für Verteilernetzbetreiber nicht verpflichtend vorgegeben wird. Nach Auffassung der BDEW/VKU/GEODE-Verhandlungsdelegation wird allerdings durch die vorgenommene Streichung insbesondere für die Verteilernetzbetreiber mit entry-exit-System nicht ausgeschlossen, in ihren Entgeltmodellen die Ausspeisepunkte zu Speichern von der Umlage ausnehmen zu können.

Darüber hinaus wurden die §§ 7 und 10 des Hauptteils grundsätzlich sprachlich überarbeitet, um die Verständlichkeit dieser Regelung zu verbessern. Weitere inhaltliche Änderungen wurden damit nicht umgesetzt.

3.2. Verjährung von MMMA

Die bisher lediglich in § 49 Ziff. 8 verortete Ergänzung der Regelung zu Korrekturen von Mengengerichtungen bzw. Mindermengengutschriften wurde spiegelbildlich in Kapitel 10.8.5 des Leitfadens Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas Teil 1 überführt.

3.3. Anreizsystem Netzkontoabrechnung

Um das Problem des zeitlichen und preisbedingten Auseinanderfallens zwischen den Aufwendungen für Regelenergie durch Trading Hub Europe und ihren entsprechenden Einnahmen abzumildern, hat die BDEW/VKU/GEODE-Verhandlungsdelegation eine Anpassung des Bezugs

auf den monatlichen Gasdurchschnittspreis als arithmetisches Mittel der täglichen Differenzmengenpreise in den KoV XIII-Dokumenten umgesetzt. Der Preisbezug in § 50 Ziffer 5 KoV Hauptteil wurde deshalb auf den Monatsdurchschnittspreis gemäß § 49 Ziffer 6 KoV Hauptteil angepasst. Der Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas Teil 1 wurde ebenfalls entsprechend angepasst. Diese Anpassung hat keine finanziellen Auswirkungen auf die Verteilernetzbetreiber, die ordnungsgemäß und sachgerecht innerhalb der Bandbreiten des Netzkontos bleiben.

3.4. Reservierungsgebühr gemäß § 38 GasNZV

§ 38 KoV Hauptteil wurde dahingehend angepasst, dass die gemäß § 38 GasNZV zu entrichtende Reservierungsgebühr unabhängig von der Laufzeit zu entrichten ist. Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur ist die Reservierungsgebühr gemäß § 38 jedoch in Abhängigkeit der Dauer der Reservierungsgebühr zu erheben. Dieser Einschätzung wurde durch eine entsprechende Anpassung des § 38 Ziffer 6 Rechnung getragen.

4. 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, 3, 4, 5 und 7.

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.

4.1. Anpassung des Ein- und Ausspeisevertrages (entry-exit-System) zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Transportkunden (Anlage 1)

Folgende wesentliche Punkte wurden angepasst:

- Automatisierte Fallback-Prozesse

Zur Sicherstellung der Vermarktung bei Ausfall einer Kapazitätsbuchungsplattform wurden automatisierte Fallback-Prozesse ergänzt sowie ein einheitlicher Standard für alle vermarkteten Punkte definiert.

Bei allen FCFS-Vermarktungspunkten wurden Buchung per E-Mail als Fallback-Prozess festgelegt. Für Nominierungspflichtige Ein-/Ausspeisepunkte wurde die Nutzung der Übernominierung im Falle eines Ausfalls der Kapazitätsbuchungsplattform aufgenommen.

- Zulassung zur Kapazitätsbuchungsplattform

Die Nutzung der Kapazitätsbuchungsplattformen erfordert den Nachweis der Vertretungsberechtigung für den Transportkunden. Für die Erbringung dieses Nachweises wurden verschiedene Optionen eingeführt. Zum einen kann der Nachweis über die Vorlage des Handelsregistrauszugs oder ein amtliches Äquivalent, aus dem der Vertreter hervorgeht, erfolgen. Zum anderen ist die Benennung von berechtigten Mitarbeitern zur Nutzung der Kapazitätsbuchungsplattformen über ein dafür bereitgestelltes Formular möglich. Dieses wird durch den Fernleitungsnetzbetreiber auf der Kapazitätsbuchungsplattform direkt oder auf dessen Internetseite bereitgestellt. Als dritte Option, die allerdings aktuell nur auf PRISMA implementiert ist, kann der Fernleitungsnetzbetreiber eine Admin/Superuser-Funktion anbieten. Mit dieser Funktion können weitere Nutzer des jeweiligen Transportkunden vom Admin-/Superuser eigenständig über die Weboberfläche eingerichtet und als Vertreter berechtigt werden.

Die Regelung zur Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten wurde um nicht nominierungspflichtige Einspeisepunkte erweitert und es wurde eine Klarstellung für den Umgang mit nicht unterbrochenen Kapazitätsanteilen im Falle einer Unterbrechung aufgenommen.

Darüber hinaus wurden Anpassungen bezüglich des neuen DVGW-Arbeitsblattes G 685 vorgenommen.

4.2. Anpassung des Ein- und Ausspeisevertrages (entry-exit-System) zwischen Verteilernetzbetreibern mit entry-exit-System und Transportkunden (Anlage 2)

Die Regelung zur Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten wurde um nicht nominierungspflichtige Einspeisepunkte erweitert und es wurde eine Klarstellung für den Umgang mit nicht unterbrochenen Kapazitätsanteilen im Falle einer Unterbrechung aufgenommen.

Darüber hinaus wurden Anpassungen bezüglich des neuen DVGW-Arbeitsblattes G 685 vorgenommen.

4.3. Anpassungen des Lieferantenrahmenvertrages (Anlage 3)

Die Anpassung der Regelungen des Lieferantenrahmenvertrags wurde im Wesentlichen wegen der Marktgebietszusammenlegung und der Aktualisierung des BNetzA-Netznutzungs-/Lieferantenrahmenvertrags Strom notwendig.

Gleichzeitig hat die Bundesnetzagentur ein Verfahren zur Änderung ihrer GeLi Gas-Festlegung eröffnet („Geli Gas 2.0“), das voraussichtlich noch im Laufe des Jahres 2022 abgeschlossen sein wird. Die Verbände haben im Rahmen der KoV-Änderungsentwürfe versucht, die hiermit verbundenen Eventualitäten bereits im Rahmen der aktuellen Änderungen des Lieferantenrahmenvertrags Gas mit allgemein gehaltenen Formulierungen zu berücksichtigen. Trotz mehrfachen Hinweises auf den mit einer Änderung des Lieferantenrahmenvertrags Gas für die Vertragsparteien verbundenen Umsetzungsaufwands hat die Bundesnetzagentur gefordert,

den Abschluss des Festlegungsänderungsverfahrens abzuwarten und nicht die in diesem Verfahren konsultierten Änderungen im Lieferantenrahmenvertrag Gas zu antizipieren. Dem sind die Verbände nachgekommen. Infolgedessen wird es aber voraussichtlich notwendig sein, nach finalem Beschluss der Festlegungsänderungen erneut den Lieferantenrahmenvertrag Gas (Anlage 3 KoV) entsprechend anzupassen.

Neben einer Reihe redaktioneller Änderungen sind insbesondere folgende inhaltliche Änderungen erwähnenswert:

- Netznutzungsabrechnung RLM-Ausspeisepunkten (§ 9 Ziffer 2 und 6) ab 01.01.2023:

Bislang bestimmt der Gasverteilternetzbetreiber den Abrechnungszeitraum bei RLM-Ausspeisepunkten im Rahmen seiner Ergänzenden Geschäftsbedingungen. Im Zuge der Harmonisierung mit den entsprechenden Vorgaben im BNetzA-Netznutzungs-/Lieferantenrahmenvertrag Strom wurde der Abrechnungszeitraum für RLM-Ausspeisepunkte nunmehr unmittelbar in den standardisierten Geschäftsbedingungen (Anlage 3 KoV bzw. Lieferantenrahmenvertrag Gas) auf das Kalenderjahr festgelegt. Dies gilt ab dem 01.01.2023. Entgegenstehende Regelungen in den netzbetreiberindividuellen ergänzenden Geschäftsbedingungen sollten entsprechend geändert bzw. gestrichen werden. Nach Auffassung von BDEW, VKU und GEODE besteht auch kein Widerspruch zu den Geli Gas-Vorgaben, die dem Netzbetreiber das Recht einräumen, den Abrechnungszeitraum festzulegen. Vorliegend wird von dieser Möglichkeit Gebrauch gemacht und festlegungskonform die Bestimmung des Abrechnungszeitraums einheitlich für alle Gasverteilternetzbetreiber geregelt.

Ebenfalls mit Wirkung ab dem 01.01.2023 wurde – im Zuge der Harmonisierung mit dem Strombereich – vorgesehen, dass bei RLM-Ausspeisepunkten auch im Fall eines unterjährigen Wechsels des Transportkunden der Netzbetreiber die Differenz stets dem gegenwärtigen – und nicht dem bisherigen - Transportkunden in Rechnung stellt. Gleiches gilt entsprechend im Fall von Nachberechnungen aufgrund einer geänderten Höhe der Konzessionsabgabe.

- Sperrung und Entsperrung der Anschlussnutzung (§ 11 Ziffer 6):

Im Rahmen der aktuellen Fassung des BNetzA-Netznutzungs-/Lieferantenrahmenvertrags Strom wurde vorgesehen, dass der die Unterbrechung der Anschlussnutzung beauftragende Lieferant sowohl die Kosten der Unterbrechung als auch der Wiederherstellung der Anschlussnutzung trägt, unabhängig davon, ob Letztere von ihm beauftragt wird. Die einschlägigen Regelungen im Lieferantenrahmenvertrag Gas wurden entsprechend angepasst. Um den Besonderheiten im Gasbereich bei der Wiederherstellung der Anschlussnutzung ausreichend Rechnung zu tragen, wurde die Kostentragungspflicht des

Transportkunden gegenüber dem Gasverteilernetzbetreiber nur für den Fall statuiert, dass Letzterer auch tatsächlich für die Wiederherstellung der Anschlussnutzung Sorge trägt. Oftmals trägt für die Entsperrung der Anschlussnehmer Sorge, da es in der Regel einer (erneuten) Inbetriebnahme der Gasanlage bedarf.

Die Abwicklung der Unterbrechung und Wiederherstellung der Anschlussnutzung erfolgt nach wie vor auf Grundlage der netzbetreiberindividuellen ergänzenden Geschäftsbedingungen. Ergänzungen ermöglichen die elektronische Abwicklung per Marktkommunikation, sobald hierfür verbindliche Vorgaben bestehen sollten – frühestens jedoch ab dem 01.10.2023. Zum jetzigen Zeitpunkt ist nicht absehbar, dass die Bundesnetzagentur im Rahmen der laufenden Novellierung ihrer Geli Gas-Festlegung Vorgaben hierfür vorsehen wird.

- Abrechnung von Sperr-/Entsperr-/Verzugskosten (§ 9 Ziffer 3):

Im aktuellen BNetzA-Netznutzungs-/Lieferantenrahmenvertrag Strom ist vorgesehen, dass Sperr-/Entsperr- und Verzugskosten gesondert elektronisch abgerechnet werden. Im Gegensatz zum Strombereich ist aber im Gasbereich eine gesonderte Abrechnung über die Marktkommunikation noch nicht vorgesehen, so dass hier zwar ebenfalls eine separate Abrechnung vorgeschrieben wird. Diese muss aber nur dann elektronisch erfolgen, soweit dies möglich ist, d.h. soweit hierfür die notwendigen Marktkommunikationsvorgaben vorhanden sind, frühestens jedoch ab dem 01.10.2023.

- Vorauszahlung (§12):

Die im Lieferantenrahmenvertrag Gas enthaltenen Regelungen zur Vorauszahlung wurden entsprechend dem aktuellen BNetzA-Netznutzungs-/Lieferantenrahmenvertrag Strom konkretisiert. So wurden die Regelungen u.a. dahingehend ergänzt, dass der Netzbetreiber den Zeitpunkt der ersten Vorauszahlung bestimmt und dem Transportkunden die Forderung mit einer Frist von mindestens 7 Werktagen zum Fälligkeitstermin mitteilt. Für die weiteren Vorauszahlungsmittelungen des Netzbetreibers gegenüber dem Transportkunden gilt nunmehr ebenfalls eine Frist von 7 Werktagen. Zudem wurden Fälligkeitstermine für den Fall kürzerer als monatlicher Vorauszahlungszeiträume geregelt. Zudem soll die Vorauszahlung bis zum letzten Werktag des Folgemonats abgerechnet sowie Salden ausgeglichen werden.

- Austausch von Kontaktdaten (§ 15):

Die Regelung zur Abwicklung von Kontaktdaten per Kontaktdatenblatt (XLSX) wurde um einen allgemeinen Verweis auf potenzielle Regelungen hierzu im Rahmen der laufenden Novellierung der Festlegung der Bundesnetzagentur zu Geli Gas („Geli Gas 2.0“) ergänzt. Die Verbände haben von einer ursprünglich geplanten näheren Ausgestaltung dieser

Vorgaben im Lieferantenrahmenvertrag Gas Abstand genommen, nachdem die Bundesnetzagentur darauf hingewiesen hat, dass diese Gegenstand der Konsultation der Änderungsfestlegung zur Festlegung Geli Gas 2.0 seien.

Damit ist die Implementierung einer zentralen Datenbank für die Bereitstellung und den Austausch von Kontaktdaten zwischen Gasverteilernetzbetreibern und Transportkunden aktuell nicht möglich. Diese Formalität könnte zur Folge haben, dass die Anlage 3 zur KoV (Lieferantenrahmenvertrag Gas) nach Festlegungsbeschluss („GeLi Gas 2.0“) ggf. erneut geändert werden muss und bestehende Lieferantenrahmenverträge erneut durch die Gasverteilernetzbetreiber entsprechend anzupassen wären. Auf diesen Umstand und dem damit verbundenen erheblichen Aufwand für die Gasverteilernetzbetreiber und die Transportkunden wurde die Bundesnetzagentur seitens der BDEW/VKU/GEODE-Verhandlungsdelegation sowohl mündlich als auch schriftlich mehrfach hingewiesen. Aus Verbändesicht sollte gewährleistet werden, dass Änderungen des Lieferantenrahmenvertrags Gas nicht innerhalb kürzester Zeit erneut notwendig werden. Die Bundesnetzagentur hat auch in Kenntnis der Folgen weiterhin darauf bestanden, keine weiteren Konkretisierungen vorzusehen, die eine erneute Änderung des Lieferantenrahmenvertrags hätte verhindern können.

- Vertragsschluss:

In der Vergangenheit wurden Lieferantenrahmenverträge in der Regel in Schriftform geschlossen; mittlerweile kommen Lieferantenrahmenverträge bevorzugt per E-Mail zustande. In § 1 Ziffer 1 Satz 2 wurde daher klargestellt, dass für den Vertragsschluss die Textform ausreichend ist. Damit soll insbesondere dem Umstand Rechnung getragen werden, dass für das Zustandekommen des Lieferantenrahmenvertrags keine bestimmte Form vorgesehen und damit auch die Zustimmung eines Vertragspartners per E-Mail möglich ist.

4.4. Anpassungen im Bilanzkreisvertrag mit Anlage zum Biogas-Bilanzkreisvertrag (Anlage 4 und Anlage 5)

In der Anlage 4 (Bilanzkreisvertrag) wurde eine Wahlmöglichkeit für Bilanzkreisverantwortliche von Unterbilanzkreisen aufgenommen, die Bilanzierungs- und Konvertierungsumlagen auch direkt an den Marktgebietsverantwortlichen zu zahlen.

Des Weiteren wurde eine Regelung für einen Prematching-Prozess am VHP aufgenommen. Demnach können Nominierungen der Bilanzkreisverantwortlichen für mehrere Tage im Vorhinein abgeben werden und der Marktgebietsverantwortliche matched alle vorliegenden Nominierungen für den aktuellen Monat und für den Folgemonat.

In der Anlage 5 (Verbindung von Bilanzkreisen) wurde die Frist für die Verbindung von Bilanzkreisen und die Kündigungsfrist für die Verbindung von Bilanzkreisen von 10 auf 5 Werktage verkürzt.

5. Anpassungen im Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas (Teil 1 und Teil 2)

Durch den Wegfall der Marktgebietsüberlappung konnte der Beginn des NKP-Clearings auf M+24 WT vorgezogen werden. Auch das Vorziehen der Veröffentlichung des vorläufigen NK-Auszuges auf M+2M-8WT wurde im Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas Teil 1 umgesetzt.

Des Weiteren wurden die Begrifflichkeiten im Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement Teil 1 und Teil 2, soweit die Marktkommunikation betroffen war, vereinheitlicht.

Bezüglich der Prüfung von Maßnahmen zur Verbesserung der Anwendung von Standardlastprofilen wurde im Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement Teil 1, Kapitel 11.7 eine Ergänzung aufgenommen, die die Netzkonten von Netzbetreibern, die in den zu überprüfenden Kalenderjahren das Allokationsverfahren gewechselt haben, und Netzkonten von Netzbetreibern, die weniger als 24 Monate „eigenständiger Netzbetreiber“ sind, bei der Ermittlung der Netzkonten, die der Prüfungspflicht unterliegen, ausschließt.

Die Begriffsbestimmungen wurden an das DVGW-Arbeitsblatt G 685 angepasst (z.B. Gasbeschaffenheitswerte). Die Textpassagen zur Mehr- und Mindermengenabrechnung bei Marktumstellung wurden im Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas Teil 1 und in der Anwendungshilfe „Prozesse zur Ermittlung und Abrechnung von Mehr-/Mindermengen Strom und Gas“ harmonisiert. Außerdem wurde eine Frist für den Marktgebietsverantwortlichen zur Übersendung der Mitteilung und der Rechnung/Gutschrift zur Teilbilanz bis spätestens M+4M aufgenommen.

6. Anpassungen im Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas

Der Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas wurde hinsichtlich der verwendeten Begriffe sowie der Verbesserung der Lesbarkeit der Beschreibungen und Praxisorientierung überarbeitet.

Die Kapitel 4.2 bis 4.2.3 „Analytisches Lastprofilverfahren“ wurden in einem wesentlichen Umfang überarbeitet. Dabei wurde sowohl auf die verbesserte Lesbarkeit wie auch auf die Vereinfachung und Verbesserung in der Anwendung des Verfahrens Wert gelegt. Die

Vorgehensweise zur Optimierung des analytischen Verfahrens nach Tagestypwechsel mit Temperaturbereichen wurde komplett neu verfasst.

In Kapitel 5.2 sowie der Anlage 2 Nomenklatur wurden Fehler in der Verwendung des Begriffs „Kochgas“ bereinigt. Ebenfalls überarbeitet wurde das Kapitel 6.2 „Prüfroutine Nachweistool“. Hier flossen die Erfahrungen aus den ersten Anwendungen der Nachweistools für synthetisch und analytisch bilanzierende Netzbetreiber ein.

Im Rahmen einer Übergangsregelung im DVGW-Arbeitsblatt G 685 wurde der Leitfaden um das neue Kapitel 7 „Abgrenzungsverfahren nach der SLP-Methodik“ ergänzt. Damit kann das SLP-Verfahren über 2023 hinaus zur Abgrenzung der Gasmengen verwendet werden.

7. Anpassungen im Leitfaden Marktraumumstellung

Im Leitfaden Marktraumumstellung wurden redaktionelle Anpassungen vorgenommen.

8. Anpassungen im Leitfaden Krisenvorsorge Gas

Im Leitfaden Krisenvorsorge Gas wurde die Definition der „geschützten Kunden“ im gesamten Dokument basierend auf der Neufassung des § 53a EnWG vom 16.07.2021 angepasst.

In Zusammenarbeit mit

Ansprechpartner:

BDEW

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

Ingride Kouengoué (Netz)
Energienetze, Regulierung und Mobilität
Telefon 030 / 300 199-1116
E-Mail ingride.kouengoue@bdew.de

Julia Borger (Recht)
Telefon 0 30 / 300 199-1536
E-Mail julia.borger@bdew.de

Frau Virginie Krone (Handel)
Tel.: 030/ 300 199-1562
E-Mail: virginie.krone@bdew.de

VKU

Herr Christian Richter (Netz)
Tel.: 030/ 585 80-199
E-Mail: richter@vku.de

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

GEODE

Herr Johannes Nohl (AG Netz)
Tel.: 030/ 6112840-70
E-Mail: info@geode.de

In Zusammenarbeit mit