



BECKER BÜTTNER HELD

GAS

NEWS

April 2015



BECKER BÜTTNER HELD



ÜBERBLICK ÜBER AKTUELLE ENTWICKLUNGEN UND HER-AUSFORDERUNGEN

Wie gewohnt informieren wir über Aktuelles aus den Bereichen Netz, Beschaffung und Vertrieb.

Für Rückfragen erreichen Sie uns unter gasteam@bbh-online.de. Ihre Gas-Ansprechpartner in Berlin, Köln und Hamburg finden Sie auf der letzten Seite dieser Gas-News.

NEWS

April 2015

INHALT

TEIL 1 – NETZZUGANG	5
I. GABI GAS 2.0 – PFLICHTEN FÜR VNB	5
II. TÄGLICHE NETZKONTROLLE – ERSTE ANSÄTZE	5
III. ZUKUNFT DES ANALYTISCHEN LASTPROFILVERFAHRENS?	6
IV. SYNTHETISCHE STANDARDLASTPROFILE 2.0: SIGLINDE	6
V. EINHEITLICHE MMMA STROM UND GAS: UMSETZUNGSSZENARIEN	7
VI. SACHSTAND MARKTRAUMUMSTELLUNG	7
VII. STAND UND INHALT DER KOV 8	8
VIII. SMART-METER ROLLOUT- AUSWIRKUNGEN AUF GASZÄHLER?	9
IX. UMGANG MIT BHKW IM GASNETZ	9
X. STAND IT-SICHERHEITSGESETZ UND IT- SICHERHEITSKATALOG DER BNETZA	10
TEIL 2 – VERTRIEB UND BESCHAFFUNG	11
I. NEUE BILANZIERUNGSREGELUNGEN – AUSWIRKUNGEN AUF BESCHAFFUNGSKOSTEN	11
II. ANPASSUNGSBEDARF VERTRIEBSVERTRÄGE DURCH GABI GAS 2.0	11
III. ENTGELTE UND UMLAGEN AB 1.4.2015.	12

NEWS

April 2015



IV. RÜCKZAHLUNGSBEGEHREN GRUNDVERSORGTER KUNDEN NACH DEN EUGH-URTEILEN VOM 23.10.2014	12
V. VERSORGUNGSSICHERHEIT ERDGAS	13
VI. WEM STEHEN DIE ÜBERSCHÜSSE DER REGEL- UND AUSGLEICHSENERGIEUMLAGEKONTEN ZU?	14
TEIL 3 – NEUES AUS EUROPA, VON GESETZGEBER UND BNETZA.....	14
I. BESCHWERDEVERFAHREN GABI GAS 2.0	14
II. NETZENTWICKLUNGSPLAN GAS	15
III. FESTLEGUNGSVERFAHREN „KARLA 1.1“ 15	
IV. FESTLEGUNGSVERFAHREN ZU DEN FNB- ENTGELTEN – BEATE UND HOKOWÄ	16
TEIL 4 – MUSTERVERTRÄGE.....	16
I. UPDATE LIEFERANTENRAHMENVERTRAG UND NETZNUTZUNGSVERTRAG	16
II. UPDATE MUSTERLIEFERVERTRÄGE GAS	16
TEIL 6 – SEMINARE UND TERMINE.....	17
TEIL 7 – BBH CONSULTING AG – AUSWIRKUNGEN VON GABI GAS 2.0 AUF DIE BESCHAFFUNG	19

NEWS

TEIL 1 – NETZZUGANG

I. GABI GAS 2.0 – PFLICHTEN FÜR VNB

Die Festlegung **GaBi Gas 2.0** modifiziert das Gas-Bilanzierungssystem und bringt deshalb v. a. Änderungen für die Marktgebietsverantwortlichen (MGB) und Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) mit sich. Auch die Verteilernetzbetreiber (VNB) bleiben nicht verschont. Wichtigstes und zugleich unerfreulichstes Thema aus VNB-Sicht wird die **Netzkontobetrachtung auf Tagesbasis** (siehe hierzu ausführlich den nachfolgenden Beitrag) sein. Ansonsten ändern sich für die VNB v. a. die Datenmeldepflichten. VNB müssen ab 1.10.2016 **zweimal untertäglich RLM-Daten** versenden (Daten zw. 6:00 – 12:00 Uhr mit Versand bis 15:00 Uhr, Daten zw. 12:00 – 15:00 Uhr mit Versand bis 18:00 Uhr). Zusätzlich sollen VNB künftig sog. „bilanzierungsperiodenabhängige, anwendungsspezifische Parameter“ in der SLP-Anwendung elektronisch und massengeschäftstauglich an die Marktpartner übermitteln. Welche Parameter dies genau sein sollen, bleibt nach der Festlegung offen. Für die weitere Konkretisierung sind die Verbände gefragt. Fest steht jedenfalls, dass die notwendigen Datenformate nicht bis zum 1.10.2015 fertig sein werden. GaBi Gas 2.0 bringt aus VNB-Sicht schließlich auch noch ein erfreuliches Thema mit sich: die **Abschaffung der Mehr-/Mindermengenabrechnung für RLM-Entnahmestellen**. Die Abrechnung der Brennwertunterschiede wird auf die Bilanzkreisebene verlagert, wofür der MGW vom VNB aber einen weiteren Lastgang benötigt (Menge mit Abrech-

nungsbrennwert, Übermittlung bis M+12WT). Das Resümee zu GaBi Gas 2.0 aus VNB-Sicht fällt damit durchwachsen aus: Die Änderungen der Datenmeldungen erfordern systemseitige Anpassungen, die große Herausforderung wird die Netzkontoabrechnung werden.

II. TÄGLICHE NETZKONTOKONTROLLE – ERSTE ANSÄTZE

Trotz vielfachen Protestes ist die BNetzA dabei geblieben, mit ihrer Festlegung Gabi Gas 2.0 eine Netzkonto-Kontrolle auf täglicher Basis zu verlangen. Einen Vorschlag der Verbände zu den Details erwartet sie bis 1.10.2015. Zum 1.10.2016 soll die tägliche Netzkontokontrolle starten. Erste Abrechnungen für die Tage im Monat Oktober 2016 könnte es Anfang 2017 geben. Die BNetzA hat **Einzelheiten bewusst offen gelassen**, insbesondere der Anfang 2014 in den Raum geworfene Grenzwert von 15 % habe nur zeigen sollen, dass bei einer Kontrolle auf täglicher Basis ein höherer Grenzwert als bei der bisherigen Monatsbetrachtung gelten müsse. Neben den **Vorauszahlungen der VNB bei einer Unterallokation** auf eine spätere Mindermengen-Rechnung des MGW soll es umgekehrt auch eine **Vorauszahlung der MGW** an die VNB bei einer Überallokation auf eine spätere Mehrmengen-Rechnung des VNB geben. Der Grenzwert für eine solche Vorauszahlung des MGW darf aber höher sein als der für Vorauszahlungen des VNB. Aufgrund der Aussagen der BNetzA, dass sie keine grundsätzliche Verschlechterung für alle VNB beabsichtige, wird derzeit von den Verbänden versucht, die bisher nach der mo-

NEWS

natlichen Netzkontokontrolle abgerechneten Mengen in ein künftiges wirkungsgleiches Tagessystem zu übersetzen. Dabei läuft es nach derzeitigem Stand auf eine Diskussion um die Anzahl möglicher **Karenztage** und die **Höhe der Grenzwerte** hinaus.

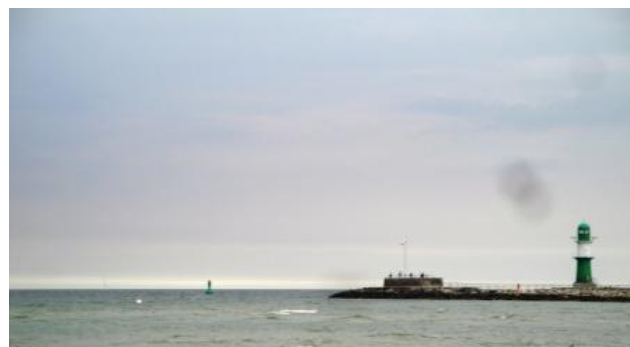
Sofern Sie sich mit dem Thema bislang noch nicht im Detail beschäftigt haben, sollten Sie dies unbedingt zeitnah nachholen und die eigenen Netzkonten der letzten drei Jahre auf mögliche Folgen einer täglichen Netzkontokontrolle untersuchen. Nur so können Sie noch rechtzeitig notwendige Optimierungen im SLP-Verfahren anstoßen, bei den Verbänden sinnvolle und umsetzbare Vorschläge zur täglichen Netzkontokontrolle einbringen und letztlich mögliche weitreichende wirtschaftliche Folgen des Tagesbetrachtung zumindest reduzieren. Gemeinsam mit der Becker Büttner Held Consulting AG (BBHC) unterstützen wir Sie gerne bei der Analyse Ihrer Netzkonten und der Suche nach hilfreichen Optimierungsmöglichkeiten.

III. ZUKUNFT DES ANALYTISCHEN LASTPROFILVERFAHRENS?

Im Hinblick auf den Wunsch der BNetzA nach einer täglichen Netzkontokontrolle sind in letzter Minute in die Festlegung GaBi Gas 2.0 Schrauben für eine Weiterentwicklung des analytischen Standardlastprofilverfahrens (SLP) eingebaut worden. Immerhin wird das analytische Verfahren von der BNetzA inzwischen als gleichberechtigtes zukunftsfähiges Verfahren angesehen. Zwar bleibt es dabei, dass auch die VNB mit ana-

lytischen Verfahren schon an D-1 bis 12:00 Uhr mit der Allokation für den Tag D fertig sein müssen, damit BKV in Bezug auf SLP-Kunden am Vortag das vorab übermittelte Allokations-Ergebnis nominieren können und keinerlei Risiko in Bezug auf Ausgleichsenergie oder untertägige Pflichten tragen. Die Allokation an D-1 muss künftig aber **nicht mehr zwingend auf der Restlast von D-2** beruhen, stattdessen können sonstige prognostizierbare Unterschiede zwischen D-2 und D bei der Allokation berücksichtigt werden. Einzelheiten der Umsetzung überlässt die BNetzA auch an dieser Stelle den Verbänden.

Insofern bleibt aus Sicht der Analytiker abzuwarten, wohin die Reise gehen wird. Spätestens zum 1.10.2015 sollten weitere Einzelheiten feststehen.



IV. SYNTHETISCHE STANDARDLASTPROFILE 2.0: SIGLINDE

Die Frage der (notwendigen) Weiterentwicklung der SLP ist nicht nur durch die Vorgaben zur täglichen Netzkontokontrolle ein aktuelles Thema, sondern beschäftigt die Branche schon seit Jahren. Ende 2014 ist ein Statusbericht der Forschungsstelle für Energiewirtschaft mbH (FfE) aus München zum SLP-Verfahren veröffentlicht

NEWS

worden. Dieser listet für das synthetische SLP-Verfahren zwei Verbesserungsvorschläge auf. Vielversprechend sollen die **Einführung eines saisonalen Ausgleichsfaktors** zur Behebung des Sommer-/Wintereffekts sowie die **Linearisierung** der Lastprofile sein. Nach derzeitigem Stand wird der zweite Ansatz für die KoV 8 weiter verfolgt. Damit soll eines der Hauptprobleme der Sigmoid-Funktionen, das frühe Abknicken im kalten Bereich, abgemildert werden. Dafür werden neue, bundeseinheitliche Profile („**SigLinDe**“) entwickelt. Die entsprechenden Codes werden bereits konsultiert. Die neuen Profile sollen dann mit der KoV 8 im überarbeiteten SLP-Leitfaden beschrieben werden. Eine Verpflichtung oder eine deutliche Empfehlung zur Anwendung der SigLinDe-Profile wird es aber nicht geben. Letztlich verbleibt die Verantwortung bzw. Letztentscheidung also bei jedem VNB. Wenn Sie bei der Optimierung der SLP Unterstützung benötigen, stehen wir bzw. die Kollegen der BBHC gerne bereit.

V. EINHEITLICHE MMMA STROM UND GAS: UMSETZUNGSSZENARIOEN

Mittlerweile steht fest: Jede Mehr-/Minder-mengenabrechnung vom VNB gegenüber Lieferanten ab dem **1.4.2016** muss, unabhängig vom Leistungszeitraum, **lieferstellenscharf, separat und elektronisch** erfolgen. Die Verbände haben am 14.10.2014 die entsprechende Prozessbeschreibung veröffentlicht („**Prozesse zur Ermittlung und Abrechnung von Mehr-/Minder-mengen Strom und Gas**“). Die BNetzA hat die Umsetzung

der Prozesse zum 1.4.2016 mit ihrer [Mitteilung Nr. 46](#) zur GPKE/GeLi Gas vom 22.1.2015 bestätigt.

Als weitere Hilfsstellung für die Umsetzung der Prozesse gibt es seit dem 19.12.2014 die „**Anwendungshilfe zur Einführung der Prozesse zur Ermittlung und Abrechnung von Mehr-/Minder-mengen Strom und Gas**“. Die Anwendungshilfe stellt die Umsetzung der neuen Prozesse anhand der verschiedenen Verfahren und nach unterschiedlichen Umstellungszeitpunkten dar und will insofern bei einer möglichst reibungslosen Umsetzung Hilfe leisten.

Die weitere Verbindlichkeit der neuen Prozesse soll im Rahmen des Leitfadens Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas (KoV 8) bzw. über eine Anlage zum Netznutzungsvertrag Strom erfolgen.

Für den VNB bedeuten die neuen Prozesse v. a. systemseitigen Aufwand. Je nach bisher angewandtem MMMA-Verfahren muss bereits jetzt an einer IT-Umstellung gearbeitet werden. Sofern noch nicht geschehen, sollten Sie hierzu unbedingt Ihren IT-Dienstleister ansprechen.

VI. SACHSTAND MARKTRAUMUMSTELLUNG

In Schneverdingen (2015) und Böhmetal (2016) werden die ersten Netze von L-Gas auf H-Gas umgestellt. Die Marktraumumstellung hat also begonnen. Die Umstellungsliste zum NEP Gas 2015 ist im Vergleich zum Vorjahr schon konkreter. Immerhin findet man sich dort als betroffener Netzbetreiber jetzt wieder und es werden Daten bis 2030 genannt. Allerdings bleiben viele Frage-

NEWS

zeichen, weil die genannten Termine nicht verbindlich sind, teilweise Alternativ-Termine genannt werden und nur Jahre angegeben sind. Nötig wäre eine verbindliche Planung mit monats-scharfen Terminen zumindest für die Jahre bis Ende 2020 (und auch mit konkreter Angabe der Anzahl der umzustellenden Endgeräte pro Verteilnetz). Nur dann könnte für die angedachte Zeit bis 2020, in der sich die Anzahl der umzustellenden Endgeräte auf etwa 450.000/a einpendeln soll, per Ausschreibung getestet werden, ob überhaupt ausreichend Umstellungsdienstleister vorhanden sind. Der **Mangel an Umstellungsfirmen** ist die Achillesferse der Marktraumumstellung. Ein zügiges Wachstum auf Verdacht ist nicht realistisch.

Mit Hilfe der **Arbeitsgemeinschaft Erdgasumstellung** (ARGE EGU) versuchen wir den Markt für Umstellungsdienstleister zu beleben und zu stützen. Außerdem bieten wir gemeinsam mit BBHC Hilfe bei den Ausschreibungsunterlagen, einen Leitfaden zur Kostenwälzung nach § 19a EnWG, einen Muster-Projektstrukturplan, ein Muster-Kommunikationskonzept, Hilfe bei Verhandlung der nötigen Verträge mit den FNB sowie weitere Unterstützung an. Als betroffener Netzbetreiber sollten Sie den nötigen zeitlichen Vorlauf von 3 bis 4 Jahren nicht unterschätzen. Auch die Kosten für die Vorbereitung auf die Erdgasumstellung sind nach § 19a EnWG wälzbar. Beachten Sie insoweit die Meldefrist jährlich zum 31.8. Gerne erläutern wir Ihnen bei Bedarf das Leistungsspektrum der ARGE EGU näher oder unterstützen Sie bei Ihrem Umstellungsprojekt.

VII. STAND UND INHALT DER KOV 8

Die Arbeiten an der KoV 8 sind bereits in der entscheidenden Phase. Ende März hat die BNetzA die Textentwürfe erhalten, zu der sie bis Ende April Stellung nehmen wird. Nach letzten Diskussionen darüber im Mai wird die KoV 8 Ende Juni veröffentlicht und gilt dann ab 1.10.2015, in Teilen auch schon vorher (bzgl. der internen Bestellung). Inhaltlich werden mit der KoV 8 im Wesentlichen die Vorgaben aus der **Festlegung GaBi Gas 2.0** und zu der ab 1.4.2016 vorgeschriebenen **MMMA** konkretisiert. Vorschläge zu Einzelheiten der täglichen Netzkontrollen werden in der KoV 8 noch nicht enthalten sein, weil diese erst zum 1.10.2015 der BNetzA vorgelegt werden müssen. Weitere wesentliche Themen der KoV 8 sind: die Weiterentwicklung der Fristen und Vorgaben zur Marktraumumstellung, nähere Vorgaben zur Plausibilisierung der Langfristprognose der VNB im Rahmen der internen Bestellung, die **Aufnahme eines Netzbetreiberclearings**, Klarstellungen zu den Umsetzungspflichten der Marktgebietsüberlapper, Überarbeitungen bei den Regelungen zur Krisenvorsorge sowie neue Vorschläge zur Optimierung der Lastprofilverfahren. Und auch der LRV Gas wird mit Wirkung zum 1.10.2015 erneut angepasst. Durch die im Sommer 2015 erwartete Festlegung der BNetzA zu einem Netznutzungsvertrag Strom sind weitere Auswirkungen auf den LRV Gas und eine weitere Anpassung zum 1.10.2016 wahrscheinlich. Bei unserer **Seminar-Reihe zur KoV 8** werden wir die Einzelheiten gerne erläutern.

NEWS

VIII. SMART-METER ROLLOUT- AUSWIRKUNGEN AUF GASZÄHLER?

Das Bundeswirtschaftsministerium hat am 9.2.2015 **Eckpunkte für das „Verordnungspaket Intelligente Netze“** veröffentlicht. Die Eckpunkte geben unter anderem Aufschluss darüber, in welchem Zeitfenster welche Verbrauchsgruppen intelligente Messsysteme einzubauen haben und wie der Rollout finanziert werden soll. Noch vor der Sommerpause des Bundeskabinetts ist zur Umsetzung und Ausgestaltung der Eckpunkte mit einer Messsystemverordnung, einer Datenkommunikationsverordnung und einer „Rollout“-Verordnung zu rechnen. Aber welche Relevanz hat das für Gaszähler? Der Smart-Meter-Rollout betrifft grundsätzlich nur den Stromsektor und ist parallel für den Gasbereich nicht vorgesehen. Allerdings dürfen nach **§ 21f Abs. 1 EnWG neue Messgeräte für Gas** nur verbaut werden, wenn sie sicher mit einem intelligenten Messsystem (Strom) verbunden werden können. Zudem müssen sie den Anforderungen an Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität von Schutzprofilen und Technischen Richtlinien, die in einer Rechtsverordnung festzulegen sind, entsprechen. Derzeit fehlt es an dieser Festlegung. Inwieweit das zu erwartende Verordnungspaket auch für den Gasbereich Regelungen treffen wird, ist dem Eckpunktepapier nicht zu entnehmen.

Bestandsgeräte, die den Anforderungen eines speziellen Schutzprofils nicht genügen, dürfen gemäß § 21f Abs. 2 Satz 1 EnWG eigentlich nur noch bis zum 31.12.2014 eingebaut und bis zum

Ablauf der Eichgültigkeit genutzt werden, soweit die Weiterbenutzung nicht mit unverhältnismäßigen Gefahren verbunden ist. Da zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch keine nach Schutzprofilen zertifizierten Messgeräte verfügbar sind, soll dieser Bestandsschutz nach einem Gesetzesentwurf der Bundesregierung bis zum 31.12.2015 verlängert werden. Mit der Verabschiedung des Gesetzes (BR-Drs. 643/14, Art. 3 Nr. 3) wird in der ersten Hälfte dieses Jahres gerechnet.

Der nunmehr im Eckpunktepapier konkretisierte Smart-Meter Rollout der Stromzähler lässt den Gasbereich damit voraussichtlich (erst einmal) unberührt.



IX. UMGANG MIT BHKW IM GASNETZ

Die Zunahme von BHKWs u.a. in der Wohnungswirtschaft stellt Betreiber von Gasverteilernetzen immer häufiger vor ein Abwicklungsproblem: Menge und Leistung erlauben u.U. nur die Einordnung als Standardlastprofilkunde, die gängigen Standardlastprofile sind aber ungeeignet, dieses Verbrauchsverhalten abzubilden. Es kommt unweigerlich zu Abweichungen zwischen Allokation und physikalischem Lastverlauf. Für

NEWS

den Lieferanten und den BHKW-Betreiber ist das in der Regel irrelevant und allenfalls eine Frage der MMMA. Der VNB muss jedoch täglich die unverschuldet schlechte Verbrauchsprognose in Form der SLP-Allokation hinnehmen. Und in Zukunft vielleicht stärker als bisher rechtfertigen. Je nach Anzahl der Anlagen im Verhältnis zur Größe des betroffenen Netzes können sich erhebliche Mengenverwerfungen ergeben, die den Netzbetrieb beeinträchtigen und im Netzkonto landen können, das ab Oktober 2016 auf Tagesbasis bewertet wird, vgl. unter II.

Daher kann die Ausstattung mit einem RLM-Gaszähler sinnvoll sein. Dafür ist das Einverständnis von Lieferant und BHKW-Betreiber erforderlich, oder der Beleg gegenüber der Regulierungsbehörde, dass ohne die Ausstattung ein funktionierender Netzbetrieb technisch nicht zu gewährleisten ist. Eine hohe Hürde, die mit Blick auf die Veränderungen im Verbrauchverhalten und der Diversifizierung von Verbrauchseinrichtungen im Zuge der Energiewende hier nicht mehr zeitgemäß ist.

Wir platzieren für und gemeinsam mit Netzbetreibern dieses Problem bei dem Bund-/Länderausschuss der Regulierungsbehörden. Ziel ist eine einheitliche und konkrete Handlungsempfehlung für Netzbetreiber, die Rechtssicherheit für alle Marktteilnehmer bietet. Den Aufwand für jedes sich beteiligende Unternehmen deckeln wir auf 1.000 € netto. Wollen Sie sich auch beteiligen, sprechen Sie uns gerne an.

X. STAND IT-SICHERHEITSGESETZ UND IT-SICHERHEITSKATALOG DER BNETZA

Seit dem 17.12.2014 liegt ein **Entwurf** der Bundesregierung für ein **IT-Sicherheitsgesetz** vor. Das IT-Sicherheitsgesetz soll die Anforderungen an die IT-Sicherheit kritischer Infrastrukturen festlegen, also der Einrichtungen, die für das Gemeinwesen von zentraler Bedeutung sind. Während für die Branchen außerhalb der Energieversorgung (Gesundheit, Verkehr, Industrie etc.) nun die Diskussion eröffnet ist, ob es sich jeweils um kritische Infrastrukturen handelt, ist dies für Betreiber von Erdgasversorgungsnetzen aufgrund von **§ 11 Abs. 1a EnWG** bereits geklärt. Seit Ende 2013 liegt auch bereits ein Entwurf eines **IT-Sicherheitskataloges** der BNetzA vor, der die Anforderungen an Betreiber von Energieversorgungsnetzen konkretisiert. Der Entwurf des IT-Sicherheitsgesetzes geht insofern weiter: Durch Einfügung eines neuen **§ 11 Abs. 1b EnWG** ist die Möglichkeit eröffnet, dass neben Energieversorgungsnetzen auch Energieanlagen (also im Gasbereich auch Speicher oder größere Kundenanlagen) durch Rechtsverordnung als kritische Infrastrukturen bestimmt werden können. Sollte das IT-Sicherheitsgesetz wie geplant im ersten Halbjahr 2015 in Kraft treten, ist damit zu rechnen, dass die BNetzA den IT-Sicherheitskatalog kurzfristig danach verabschiedet wird. Als Netzbetreiber sollten Sie die neuen Anforderungen an die IT-Sicherheit nicht unterschätzen und sich zeitnah nach Verabschiedung des Gesetzes mit diesem Thema auseinandersetzen.

NEWS

April 2015

TEIL 2 – VERTRIEB UND BESCHAFFUNG

I. NEUE BILANZIERUNGSREGELUNGEN – AUSWIRKUNGEN AUF BESCHAFFUNGSKOSTEN

Die Bundesnetzagentur hat mit der Festlegung GaBi Gas 2.0 vom 19.12.2015 (Az. BK7-14-020) das Bilanzierungssystem nicht grundlegend neu geregelt, ändert aber zahlreiche Vorgaben, die Beschaffungsvorgänge betreffen.

Erhalten bleibt die Tagesbilanzierung, neu geregelt wurde jedoch die Bepreisung der **Ausgleichsenergie**. Ausgleichsenergiepreise werden künftig **marktgebietsscharf** ermittelt und orientieren sich ab 1.10.2015 – statt am „GABi-Gas-Preiskorb“ (den Großhandelsmärkten NCG, GASPOOL, TTF und Zeebrugge) – vorrangig an den Grenzkosten des MGV für den Regelenergieeinsatz.

Auch das stündliche Anreizsystem, das die Tagesbilanzierung ergänzt, wurde reformiert. Der bisherige Strukturierungsbeitrag wird ab 1.10.2016 durch den **Flexibilitätskostenbeitrag** (sog. Flexbeitrag) ersetzt. RLM-Kunden können weiterhin der Fallgruppe RLMoT oder RLMmT zugeordnet werden. Neu ist aber, dass beide Fallgruppen an der sog. RLM-Bilanzierungsumlage beteiligt werden und eine einheitliche h-Toleranz in Höhe von 7,5 % auf die Tagesmenge erhalten. Wird die Toleranz überschritten, wird unter gewissen Voraussetzungen der Flexbeitrag erhoben, der sich ebenfalls an den tatsächlichen Kosten des MGV für den Einsatz von Regelenergie orientiert. Ab 1.10.2015 wird es außerdem zwei getrennte **Bilanzierungsumlagen** (bisher: Regel- und Aus-

gleichsenergie) für SLP- und RLM-Entnahmestellen geben. In welche Richtung sich die beiden Umlagen entwickeln werden, bleibt abzuwarten. Die Abrechnung der Brennwertdifferenzen bei den RLM-Entnahmestellen (bislang über die **Mehr- und Mindermengen zwischen VNB und Lieferant**) wird auf die Bilanzkreisebene verlagert und findet ab 1.10.2015 zwischen BKV und MGV auf täglicher Basis zu Durchschnittspreisen am Virtuellen Handlungspunkt statt.

Das Resümee zu GaBi Gas 2.0 aus Beschaffungssicht: Die neuen Vorgaben zur Bepreisung der Ausgleichsenergie werden voraussichtlich zu volatileren und weniger vorhersehbaren Kosten führen, die künftig marktgebietsscharf sind. RLM-Portfolien bergen andere Risiken als bisher und mit der Differenzmengenabrechnung gibt es eine neue Position in der Bilanzkreisrechnung. Den BKV treffen diese Änderungen unmittelbar (vgl. zu den Auswirkungen von GaBi Gas 2.0 auf die Beschaffung auch **Teil 7**). Inwieweit all das künftig aber auch zu Veränderungen in der Risikoverteilung von Beschaffungsverträgen im Subbilanzkonto führt, bleibt abzuwarten. Zumindest für laufende Verträge, die über den 1.10.2015 hinausgehen, muss eine eigene Risikobewertung getroffen werden. Gerne unterstützen wir Sie dabei.

II. ANPASSUNGSBEDARF VERTRIEBSVERTRÄGE DURCH GABI GAS 2.0

Auch viele Vertriebsverträge dürften mit Blick auf die neuen Vorgaben der GaBi Gas 2.0 anzupassen sein. Zwar sollten die Verträge für SLP-Kunden

NEWS

keiner oder nur kleinerer Anpassungen bedürfen – soweit in diesen Verträgen nicht einzelne Preisbestandteile wie die bisherige Regel- und Ausgleichsenergieumlage (jetzt: SLP-Bilanzierungsumlage) separat ausgewiesen werden. Allerdings sollten Vertriebe unbedingt die künftige Entwicklung der SLP-Bilanzierungsumlage im Auge haben, um mögliche Änderungen im Rahmen der Preiskalkulation berücksichtigen zu können. Weitreichenderer Anpassungsbedarf ergibt sich für Verträge für RLM-Kunden. In diesen Verträgen sind die Preissysteme häufig wesentlich ausdifferenzierter und die durch die Festlegung GaBi Gas 2.0 geänderten unterschiedlichen Komponenten des Bilanzierungsregimes in den Verträgen abgebildet. Die Regel- und Ausgleichsenergieumlage wird in der Regel separat ausgewiesen und an den Kunden gewälzt. Geänderte Rahmenbedingungen und Risikopositionen müssen zudem auch im Rahmen dieser Verträge zwingend berücksichtigt werden. Wie umfangreich die Vertragsüberarbeitung sein wird und inwieweit eine Anpassung von Bestandsverträgen notwendig und auch möglich ist, lässt sich nur durch eine Einzelfallprüfung abschließend beurteilen, bei der wir Ihnen gerne behilflich sind.

III. ENTGELTE UND UMLAGEN AB 1.4.2015

Nachdem GASPOOL, anders als NCG, in der vergangenen Umlageperiode wieder eine **Regel- und Ausgleichsenergieumlage** erhob, ändern sich in dieser Umlageperiode die Vorzeichen. GASPOOL senkt ab 1.4.2015 die Umlage auf 0,00 ct/kWh,

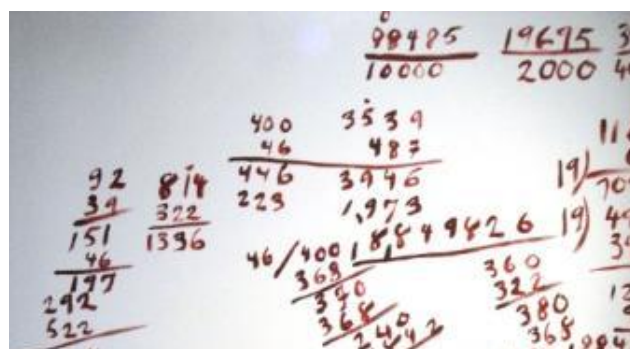
NGC erhebt hingegen wieder eine Umlage in Höhe von 0,04 ct/kWh.

Unverändert bleibt aufgrund der rechtlichen Vorgaben das **VHP-Entgelt** bei NCG in Höhe von 0,10 ct/kWh und bei GASPOOL in Höhe von 0,20 ct/kWh.

Beim **Konvertierungsentgelt** hat NCG im Vergleich zum Winter 2014/2015 nochmals um 0,01 ct/kWh auf 0,03 ct/kWh reduziert. Bei GASPOOL bleibt das Konvertierungsentgelt hingegen mit 0,088ct/kWh nach wie vor mehr als doppelt so hoch.

Der **Biogas-Wälzungsbetrag** bleibt auch über den 1.4.2015 hinaus bei 0,60 €/kWh/h/a.

Die seit 1.1.2015 erhobene **Marktraumumlage** in Höhe von 0,0282 €/kWh/h/a bei GASPOOL und in Höhe von 0,0040 €/kWh/h/a bleibt bis 31.12.2015 unverändert.



The image shows a handwritten calculation table with several columns of numbers and lines. The numbers are arranged in a way that suggests a ledger or accounting entry. The numbers are: 92, 34, 151, 46, 292, 522, 814, 322, 1336, 400, 46, 446, 223, 46/400, 368, 340, 368, 2442, 3534, 483, 3946, 1973, 18849426, 98485, 10000, 19675, 2000, 40, 118, 19, 709, 49, 34, 360, 322, 380, 368, 2841.

IV. RÜCKZAHLUNGSBEGEHREN GRUNDVERSORGTER KUNDEN NACH DEN EUGH-URTEILEN VOM 23.10.2014

Gegenwärtig werden verschiedene Musterschreiben verbreitet, mit denen grundversorgte Kunden vermeintlich überzahlte Energielieferentgelte der

NEWS

Vergangenheit zurück fordern. Einzelne Grundversorger sind bereits mit mehreren tausend solcher Rückzahlungsbegehren konfrontiert. Vor dem Hintergrund der Urteile des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 23.10.2014 (Rechtssachen [C-359/11](#) und [C-400/11](#)) sind diese Kundenschreiben aus rechtlicher Sicht sehr ernst zu nehmen. Denn nach diesen Urteilen war die Preisänderungsregelung der Grundversorgungsverordnungen zumindest bis zu deren Novellierung im vergangenen Herbst mit europarechtlichen Transparenzgebots unvereinbar. Zwar stehen die Schlussfolgerungen des BGH aus den EuGH-Urteilen noch aus. Fügt man die EuGH-Urteile jedoch mit der bisherigen Rechtsprechung des BGH zusammen, ist vorgezeichnet, dass Preisanpassungen der Grundversorger zumindest in der jüngeren Vergangenheit unwirksam waren und infolgedessen Rückzahlungsansprüche von Kunden bestehen können. Dies gilt für die Grundversorgung mit Gas und Strom gleichermaßen. Wir empfehlen, von Beginn an eine **Strategie für den Umgang mit solchen Rückzahlungsbegehren** zu entwickeln. Grundlage einer solchen **Strategie** sollte stets eine **Risikoanalyse** sein. Versorger sollten das Rückforderungspotenzial insgesamt sowie bezogen auf einen Durchschnittskunden ermitteln (unter Berücksichtigung der nunmehr zu erwartenden BGH-Rechtsprechung). Dabei kann die Risikoanalyse für Gas und Strom durchaus unterschiedlich ausfallen und insbesondere für Gas wegen der zuletzt stabilen Preise möglicherweise sogar zur Entwarnung führen. Schließlich steht die Frage im Raum, inwieweit

Rückstellungen wegen solcher Rückzahlungsansprüche zu bilden sind. Sprechen Sie uns zu all diesen Fragen gerne an.

V. VERSORGUNGSSICHERHEIT ERDGAS

Das Thema Versorgungssicherheit Erdgas ist u. a. aufgrund der Entwicklungen um die Ukraine im letzten Winter wieder verstärkt in den Fokus gelangt. Auch die Speicherfüllstände spielen in den öffentlichen Diskussionen immer wieder eine wesentliche Rolle. Auf Initiative Bayerns hat der Bundesrat die Errichtung einer nationalen **Erdgasreserve** in die Diskussion eingebracht. Das Bundeswirtschaftsministerium hat zuletzt ein Gutachten vergeben, in dem geprüft werden soll, ob und wie weit Regelungen für Gasspeicher zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen können. Neben einer strategischen Reserve käme grundsätzlich auch eine **Speicherverpflichtung**, beispielsweise für Lieferanten in Betracht. Nach dem Vorbild anderer europäischer Länder könnte damit die Vorgabe verbunden sein, entsprechend des eigenen Endkundenportfolios eine bestimmte Gasspeicherkapazität zu buchen und zu bewirtschaften. Ob und inwieweit solche Vorgaben tatsächlich kommen werden, ist in erster Linie eine politische Entscheidung. Die Ergebnisse der Studie, die Grundlage der politischen Diskussion sein werden, sind für Mai angekündigt.

NEWS

April 2015

VI. WEM STEHEN DIE ÜBERSCHÜSSE DER REGEL- UND AUSGLEICHSENERGIEUMLAGEKONTEN ZU?

Auf den Regel- und Ausgleichsenergieumlagekonten der MGV häuften sich unter dem Bilanzierungsregime der GABi Gas Überschüsse im dreistelligen Millionen-Euro Bereich an. Im Jahre 2013 entschlossen sich die MGV, dem weiteren Anwachsen dieser Überschüsse Einhalt zu gebieten und darüber hinaus die bestehenden Überschüsse abzuschmelzen. Dabei bedienten sie sich der drei von der GABi Gas hierfür zur Verfügung gestellten Instrumente. Im ersten Schritt senkten sie die Umlage für den Zeitraum ab dem 1.10.2013 (zunächst) auf null ab. Im zweiten Schritt erstatteten sie die im vorausgegangenen Halbjahr vereinnahmte Umlage. Und im dritten Schritt schütteten Sie danach verbliebenen Überschüsse an die Bilanzkreisverantwortlichen aus. NCG schüttete für jede im Zeitraum vom 1.4.2013 bis zum 1.10.2013 bilanzrelevante ausgespeiste kWh einen Betrag in Höhe von 0,1573 ct und für jede im Zeitraum vom 1.10.2013 bis zum 1.4.2014 bilanzrelevante ausgespeiste kWh einen Betrag in Höhe von 0,0583 ct an die Bilanzkreisverantwortlichen aus. Bei GASPOOL waren es 0,0996 ct für den Zeitraum vom 1.4.2013 bis zum 1.10.2013 und 0,005 ct für den Zeitraum vom 1.10.2013 bis zum 1.4.2014.

Die Erstattungen der zuvor vereinnahmten Umlagen (zweiter Schritt) reichten die BKV regelmäßig an die von ihnen in Subbilanzkonten belieferten Weiterverteiler durch. Anders verhalten sich die BKV in Bezug auf die – deutlich höheren – Aus-

schüttungen (dritter Schritt). Insoweit verweigern sie die Weitergabe an die Subbilanzkontoinhaber zumeist und meinen, die – durchaus beachtlichen – Beträge behalten zu dürfen. Wir empfehlen, dies nicht ohne weiteres hinzunehmen. Denn eine Vielzahl uns bekannter Verträge über die Belieferung in Subbilanzkonten enthalten durchaus Regelungen, die einen Anspruch des Subbilanzkontoinhabers auf Auskehr der Überschussausschüttungen zu stützen scheinen.

TEIL 3 – NEUES AUS EUROPA, VON GESETZGEBER UND BNETZA

I. BESCHWERDEVERFAHREN GABI GAS 2.0

Nachdem Proteste in den Konsultationsrunden zur Festlegung GaBi Gas 2.0 in vielen Punkten nicht zu einer Anpassung des ursprünglichen Entwurfs geführt haben, haben sich zahlreiche VNB (u. a. vertreten durch BBH) zur Einlegung einer Beschwerde gegen die Festlegung zum OLG Düsseldorf entschlossen. Angegriffen wird vor allem die geplante Einführung der täglichen Netzkontoabrechnung, die nicht nur erhebliche Liquiditätsengpässe bei vollkommen normgerechten Verhalten befürchten lässt, sondern an deren Eignung zur Verbesserung der SLP-Prognosequalität auch erhebliche Zweifel bestehen.

Dieser Schritt (Einlegung der Beschwerde) war bereits jetzt trotz – und gerade aufgrund – fehlender Erkenntnisse über die Detailausgestaltung notwendig. Denn die BNetzA hat in der Festlegung lediglich einen Rahmen für die tägliche Netzkontoabrechnung vorgegeben, der durch die

NEWS

Netzbetreiber im KoV-Prozess aktuell noch ausgestaltet wird. Die Festlegung wäre ohne Einlegung einer Beschwerde deshalb bereits endgültig bestandskräftig geworden, während die konkreten Abrechnungskriterien noch diskutiert werden.

Dennoch: Eine aufschiebende Wirkung besitzt die Beschwerde nicht; die Arbeiten in der Verhandlungsdelegation der Verbände laufen weiterhin auf Hochtouren. Solange keine Entscheidung in der Sache erreicht ist, rückt die tägliche Netzkontoabrechnung damit jeden Tag ein Stückchen näher.

II. NETZENTWICKLUNGSPLAN GAS

Am 23.2.2015 haben die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) den [Entwurf des Netzentwicklungsplans](#) (NEP) Gas 2015 vorgelegt. Eines der zentralen Themen ist die **Erdgasumstellung von L- auf H-Gas**. Insoweit listet der Entwurf detaillierter als in den Vorjahren die einzelnen Umstellungsbereiche nach Verteilernetzen auf. Die Liste und die entsprechenden Umstellungstermine sind jedoch lediglich indikativ und unverbindlich. Auf dieser unsicheren Basis ist es den betroffenen VNB kaum möglich, in eine konkrete Umstellungsplanung einzusteigen und benötigte Umstellungsdienstleistungen auszuschreiben (siehe hierzu auch den Beitrag unter [Teil 1 VI](#)).

Auch die Auflösung der weiterhin bestehenden **Kapazitätsengpässe** zu nachgelagerten Netzen bleibt wichtiges Thema des NEP Gas. Die BNetzA hat den FNB insoweit aufgegeben, die konkreten Auswirkungen und den Zeitrahmen der einzelnen

Netzausbaumaßnahmen detailliert darzulegen. Diesen Anforderungen sind die FNB in ihrem Entwurf jedoch nicht nachgekommen. Eine Abschätzung, zu welchem Zeitpunkt und in welcher Höhe eine Verbesserung der Kapazitätssituation für den jeweiligen VNB zu erwarten ist, ist damit leider weiterhin nicht möglich. VNB sollten weiterhin ihren Unmut über unterbrechbare oder befristete Kapazitätszusagen deutlich zum Ausdruck bringen, sowohl gegenüber den vorgelagerten Netzbetreibern als auch der BNetzA. Auch die Nachfragen seitens der BNetzA zum Ende letzten Jahres zeigen, dass das Thema im Fokus der BNetzA steht.

III. FESTLEGUNGSVERFAHREN „KARLA 1.1“

Nach Veröffentlichung von „GaBi Gas 2.0“ hat die Beschlusskammer 7 der BNetzA Ende Februar 2015 das nächste Festlegungsverfahren eingeleitet. Unter dem Namen „**KARLA 1.1**“ soll der Netzkodex für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen (Netzkodex CAM) umgesetzt und die Festlegung KARLA Gas (Az. [BK7-10-001](#)) aufgehoben werden. Die geplanten Änderungen betreffen eine Vielzahl von Details u. a. zur **Ausgestaltung kurzfristiger Kapazitätsauktionen**. Weitergehende Regelungen, insbesondere in Bezug auf eine Standardisierung von Kapazitätsprodukten sind (noch) nicht vorgesehen und bleiben ggf. einem anschließenden Verfahren („KARLA 2.0“) vorbehalten.

NEWS

IV. FESTLEGUNGSVERFAHREN ZU DEN FNB-ENTGELTEN – BEATE UND HOKOWÄ

Schon seit April letzten Jahres läuft das Festlegungsverfahren zur **Bepreisung von Ein- und Ausspeisekapazitäten** (BEATE Gas, Az. [BK9-14-608](#)). Geregelt werden Details zu den FNB-Entgelten, wie Entgelte an Speichern, Aufschläge für Kurzfristkapazitäten und die Ermittlung der Entgelte für unterbrechbare Kapazitäten. Auch wenn die Entgelte der internen Bestellung nicht unmittelbar tangiert sind, kann sich durch eine Änderung der FNB-Entgelte insgesamt auch das Kostenniveau für die interne Bestellung ändern. Gleiches kann sich auch durch das Festlegungsverfahren hinsichtlich der **horizontalen Kostenwälzung** („HoKoWä“, Az. [BK9-13-607](#)) ergeben. Damit bezweckt die BNetzA, Transporte zwischen den FNB eines Marktgebiets intern zu bepreisen. Beide Festlegungen sollen nach jetzigem Stand zum **1.1.2016** angewandt werden. Da jedoch beide Regelungen nach aktuellem Stand die Frage offen lassen, wie der jeweilige FNB seinen Kostenblock auf Entry- und Exit-Entgelte verteilt, lassen sich konkrete Auswirkungen auf die Bepreisungen interner Bestellkapazitäten derzeit nicht abschließend abschätzen.

TEIL 4 – MUSTERVERTRÄGE

I. UPDATE LIEFERANTENRAHMENVERTRAG UND NETZNUTZUNGSVERTRAG

Im Rahmen der kommenden KoV 8 wird auch der Musterlieferantenrahmenvertrag (Anlage 3 zur KoV) erneut angepasst. Das aktualisierte Ver-

tragsmuster wird dann ab 1.10.2015 gelten. Bestandsverträge müssen erneut angepasst werden. Über die Änderungen des Lieferantenrahmenvertrages sowie mögliche Anpassungen im Netznutzungsvertrag werden wir Sie, wie gewohnt, mit den Gasnews zum 1.10.2015 informieren.

II. UPDATE MUSTERLIEFERVERTRÄGE GAS

Nicht zuletzt die durch die GaBi Gas 2.0 reformierten Bilanzierungsregelungen haben auch uns dazu veranlasst, die Musterlieferverträge Gas für „größere“ Kunden (RLM-Kunden mit und ohne Netznutzung, Weiterverteiler) zu aktualisieren



und an die neuen Vorgaben anzupassen. Wir werden die Überarbeitung in den kommenden Wochen abschließen und Ihnen die aktualisierten Verträge dann zur Verfügung stellen können.

NEWS

TEIL 6 – SEMINARE UND TERMINE

- **DIE KOV 8 - UMSETZUNG VON GABI GAS 2.0 & MMMA 2.0 UND ÜBERARBEITUNG DER KLASSIKER: VERSORGUNGSSICHERHEIT, INTERNE BESTELLUNG & CO.**
 - Donnerstag, 25.6.2015, 10:00 bis 16:00 Uhr
BBH-Köln, KAP am Südkai, Agrippinawerft 26-30, 50678 Köln
 - Dienstag, 30.6.2015, 10:00 bis 16:00 Uhr
BBH-München, Pfeuferstraße 7, 81373 München
 - Donnerstag, 2.7.2015, 10:00 bis 16:00 Uhr
BBH-Hamburg, Kaiser-Wilhelm-Straße 93, 20355 Hamburg
 - Dienstag, 7.7.2015, 10:00 bis 16:00 Uhr
BBH-Berlin, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin
 - Donnerstag, 9.7.2015, 10:00 bis 16:00 Uhr
BBH-Stuttgart, Industriestraße 3, 70565 Stuttgart
- **GEMEINSAME MEHR- UND MINDERMENGENABRECHNUNG (MMMA) STROM UND GAS**
 - Dienstag, 14.4.2015, 10:00 bis 17:00 Uhr
BBH-München, Pfeuferstraße 7, 81373 München
 - Dienstag, 21.4.2015, 10:00 bis 17:00 Uhr
BBH-Köln, KAP am Südkai, Agrippinawerft 26-30, 50678 Köln
 - Mittwoch, 22.4.2015, 10:00 bis 17:00 Uhr
BBH-Berlin, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin
 - Dienstag, 26.5.2015, 10:00 bis 17:00 Uhr
BBH-Hamburg, Kaiser-Wilhelm-Straße 93, 20355 Hamburg
- **RECHTLICHE UND WIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN VON GABI GAS 2.0 AUF DAS RLM-PORTFOLIO AUS KUNDEN- UND LIEFERANTENANSICHT**
 - Mittwoch, 10.6.2015, 10:00 bis 16:00 Uhr
BBH-Köln, KAP am Südkai, Agrippinawerft 26-30, 50678 Köln
 - Dienstag, 16.6.2015, 10:00 bis 16:00 Uhr
BBH-Berlin, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin
 - Dienstag, 23.6.2015, 10:00 bis 16:00 Uhr
BBH-Stuttgart, Industriestraße 3, 70565 Stuttgart
- **STADTWERKE-SEMINAR: BASISWISSEN GASWIRTSCHAFT: RECHTLICHE UND WIRTSCHAFTLICHE GRUNDLAGEN**
 - Dienstag, 5.5.2015, 10:00 bis 17:00 Uhr
BBH-Stuttgart, Industriestraße 3, 70565 Stuttgart
 - Mittwoch, 3.6.2015, 10:00 bis 17:00 Uhr
BBH-Hamburg, Kaiser-Wilhelm-Str. 93, 20355 Hamburg
 - Mittwoch, 29.7.2015, 10:00 bis 17:00 Uhr
BBH-München, Pfeuferstraße 7, 81373 München
 - Dienstag, 8.9.2015, 10:00 bis 17:00 Uhr
BBH-Berlin, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

NEWS

- **ARBEITSGEMEINSCHAFT ERDGASUMSTELLUNG**

- Mittwoch, 30.9.2015 ab 10:00 Uhr
„2. Treffen der Dienstleistungsinitiative Erdgasumstellung der ARGE EGU zur Belegung des Marktes für Umstellungsdienstleistungen“
Hotel Bielefelder Hof, Am Bahnhof 3, 33602 Bielefeld
- Mittwoch, 4.11.2015 ab 10:30 Uhr
„Mitglieder-Versammlung der ARGE EGU“
Stadtwerke Herford GmbH, Werrestr. 103, 32049 Herford

- **INITIATIVE GASHANDEL/GABI GAS**

- Dienstag, 12.5.2015, 10:00 bis 16:00 Uhr
BBH-Berlin, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin
- Donnerstag, 24.9.2015, 10:00 bis 16:00 Uhr
BBH-Köln, KAP am Südkai, Agrippinawerft 26-30, 50678 Köln
- Dienstag, 17.11.2015, 10:00 bis 16:30 Uhr
Gaskonferenz: „Gas Trader’s Day“
BBH-Berlin, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

- **GASGROUP – ARBEITSGEMEINSCHAFT GAS**

- Mittwoch, 24.6.2015, 10:00 bis 15:30 Uhr
BBH-Köln, KAP am Südkai, Agrippinawerft 26-30, 50678 Köln
- Mittwoch, 9.9.2015, 10:00 bis 15:30 Uhr
BBH-Köln, KAP am Südkai, Agrippinawerft 26-30, 50678 Köln

- **INITIATIVE L-GAS**

- Dienstag, 1.9.2015, 10:00 bis 14:00 Uhr
BBH-Köln, KAP am Südkai, Agrippinawerft 26-30, 50678 Köln

- **ARBEITSKREIS GAS UND WÄRME**

- Montag, 27.4.2015, 10:00 bis 16:00 Uhr
BBH-Berlin, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

NEWS

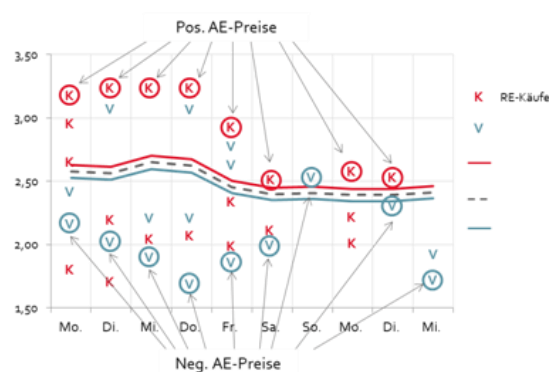
TEIL 7 – BBH CONSULTING AG – AUSWIRKUNGEN VON GABI GAS 2.0 AUF DIE BESCHAFFUNG

Die GaBi Gas 2.0 selbst erscheint dem Außenstehenden auf den ersten Blick vielleicht als regulatorische Detailausführungen. Die Folgen für zukünftige Prozesse in den Beschaffungs- und Vertriebsabteilungen der hiesigen Stadtwerklandchaft sind erst bei genauerem Hinschauen zu erkennen, aber nicht zu unterschätzen.

Die neuen Vorgaben für die „Bepreisung der Ausgleichsenergie“ und die „Within Day Obligations“ können nach unserer Bewertung erhebliche Auswirkungen haben:

Preis für Ausgleichsenergie: Bilanzielle Ungleichgewichte am Ende des Gastages sollen zukünftig nicht mehr mit dem Durchschnittspreis europäischer Handelsplätze abgerechnet werden, sondern vorrangig mit den tatsächlichen Beschaffungskosten bzw. Verkaufserlösen der eingesetzten Regelenenergie des jeweiligen MGV. Pro Marktgebiet soll grundsätzlich der teuerste Kauf bzw. der erlösärmste Verkauf je Gastag angesetzt werden. Lediglich wenn der MGV an einem Tag keine börslichen Regelenenergiegeschäfte getätigt hat, soll abweichend der durchschnittliche Marktpreis zuzüglich eines „kleinen“ Auf- bzw. Abschlags von 2 % herangezogen werden. Die EEX wird hierzu neue Indizes bereitstellen müssen, da der vorhandene Tagesreferenzwert untertätige Handelsgeschäfte aktuell nicht abbildet.

Grafik: Systematik der Preisbildung für Ausgleichsenergie



Quelle: Eigene Darstellung?

Mit diesem Ausgleichsenergiekonzept will die BNetzA dem Anreiz entgegenzuwirken, dass sich BKV aus strategischen Gründen der Ausgleichsenergie bedienen und die Bilanzierungskosten in die Höhe treiben, zum Beispiel indem sie Fehlmengen ihrer Bilanzkreise in Zeiten hoher Marktpreise nicht über den Markt glattstellen. Unter dem Strich werden in den beiden Marktgebieten damit bald unterschiedliche Preise gelten, bei denen bereits kleine Mengen Regelenenergie bestimmend für die Höhe des Ausgleichsenergiepreises sein können. Die Ausgleichsenergiepreise werden damit tendenziell volatil. Auch ist zu erwarten, dass der RLM-Umlagetopf aufgrund dieser Preisbildungssystematik regelmäßig anschwellen und zu einer niedrigen RLM-Umlage führen wird und dass ggf. auch weitere Ausschüttungen vorgenommen werden müssen.

NEWS

April 2015

Within Day Obligations: Eine noch sensiblere, weil voraussichtlich weitreichende Änderung betrifft die Anforderungen zu den untertägigen Verpflichtungen.

Grundsätzlich gilt weiterhin, dass Bilanzkreise erst am Ende des Gastages ausgeglichen sein müssen. Auch eine stündliche Preiskomponente gibt es weiterhin. Anstelle des Strukturierungsbeitrages tritt künftig der Flexibilitätskostenbeitrag (kurz: Flexbeitrag). Das heißt, Lieferanten von RLM Kunden müssen ihre Ein- u. Ausspeisung auch innerhalb des Tages stündlich weiter überbringen. Die Standard-Fallgruppe wird nach dem Vorbild des bisherigen Bilanzierungssystems die Gruppe RLMmT (RLM mit Tagesband). Dabei wird der gemessene Tagesverbrauch rückwirkend gleichmäßig über den Tag verteilt. Alternativ wird in der Fallgruppe RLMoT die stündliche Einspeisung dem stündlichen Verbrauch gegenübergestellt. Insoweit bleibt alles beim Alten. Neu ist, dass beide RLM-Gruppen die neue Bilanzierungsumlage zahlen müssen und dass beide RLM-Gruppen mit derselben Toleranz am „Stundensystem“ teilnehmen (7,5 % bezogen auf die Tagesmenge). Die wesentliche Änderung im neuen System liegt darin, dass die stündlichen Abweichungen zwischen Prognose und Allokation, die für den Flexbeitrag relevant sind, kumuliert betrachtet werden. Das heißt, es besteht die Gefahr, dass vor allem bei RLMmT ungeplante Abweichungen der Tagesmenge von der ersten Stunde des Gastages an rückwirkend über mehrere Stunden kumuliert werden und somit schnell die Toleranzgrenze überschreiten, ohne dass ein Gegen-

steuern für diese schon vergangenen Stunden möglich ist.

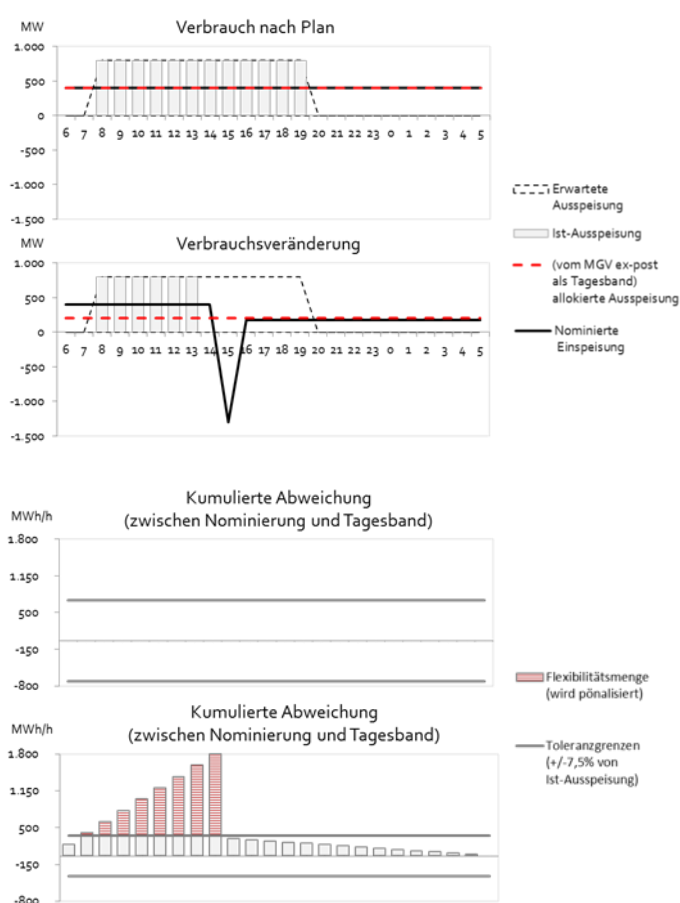
Eine der zentralen Schwachstellen des Konzeptes offenbart sich in der markt-rationalen Reaktion eines BKV bei untertägiger Abweichung seines Großkunden-RLM-Portfolios vom prognostizierten Bedarf. Um Ausgleichsenergiekosten zu vermeiden, würde dieser die zu erwartenden (Tages-)Mengenabweichungen im Bilanzkreis über den Spotmarkt ausgleichen müssen. Der BKV würde versuchen, die Handelsgeschäfte dabei so auszugestalten, dass gleichzeitig eine Minimierung der untertägigen Abweichungen und damit drohender Flexibilitätskosten erreicht wird. Für einen Gaskraftwerksbetreiber mit einer regelmäßigen Peak-Erzeugungsstruktur beispielsweise, der sein Kraftwerk durch einen Merit-Order-Effekt ab 14:00 Uhr ungeplant runterfährt und so seinen Tagesgasverbrauch halbiert (also 640 MWh überspeist ist im Bilanzkreis), wäre das ökonomisch optimale und risikoärmste Verhalten, durch den Verkauf von 1.700 MW BalanceOfDay ab-15:00 Uhr den Bilanzkreis in der Folgestunde zunächst stark zu unterspeisen (und damit so schnell wie möglich bezüglich der kumulierten Differenzmenge wieder unterhalb die Toleranzgrenze zu gelangen) und die dadurch entstehende Short-Position durch einen anschließenden Rückkauf von 1.479 MW BalanceOfDay-ab 16:00 Uhr wieder auszugleichen (siehe [Grafik](#)). Diese Form des Gegensteuerns würde dazu führen, dass Handelsgeschäfte getätigt werden, die das eigentliche Verbrauchsvolumen um ein Vielfaches übersteigen und dass in einzelnen Stunden extrem hohe

NEWS

April 2015

Ein- und Ausspeisungen in das und aus dem Netz vorgenommen würden.

Grafik: Ein- und Ausspeisungen in den Bilanzkreis eines Gaskraftwerksbetreibers



Quelle: eigene Berechnungen BBHC

Es zeigt sich, dass die von der BNetzA gewünschten Effekte, wie etwa der Einspeisung als Tagesband, aufgrund der reinen ex-post Betrachtung der Allokation teilweise ausblieben und Phäno-

mene eintreten können, die sogar das Gegenteil bewirken.

Ferner trägt das Konzept nicht dazu bei, die Netzintegrität zu fördern, da die Pönalisierung nicht von der eigentlichen Belastung für das Netz abhängt, sondern sich fast ausschließlich aus der jeweiligen Verbrauchsstruktur des BKV und der daraus resultierenden Toleranzhöhe ergibt. Das Verursacherprinzip wird an der Stelle nicht beachtet.

Was Gabi Gas 2.0 konkret für Ihr Gasportfoliomanagement bzw. für Ihr Bezugs- oder Vertriebsportfolio bedeuten kann, können wir gerne mit Ihnen individuell evaluieren und klären. Gerade im Bereich volatiler RLM-Kunden macht ein Portfolio-Check hinsichtlich der Notwendigkeit von kommerziellen und juristischen Anpassungsmaßnahmen sicherlich Sinn!

BBHC und BBH bieten dazu im Juni ein [Seminar](#) unter dem Titel "Rechtliche und wirtschaftliche Auswirkungen von Gabi Gas 2.0 auf das RLM-Portfolio aus Kunden- und Lieferantenansicht" an.

NEWS



BECKER BÜTTNER HELD

ÜBER BBH

Als Partnerschaft von Rechtsanwälten, Steuerberatern und Wirtschaftsprüfern ist BBH ein führender Anbieter von Beratungsdienstleistungen für Energie- und Infrastrukturunternehmen und deren Kunden. Weitere Schwerpunkte bilden das Medien- und Urheberrecht, die Steuerberatung und Wirtschaftsprüfung, das allgemeine Zivil- und Wirtschaftsrecht und das gesamte öffentliche Recht.

HINWEIS

Bitte beachten Sie, dass der Inhalt dieses Becker Büttner Held Newsletters nur eine allgemeine Information darstellen kann, die wir mit großer Sorgfalt zusammenstellen. Eine verbindliche Rechtsberatung erfordert immer die Berücksichtigung Ihrer konkreten Bedürfnisse und kann durch diesen Newsletter nicht ersetzt werden.

HERAUSGEBER

Becker Büttner Held
Magazinstraße 15-16
10179 Berlin

www.bbh-online.de
www.derenergieblog.de

NEWS

April 2015



BECKER BÜTTNER HELD



Dr. Olaf Däuper

Rechtsanwalt
Magazinstraße 15-16
10179 Berlin
Tel +49 (0)30 611 28 40-15
Fax +49 (0)30 611 28 40-99
olaf.daeuper@bbh-online.de



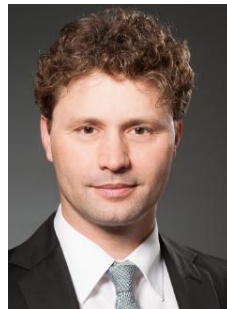
Dr. Pascal Heßler

Rechtsanwalt
KAP am Südkai
Agrippinawerft 26-30
50678 Köln
Tel +49 (0)221 650 25-103
Fax +49 (0)221 650 25-299
pascal.hessler@bbh-online.de



Klaus-Peter Schönrock

Rechtsanwalt
KAP am Südkai
Agrippinawerft 26-30
50678 Köln
Tel +49 (0)221 650 25-450
Fax +49 (0)221 650 25-299
klaus-peter.schoenrock@
bbh-online.de



Dr. Erik Ahnis

Rechtsanwalt
Magazinstraße 15-16
10179 Berlin
Tel +49 (0)30 611 28 40-28
Fax +49 (0)30 611 28 40-99
erik.ahnis@bbh-online.de



Janka Schwaibold, LL.M.

Rechtsanwältin
Kaiser-Wilhelm-Straße 93
20355 Hamburg
Tel +49 (0)40 34 10 69-200
Fax +49 (0)40 34 10 69-22
janka.schwaibold@bbh-online.de



Christian Thole

Rechtsanwalt
Magazinstraße 15-16
10179 Berlin
Tel +49 (0)30 611 28 40-745
Fax +49 (0)30 611 28 40-99
christian.thole@bbh-online.de

NEWS

April 2015



BECKER BÜTTNER HELD



Silke Walzer

Rechtsanwältin
KAP am Südkai
Agrippinawerft 26-30
50678 Köln
Tel +49 (0)221 650 25-212
Fax +49 (0)221 650 25-299
silke.walzer@bbh-online.de



Tillmann Specht

Rechtsanwalt
KAP am Südkai
Agrippinawerft 26-30
50678 Köln
Tel +49 (0)221 650 25-105
Fax +49 (0)221 650 25-299
tillmann.specht@bbh-online.de

BBH CONSULTING AG



Anja Lenze

Counsel
Dipl.-Ing.
KAP am Südkai
Agrippinawerft 26-30
50678 Köln
Tel +49 (0)221 650 25-325
Fax +49 (0)221 650 25-399
anja.lenze@bbh-beratung.de



Nico Schulte

Consultant
Dipl.-Volksw.
KAP am Südkai
Agrippinawerft 26-30
50678 Köln
Tel +49 (0)221 650 25-324
Fax +49 (0)221 650 25-399
nico.schulte@bbh-beratung.de

NEWS

April 2015



BECKER BÜTTNER HELD

BERLIN

Magazinstraße 15-16
10179 Berlin
Tel +49(0)30 611 28 40-0
Fax +49(0)30 611 28 40-99
bbh@bbh-online.de

MÜNCHEN

Pfeufferstraße 7
81373 München
Tel +49(0)89 23 11 64-0
Fax +49(0)89 23 11 64-570
bbh@bbh-online.de

KÖLN

KAP am Südkai/Agrippinawerft 26-30
50678 Köln
Tel +49(0)221 650 25-0
Fax +49(0)221 650 25-299
bbh@bbh-online.de

HAMBURG

Kaiser-Wilhelm-Straße 93
20355 Hamburg
Tel +49(0)40 34 10 69-0
Fax +49(0)40 34 10 69-22
bbh@bbh-online.de

STUTTGART

Industriestraße 3
70565 Stuttgart
Tel +49(0)711 722 47-0
Fax +49(0)711 722 47-499
bbh@bbh-online.de

BRÜSSEL

Avenue Marnix 28
1000 Brüssel, Belgien
Tel +32(0)2 204 44-00
Fax +32(0)2 204 44-99
bbh@bbh-online.de

NEWS

April 2015