

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. April 2013

Wir freuen uns, Ihnen zur Mitte des Gaswirtschaftsjahres unsere aktuellen Gas-News zur Verfügung stellen zu können. Wie gewohnt informieren wir Sie über Aktuelles aus den Bereichen Netz, Beschaffung und Vertrieb.

Während viele Netzbetreiber aktuell v. a. mit dem Thema „Netzkontoabrechnung“ beschäftigt sind, wirft die neue Kooperationsvereinbarung (KoV 6) ihre Schatten voraus. Änderungen werden sich hier in erster Linie bei der internen Bestellung ergeben. In vertrieblicher Hinsicht liegt die mit Spannung erwartete Entscheidung des EuGH zu der Frage, ob die Übernahme der GVV-Preisanpassungsklausel in Sonderverträge mit europäischem Recht vereinbar ist, vor. Die parallele Frage zur Wirksamkeit der GVV-Regelung in der Grundversorgung steht noch aus. Die BBH Consulting AG stellt Ihre Erfahrungen zur Verhinderung von Netzkontoabrechnungen vor. Für Rückfragen oder weiteren Gesprächsbedarf sind wir für Sie unter gasteam@bbh-online.de jederzeit erreichbar. Ihre Gas-Ansprechpartner an den Standorten Berlin, Köln und Hamburg finden Sie auf der letzten Seite dieser Gas-News.

Inhaltsübersicht

NEUES VOM GAS

TEIL 1: NETZZUGANG

- I. Trifft es immer den Richtigen? Erste Erfahrungen mit der Netzkontoabrechnung
- II. Erfahrungen mit der internen Bestellungen im Winter 2012/2013 und geplante Änderungen
- III. Die neue KoV 6 – was ändert sich sonst noch?
- IV. Unterbrechbare Netzverträge im Verteilernetz – Umgang mit dem neuen § 14 b EnWG
- V. Sonstige gasrelevante Änderungen in der EnWG-Novelle
- VI. Marktraumumstellungen von L-Gas zu H-Gas – Neuigkeiten für VNB im Netzentwicklungsplan Gas (NEP) 2013
- VII. Weiterentwicklung der Mehr-/ Mindermengenabrechnung: Wann kommen die Änderungen?
- VIII. Konzessionsabgabe bei Durchleitung – die BGH-Entscheidung
- IX. Insolvenzverfahren TelDaFax – was droht noch?

TEIL 2: VERTRIEB UND BESCHAFFUNG

- I. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofes (EuGH) zu Preisanpassungsklauseln in Sonderverträgen
- II. BGH kippt OLG Hamm Entscheidung zur Wirtschaftsklausel
- III. BGH hält Kündigungsgrund des Insolvenzantrages für unzulässig
- IV. Aktuelles zur Schlichtungsstelle Energie
- V. Regelenergieumlage, Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage zum 1.4.2013

TEIL 3: NEUES AUS EUROPA, VON GESETZGEBER UND BNETZA

- I. Vorläufige Anordnung KOLA Gas der BNetzA
- II. Neues Bilanzierungsregime – GABi Gas 2.0
- III. Europäische Datenformate im Gasbereich?
- IV. Die Netzentwicklungspläne 2012 und 2013 – Wichtiges für VNB und Vertrieb
- V. Neue Kapazitätsprodukte im Gas

TEIL 4: GESCHÄFTSFELD BIOGAS

- I. Änderungen der GasNZV
- II. Zusammenarbeit der Netzbetreiber bei Biogasanschlussbegehren - Leitfaden Anschlussprüfung
- III. Keine Mehr-/ Mindermengenabrechnung mehr bei RLM-Entnahmestellen in Biogas-Bilanzkreisen

TEIL 5: MUSTERVERTRÄGE

- I. Muster für unterbrechbare Verträge
- II. Neue Musterlieferverträge Gas
- III. Musterlieferverträge Biogas

TEIL 6: SEMINARE UND TERMINE

TEIL 7: BBHC CONSULTING AG: FRÜHERKENNUNG VON NETZKONTOSALDEN

- I. Einführung eines Frühwarnsystems
- II. SLP-Optimierung

Teil 1: Netzzugang

I. Trifft es immer den Richtigen? Erste Erfahrungen mit der Netzkontoabrechnung

Seit Oktober 2012 gilt der **verschärfte Abrechnungsmechanismus** für die Netzkonten: Netzbetreiber müssen für (monatliche) Unterallokationen von mehr als 10 % einen Abschlag auf die spätere Mindermengenrechnung an den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) leisten. Hintergrund ist, dass durch Unterallokationen Regelenergiebedarf entsteht, den der MGV ausgleichen muss. Und der Ansatz geht auf: Für Oktober 2012 rechnete NCG 37 Netzbetreiber ab, bei GASPOOL waren es 22. Insgesamt spülte dies rund 5 Mio. € in die Kassen der MGV. Die November-Abrechnung traf sogar knapp 90 Netzbetreiber. NCG soll hierbei ein Abrechnungsvolumen von über 12 Mio. € erreicht haben. Für Dezember 2012 rechnen beide MGV mit noch höheren Werten.

Grund für die Abrechnung sind häufig die **SLP-Allokationen**, die den tatsächlichen Verbrauch der Kunden nicht abbilden. Die Abrechnung soll die Netzbetreiber nun zwingen, diese Allokationswerte weiter zu optimieren. Eine Allokation bleibt zwar immer eine Prognose, wird den Ist-Verbrauch also nie ganz treffen. Aber die Gründe für eine schlechte Prognose liegen manchmal in Banalitäten (wie nicht aktualisierten Kundenwerten) und kosten letztlich nicht nur den MGV, sondern vor allem die Händler bares Geld. Die Prüfung des eigenen Bestandes ist daher für Netzbetreiber unvermeidlich.

Leider spielen aber auch **Fehler bei RLM-Messungen** eine große Rolle im abrechnungsrelevanten Netzkontosaldo 0. Auch wenn die SLP-Qualität überhaupt nicht zu beanstanden ist, kann es deshalb allein aufgrund eines hohen RLM-Anteils zu einer Abrechnung kommen. **Netzbetreiber mit Marktgebietsüberlappung** scheinen ebenfalls besonders „bedroht“: Im Januar waren auf den Transparenzlisten der MGV vor allem Netzbetreiber mit Marktgebietsüberlappung veröffentlicht, deren Über- bzw. Unterspeisung über 50 % betrug.

Beschwerden gegen die Rechnung des MGV kommen meist zu spät. Grundlage ist der vorab versandte Netzkontoauszug. Werden Fehler darin nicht binnen 10 Werktagen gerügt, sind die Werte genehmigt und abrechnungsrelevant. Auf den Mehrkosten (z. B. Verwaltungsaufwand oder Zinsverluste) bleibt der Netzbetreiber sitzen. Grund genug, im Unternehmen ein Frühwarnsystem zu etablieren, dass den Netzkontosaldo 0 im Auge hat, und Ursachenforschung zu betreiben. Hierzu finden Sie Anregungen von der **BBHC unter Teil 7**. Weitere Informationen gibt es auf unseren Infotagen Netzkontoabrechnung am 24.4. in Köln und 13.5. in Berlin.

II. Erfahrungen mit der internen Bestellungen im Winter 2012/2013 und geplante Änderungen

„Gewährung des Mehrbedarfs nur unterbrechbar“, „befristete Kapazitäten“, „Vertragsstrafenansprüche“: Die interne Bestellung birgt einiges Konfliktpotential zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern. Im Februar 2012 wurde das Thema „Unterbrechung nachgelagerter Netzbetreiber“ infolge des plötzlichen Kälteeinbruchs virulent:

In Süddeutschland wurde nachgelagerten Netzbetreibern teilweise die 5 %-Toleranz auf die interne Bestellung entzogen, was eine Reihe unschöner Fragestellungen nach sich zog: Was, wenn der nachgelagerte Netzbetreiber der Aufforderung nicht nachkommt, weil er nicht in der Lage ist, die Leistungsinanspruchnahme zu drosseln? Wird dann eine Pönale fällig? Muss er im Zweifel Letztverbraucher abschalten? Wenn ja, welche und wer trägt die Kosten? Mit dem Engpass wurde deutlich, dass die Regelungen der KoV zur internen Bestellung überarbeitungsbedürftig sind.

Mit der **KoV 6** gibt es daher zum 1.10.2013 voraussichtlich einige Änderungen: Neben einer Reihe von Klarstellungen wird insbesondere die Möglichkeit der **Zusage befristeter Kapazitäten** durch Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) festgeschrieben und die **5 %-Toleranz** wird **wohl abgeschafft**. Letzteres erscheint auf den ersten Blick als Nachteil für Verteilernetzbetreiber (VNB); bei genauerem Hinsehen wird durch die Abschaffung jedoch einer Zwickmühle ein Ende gesetzt, die erst durch den Engpass im Februar offenbart wurde: Auf die 5 %-Toleranz konnte sich ein nachgelagerter VNB nicht verlassen. Das vermeintliche Mehr konnte vielmehr (vorrangig!) unterbrochen werden, was eine Menge komplexer Fragen aufwarf.

Das Ende der Fahnenstange ist jedoch noch nicht erreicht. **Weiterreichende Änderungen** der Regelungen zur internen Bestellung wurden aus Zeit- und Komplexitätsgründen **auf die KoV 7 verschoben**.

III. Die neue KoV 6 – was ändert sich sonst noch?

Nach dem derzeitigen KoV 6 - Entwurf hält sich der Änderungsumfang in Grenzen. Ergänzend zur Überarbeitung der Bestimmungen zur internen Bestellung werden Regelungen zum **Umgang mit Engpässen** (Kooperation der Netzbetreiber in einer Nottfallsituation) in die KoV integriert. Die Verbände planen die **Absenkung der Clearinggrenzen** für SLP und RLM sowie die Festlegung der Profilausprägung „04“ als Standard. Die Wahl einer anderen Ausprägung müsste dann gegenüber dem MGV auf Nachfrage begründet werden. Außerdem soll der in § 19 a EnWG vorgesehene **Prozess „Marktraumumstellung“** in der KoV 6 näher ausgestaltet werden. Eine gute Nachricht: Es gibt **keine erneute Anpassung des Lieferantenrahmenvertrages**, so dass den VNB der bekannte Anpassungs-marathon in diesem Jahr erspart bleibt.

Einem beliebten Streitthema zwischen VNB und Transportkunde will sich die KoV 6 im Hauptteil allerdings widmen: Vorgesehen ist eine Regelung zur **unverzöglichen (?) Übermittlung stündlicher Messwerte für RLM-Entnahmestellen** an Transportkunden. Ob die BNetzA die Regelung, nach der Netzbetreiber die Werte **nur auf Nachfrage** und **nur gegen Zahlung** eines angemessenen Entgeltes zur Verfügung stellen müssen, „durchwinkt“, bleibt allerdings abzuwarten. Der erste KoV 6 - Entwurf ist der BNetzA Ende März übersandt worden, damit diese etwaige Bedenken bis Ende April und damit rechtzeitig vor der Verabschiedung der KoV 6 Ende Juni äußern kann.

IV. Unterbrechbare Netzverträge im Verteilernetz – Umgang mit dem neuen § 14 b EnWG

Mit dem neuen § 14 b EnWG können nunmehr bundesweit VNB mit angeschlossenen Letztverbrauchern **Abschaltvereinbarungen** schließen, um damit bei Netzengpässen Zwangsabschaltungen zu vermeiden und im Gegenzug ein reduziertes Netzentgelt gewähren.

Der Gesetzeswortlaut lässt den Parteien **Spielraum**, die Bedingungen für Unterbrechungen und die Höhe der Entgeltreduzierung individuell auszuhandeln. Gegenüber den Regulierungsbehörden genügt eine **Anzeige** einer Sonderentgeltbildung, eine behördliche Genehmigung ist nicht erforderlich.

Netzbetreiber können Abschaltvereinbarungen anbieten, eine Verpflichtung besteht nicht. Sollten Sie von der Möglichkeit Gebrauch machen, muss dies diskriminierungsfrei erfolgen. Angebote können auf bestimmte Kundengruppen, beispielsweise Großabnehmer mit einem netztechnisch sinnvollen Abschaltpotential, begrenzt werden.

Bei der Berechnung des Netzentgeltes muss die Wahrscheinlichkeit einer Abschaltung angemessen berücksichtigt werden. Weitere Kriterien sind Abschaltdauer und Abschaltpotential. Anhaltspunkte bieten die Grundsätze der Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg vom Oktober 2012. Danach wird eine Reduzierung des Leistungspreises (um maximal 80 %) an die vereinbarte Unterbrechungsdauer (bis zu 10 Tagen) gekoppelt. Weitergehende Reduzierungen sind unter besonderen Umständen denkbar.

Eine Abschaltvereinbarung verändert zwei Vertragsverhältnisse: Sie wird Bestandteil des **Anschlussnutzungsvertrages** zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher und hat zugleich Auswirkungen auf den **Lieferantenrahmen- bzw. Netznutzungsvertrag**, denn hier muss die Reduzierung des Netzentgeltes geregelt werden. Die Vereinbarung der Weitergabe des Rabattes an den Letztverbraucher ist zwischen Lieferant und Letztverbraucher zu regeln. Sofern Sie Interesse an entsprechenden vertraglichen Regelungen haben, sprechen Sie uns gerne an (siehe hierzu auch **Teil 5. Punkt I.**).

Der Netzbetreiber legt die Einnahmeverluste auf seine übrigen Netzkunden um. Da Maßnahmen zur Engpassvermeidung immer auch regional wirken, wäre im Grunde ein Ausgleich über die vorgelagerte Netzebene angemessen. Dazu müsste allerdings die KoV ergänzt oder eine gesetzliche Grundlage geschaffen werden.

V. Sonstige gasrelevante Änderungen in der EnWG-Novelle

Neben dem neuen § 14 b EnWG und den neuen Umlagen auf die Stromnetzentgelte (die seit 2013 geltende Offshore-Umlage nach § 17 f EnWG sowie die künftig mögliche Umlage für abschaltbare Lasten in der 110 kV-Ebene nach § 18 AbLaV) enthält das kurz vor dem Jahreswechsel geänderte EnWG noch weitere gasrelevante Änderungen. **Gaskraftwerken** mit einer Leistung ab 50 MW, die von den Übertragungsnetzbetreibern als **systemrelevant** eingestuft werden, darf die Gasversorgung bei Engpässen nicht eingeschränkt werden. Die insoweit zu reservierenden festen Kapazitäten für systemrelevante Gaskraftwerke, die vielfach bisher unterbrechbare Kapazitäten hatten, werden den FNB an anderer Stelle fehlen, was sich bei

der künftigen internen Bestellung auswirken kann. Bezüglich der Regelung in § 19 a EnWG zur **Wälzung von Umstellungskosten von L-Gas-Netzen auf H-Gas** wurde klargestellt, dass auch Umstellungskosten für Verbrauchsgeräte, die **gewerblich** genutzt werden, gewälzt werden können und sollen. Einzelheiten zum Thema Marktraumumstellung soll die KoV 6 bzw. sollen die nächsten Netzentwicklungspläne regeln (siehe hierzu im Weiteren auch die Punkte III. und VI.). Im Übrigen wurden die Übergangsvorschriften für die **Einführung moderner Zähler** auch für den Gasbereich verlängert sowie klargestellt, dass eine **Beschwerde** gegen eine Anordnung zur Umsetzung der neuen Vorgaben zum getrennten Markenauftritt einer Netzgesellschaft nach § 7 a Abs. 6 EnWG **aufschiebende Wirkung** hat.

VI. Marktraumumstellungen von L-Gas zu H-Gas – Neuigkeiten für VNB im Netzentwicklungsplan Gas (NEP) 2013

Eine Überraschung enthält der NEP 2013 für VNB in L-Gas-Netzgebieten. Marktraumumstellungen von L-Gas zu H-Gas werden in Deutschland **früher und in größerem Umfang** notwendig sein als bisher gedacht. Hintergrund ist, dass laut Gasunie transport services B.V. (GTS) die Förderprognosen für das Groningen-Feld drastisch verringert wurden. Der Entwurf für den NEP 2013 sieht bereits eine **Liste mit sämtlichen Umstellungsgebieten** und zeitlichen Indikationen vor, die nach Bestätigung des NEP 2013 durch die BNetzA verbindlich werden soll. Die FNB arbeiten seit einigen Monaten an einem detaillierten Marktraumumstellungskonzept, das die wesentlichen Vorgaben für Organisation, Fristen und Verantwortlichkeiten enthalten soll. Die entsprechenden Rahmenbedingungen sollen bereits in die KoV 6 aufgenommen werden. Die Zeit drängt also. Zwar stehen die ersten Marktraumumstellungen erst **ab 2016** an, die entscheidenden Weichen für die Reihenfolge der betroffenen VNB sowie die Durchführung und Kostentragung der Umstellungen werden aber jetzt getroffen.

Gelegenheit zur umfassenden Information über Marktraumumstellungen in Deutschland gibt es am **„Infotag Marktraumumstellungen“ am 7. Mai 2013 in Berlin.**

VII. Weiterentwicklung der Mehr-/ Mindermengenabrechnung: Wann kommen die Änderungen?

Die Vorgaben zur Mehr-/Mindermengenabrechnung stehen schon länger auf dem Prüfstand, bereits seit mehr als einem Jahr wird in der betreffenden Projektgruppe hierüber diskutiert.

Angestrebt wird eine **Harmonisierung** der Mehr-/ Mindermengenabrechnung für **Gas und Strom**, soweit dies möglich und sinnvoll ist. Kritikpunkte gibt es im Bereich Gas vor allem gegen die **Vielzahl der Abrechnungsverfahren** und die oftmals **noch fehlende einzelkundenscharfe Abrechnung**. Letztere wird auch von der BNetzA gefordert. Im Bereich Strom sollen die Regelungen zur Preisermittlung für die Abrechnung von Mehr-/ Mindermengen vereinheitlicht werden, um den Prüfaufwand zu minimieren und gleichzeitig die Transparenz zu erhöhen.

Außerdem deutet sich an, dass es künftig auch eine verbindliche Vorgabe für die Abrechnung der Mehr-/ Minderungen in elektronischer Form (per INVOIC) geben wird. Nach derzeitigem Stand werden **voraussichtlich frühestens zum nächsten Fotojahr** (2015 für Gas, 2016 für Strom) neue Vorgaben umzusetzen sein. Wir werden Sie über die Entwicklung weiterhin auf dem Laufenden halten.

VIII. Konzessionsabgabe bei Durchleitung – die BGH-Entscheidung

Am 6.11.2012 hat der BGH in der seit Jahren anhaltenden Streitfrage der Höhe der Gaskonzessionsabgabe bei Drittbeflieferung die Rechtsbeschwerde der GAG Gasversorgung Ahrensburg zurückgewiesen. Der BGH hat die GAG Gasversorgung Ahrensburg verpflichtet, für Gaslieferungen Dritter in ihrem Netzgebiet immer **nur die niedrige Sonderkunden-Konzessionsabgabe** in Ansatz zu bringen.

Auch nach fast 5 Monaten liegen die **Urteilsgründe** nach wie vor nicht vor. Insofern bleibt weiter abzuwarten, ob die Entscheidung des BGH auf alle Netzbetreiber Auswirkungen haben wird. In jedem Fall sollten sich Netzbetreiber auf mögliche Rückforderungen durch Transportkunden einstellen und insbesondere auch Kontakt zur konzessionsgebenden Kommune aufnehmen.

Sollte es zu Rückforderungen von gezahlten Konzessionsabgaben kommen, sollten Sie als Netzbetreiber die vertraglichen Grundlagen sorgfältig prüfen. Gerne unterstützen wir Sie dabei.

IX. Insolvenzverfahren TelDaFax – was droht noch?

Vermutlich werden Sie als Netzbetreiber schon Post vom Insolvenzverwalter erhalten haben, der mit Hilfe von **Insolvenzanfechtungen** versucht, Gelder, die Sie von TelDaFax kurz vor der Insolvenz noch erhalten haben, zur Insolvenzmasse zurückzuholen. Sollten Sie von solchen Forderungen bisher verschont worden sein, müssen Sie mit entsprechenden Anfechtungen **bis Ende 2014** trotzdem noch rechnen. Denn der Insolvenzverwalter hat für Anfechtungen noch bis dahin Zeit, und er haftet persönlich dafür, dass er alle Anfechtungsansprüche geltend macht. Wenn Sie bisher noch nichts vom Insolvenzverwalter gehört haben sollten, kann das damit zusammenhängen, dass dieser derzeit Zahlungen von mehreren Mio. € im Wege der Anfechtung gegenüber dem Hauptzollamt durchsetzen will. Das Hauptzollamt hat trotz schon im Mai 2009 dokumentierter Kenntnis der Insolvenz von TelDaFax noch Gelder vereinnahmt, statt Insolvenzantrag zu stellen oder die eigenen schon 2009 bestehenden Rückstände mit der nötigen Härte einzutreiben.

Beim Umgang mit den Anfechtungsforderungen kommt es sehr auf den Einzelfall und den geltend gemachten Anfechtungstatbestand an. **Lassen Sie sich jedenfalls nicht vom Insolvenzverwalter einreden, bestimmte Anfechtungen seien zweifellos berechtigt.** Da wir bereits einige Netzbetreiber bei den Auseinandersetzungen mit dem Insolvenzverwalter unterstützen, können wir Sie bei Bedarf gerne gezielt beraten, gegen welche Anfechtungsforderungen Sie sich wehren sollten und bei welchen Forderungen eher ein Vergleich sinnvoll ist.

Der Insolvenzverwalter wird im Hinblick auf das **BGH-Urteil zur Gas-Konzessionsabgabe** vom 6.11.2012 im

Fall Ahrensburg nach eigener Aussage übrigens auch eine von TelDaFax überzahlte Konzessionsabgabe noch zurückfordern, soweit Sie als Netzbetreiber gegenüber TelDaFax die Tarifikunden-Konzessionsabgabe abgerechnet haben. Insofern ist eine **Aufrechnung** mit von TelDaFax noch zu zahlenden Netzentgelten leider im Insolvenzverfahren **ausgeschlossen**. Auch bei dem Umgang mit solchen Forderungen unterstützen wir Sie gerne.

Teil 2: Vertrieb und Beschaffung

I. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofes (EuGH) zu Preisanpassungsklauseln in Sonderverträgen

Der EuGH hat am 21.03.2013 (C-92/11) das lang erwartete Urteil zur Wirksamkeit von Preisanpassungsklauseln in Sonderverträgen, die dem Wortlaut des gesetzlichen **Preisanpassungsrechts gemäß § 4 Abs. 2 AVBGasV bzw. § 5 Abs. 2 GasGVV** entsprechen („GVV-Klausel“) verkündet. Bereits im Februar 2011 hatte der BGH ein Verfahren zwischen der Verbraucherzentrale NRW und der RWE Vertrieb AG ausgesetzt und dem EuGH die Frage der Europarechtskonformität solcher Klauseln vorgelegt.

Der EuGH hat nun entschieden, dass GVV-Klauseln in Gassonderverträgen (auf Strom übertragbar) grundsätzlich nach dem Recht der Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB) überprüfbar sind. Inhaltlich müsse eine Standardklausel, die einseitige Preisanpassungen erlaubt, den Anforderungen von Treu und Glauben, Ausgewogenheit und Transparenz genügen. Ob eine Klausel diesen Vorgaben entspricht, sei nicht Sache des EuGH, sondern müsse vom nationalen Gericht im Einzelfall entschieden werden. Für eine Einzelfallüberprüfung gibt der EuGH den nationalen Gerichten dabei folgende **Kriterien** an die Hand:

1. In einem vertraglichen Preisanpassungsrecht müssen **Anlass und Modus der Änderungen** der Entgelte so transparent dargestellt werden, dass der Verbraucher die etwaigen Änderungen anhand klarer und verständlicher Kriterien absehen kann.
2. Von der dem Verbraucher eingeräumten **Kündigungsmöglichkeit** muss unter den gegebenen Bedingungen tatsächlich Gebrauch gemacht werden können.

Daneben stellte der EuGH ausdrücklich klar, dass Anlass und Modus einer Preisanpassung für den Verbraucher auch dann transparent dargelegt werden müssen, wenn ihm die Preisanpassung mit angemessener Frist im Voraus angekündigt wird und er über sein Kündigungsrecht informiert wird. Den Antrag auf Wirkung der Entscheidung lediglich für die Zukunft hat der EuGH zurückgewiesen.

Bleibt die Frage der **Auswirkungen** der Entscheidung **in der Praxis**. Da der Wortlaut des § 4 Abs. 2 AVBGasV bzw. § 5 Abs. 2 GasGVV den strengen Kriterien des EuGH nicht genügt, steht zu befürchten, dass der BGH – entgegen seiner bisherigen Rechtsprechung – die GVV-Klausel für unwirksam erklärt. In jedem Fall gilt es aber, zunächst die Entscheidung des BGH abzuwarten. Erst nach dieser Entscheidung wird endgültig feststehen, ob Strom- und Gasvertriebe mit Rückforderungsansprüchen

rechnen müssen und ob vertragliche Anpassungen notwendig werden.

Eine Entscheidung des EuGH über die **Wirksamkeit des Preisanpassungsrechts in der Grundversorgung** steht dagegen nach wie vor aus. Die Ausführungen im Urteil vom 21.03.2013 gelten ausdrücklich nur für Sonderverträge. Zwingende Rückschlüsse für das Preisanpassungsrecht in der Grundversorgung lassen sich daher nicht ziehen. Wann mit dieser Entscheidung des EuGH zu rechnen ist, ist ungewiss.

II. BGH kippt OLG Hamm Entscheidung zur Wirtschaftsklausel

Am 23.1.2013 wurde in Karlsruhe die Revision zur Entscheidung des OLG Hamm über die Anwendbarkeit einer Wirtschaftsklausel in Gaslieferverträgen verhandelt. Zur Erinnerung: Das OLG Hamm hatte mit Urteil vom 16.12.2011 (Az. I-19 U 154/19) zugunsten eines Industriekunden entschieden, dass diesem im Ergebnis ein Anspruch auf Senkung eines Festpreises auf Grundlage der Wirtschaftsklausel gegen ein Energieversorgungsunternehmen zusteht, weil nach Vertragsschluss grundlegende wirtschaftliche Veränderungen eingetreten sind. Begründet wurde dies mit einem erheblichen Preisverfall beim Marktpreis für Erdgas nach Vertragsschluss.

Der BGH (VIII ZR 47/12) hat dieses Urteil aufgehoben. Der von den Parteien vereinbarte **Festpreis** habe als Individualabrede **Vorrang** vor Allgemeinen Geschäftsbedingungen, urteilten die Karlsruher Richter. Begründet wurde dies mit intensiven Preisverhandlungen über verschiedene Preismodelle (Öl-Index, Aluminium-Index, Festpreis oder Mischpreis) vor dem Vertragsschluss. Die Urteilsgründe können bei Streitigkeiten mit Endkunden ggf. hilfreich sein, wenngleich es immer auf die Auslegung im Einzelfall ankommt.

III. BGH hält Kündigungsgrund des Insolvenzantrages für unzulässig

Mit Urteil vom 15.11.2012 (IX ZR 169/11) hat der BGH entschieden, dass Lösungsklauseln in Verträgen über die fortlaufende Lieferung von Waren und Energie, die an den Insolvenzantrag oder die Insolvenzeröffnung anknüpfen, unwirksam sind. Streitgegenständlich war folgende Vertragsklausel: *„Der Vertrag endet auch ohne Kündigung automatisch, wenn der Kunde einen Insolvenzantrag stellt oder aufgrund eines Gläubigerantrages das vorläufige Insolvenzverfahren eingeleitet oder eröffnet wird.“* Eine solche Klausel **widerspricht** nach Ansicht des BGH dem **Wahlrecht des Insolvenzverwalters** gemäß § 103 InsO und ist daher gemäß § 119 InsO unwirksam. Der Zweck des Wahlrechts, die Insolvenzmasse zu schützen und im Interesse einer gleichmäßigen Gläubigerbefriedigung zu mehren, würde durch die Kündigungsmöglichkeit des Gläubigers (hier des Versorgungsunternehmens) im Voraus unterlaufen.

Vertragsklauseln, die ein Kündigungsrecht an den Insolvenzantrag oder die Eröffnung des Insolvenzverfahrens knüpfen, sind nach diesem Urteil unwirksam und sollten künftig nicht mehr verwendet werden. Aus vertrieblicher Sicht ein herber Schlag. Die Möglichkeit, eine **Kündigung an insolvenzunabhängige Umstände zu knüpfen**, ins-

besondere an **Zahlungsverzug**, wird mit dieser Entscheidung umso wichtiger. Aus Vertriebsicht gilt es, die vertraglich vorgesehenen Lösungsmöglichkeiten dann auch konsequent umzusetzen.

IV. Aktuelles zur Schlichtungsstelle Energie

Gemessen an den eingegangenen Beschwerden erfreut sich die Schlichtungsstelle Energie e. V. (SSE) größter Beliebtheit. Seit ihrem Bestehen (1.11.2011) sind rund **15.800 Anfragen** eingegangen (Stand 31.12.2012). Betroffen waren ca. **450 Unternehmen**, 57 % der Fälle entfallen allerdings auf zwei Unternehmen. Im Fokus stehen insbesondere die Themen Abrechnung (44 %), vertragliche Streitigkeiten (39 %) und Lieferantenwechsel. Um den Beschwerdeansturm bewältigen zu können, musste sich die Schlichtungsstelle personell verstärken. Neben dem Ombudsmann RiBGH a. D. Dr. Wolst arbeiten nun sieben Volljuristen (Schlichter) und neun Assistenten die Beschwerden ab.

Von den 7.800 abschließend bearbeiteten Anträgen wurden ca. 90 % im Wege eines Vergleichs erledigt. Die tatsächlich von der SSE „entschiedenen“ Empfehlungen sind nur zum Teil auf deren Internetseite veröffentlicht: 18 Empfehlungen und 2 Zulässigkeitsprüfungen. Die Entscheidungen sind zwar zumeist gut ausgearbeitet, inhaltlich aber teilweise durchaus fragwürdig. So musste ein Kunde trotz eines von der Schlichtungsstelle als wirksam erachteten Widerrufs die entnommene Energie zum – nicht wirksam vereinbarten – Vertragspreis bezahlen (Empfehlung vom 10.8.2012); ein eindeutiger Widerspruch zu den strengen Widerrufsregeln des Gesetzgebers.

Die Verbraucherbeschwerde kommt die EVUs teuer zu stehen: Selbst wenn eine Empfehlung zu Gunsten des Unternehmens ergeht oder sich die Beteiligten einigen, muss das Unternehmen eine Verfahrensgebühr von mindestens 200,00 €, in der Regel jedoch **350,00 €** entrichten - **pro Fall!** Im Vorteil ist, wer über ein überzeugendes Beschwerdemanagement verfügt und es gar nicht so weit kommen lässt. Sollten Sie bei der Errichtung oder der **Organisation Ihres Beschwerdemanagements** Unterstützung benötigen, stehen wir und das Berater-Team von BBHC Ihnen gerne zur Verfügung.

V. Regelenenergieumlage, Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage zum 1.4.2013

Bei der **Regelenenergieumlage** hat sich dieses Jahr auf Seiten beider MGV etwas getan: GASPOOL senkt die Umlage ab 1.4.2013 auf 0,08 ct/kWh und erhebt somit 0,04 ct/kWh weniger als im Vorhalbjahr. NCG senkt die Regelenenergieumlage derweil vorbildlich von 0,06 ct/kWh auf nur noch 0,02 ct/kWh. Das VHP-Entgelt gilt für ein ganzes GWJ und bleibt in beiden Marktgebieten daher zum 1.4.2013 unverändert bei 0,11 ct/MWh (NCG) bzw. bei 0,25 ct/MWh (GASPOOL).

Das **Konvertierungsentgelt** bleibt bei GASPOOL konstant auf hohem Niveau von 1,76 €/MWh, der durch Konni Gas vorgegebenen Obergrenze. Bei NCG ist dagegen eine weitere Absenkung auf nun 0,60 €/MWh zu verzeichnen, womit NCG sich weiterhin erheblich unterhalb der zulässigen Obergrenze bewegt. Eine Konvertierungsumlage fällt in beiden Marktgebieten weiterhin nicht an.

Teil 3: Neues aus Europa, von Gesetzgeber und BNetzA

I. Vorläufige Anordnung KOLA Gas der BNetzA

Die BNetzA hat mit der **vorläufigen Anordnung KOLA Gas** (BK 9-11/606 vom 20.12.2012) Bedingungen für die **Ausschreibung von Lastflusszusagen** durch die FNB skizziert und die Kosten zu volatilen Kostenanteilen nach § 11 Abs. 5 ARegV erklärt. Ziel der KOLA Gas ist es, das Angebot an frei zuordenbaren Transportkapazitäten zu erhöhen bzw. bereits vermarktete Kapazitäten auch längerfristig zu stützen. Die Festlegung gilt ausdrücklich nur für FNB, nicht für VNB.

Lastflusszusagen sind vertragliche Garantien für die Nutzung beziehungsweise Nichtnutzung bestimmter Ein- und Ausspeisepunkte im Fernleitungsnetz. Den FNB wird ermöglicht, bei Bedarf auch Lastflusszusagen für Punkte in nachgelagerten Gasverteilnetzen auszuschreiben.

Die **Ausschreibungsbedingungen** sind an die Bedingungen des Regelenergiemarktes Gas angelegt. Ausgeschrieben werden durch die FNB einmal jährlich Monatsprodukte mit Losgrößen von 10 MWh/h. Angebote können für bis zu 12 Monate auf Arbeits- und/oder Leistungspreisbasis abgegeben werden. Die Jahresausschreibungen mit Veröffentlichung der konkreten Bedingungen starten jeweils **ab dem 15.6.** Die Angebotsfrist beträgt vier Wochen. Unterjährige Ausschreibungen von Tagesprodukten gibt es kurzfristig im Bedarfsfall.

Als **Anbieter** von Lastflusszusagen kommen Gashändler mit entsprechender Flexibilität, große Industriekunden mit flexiblen Produktionsmöglichkeiten oder bivalenter Befeuerungsmöglichkeit oder Kraftwerks- und Speicherbetreiber in Betracht. Wir empfehlen den genannten Gruppen jedenfalls die **Kontaktaufnahme zum FNB**, um rechtzeitig nähere Einzelheiten zu den Ausschreibungen zu erfahren.

II. Neues Bilanzierungsregime – GABi Gas 2.0

ACER hat am 25.3.2013 der EU-Kommission empfohlen, den geänderten Netzkodex Entwurf von ENTSOG zur Gas-Bilanzierung vom 21.2.2013 für verbindlich zu erklären. Damit ist in etwa 6 bis 9 Monaten zu rechnen. Aufgrund dieser dann rechtlich verbindlichen europäischen Vorgaben zur Gasbilanzierung und zum Regelenergiemarkt Gas laufen national die Diskussionen zur **Novelle der GABi Gas** an. Ein konkreter Zeitplan steht noch nicht, doch kann mit Blick auf die Jahresfrist zur Umsetzung der verbindlichen europäischen Vorgaben ein offizielles Änderungsverfahren noch in diesem Jahr erwartet werden. Erwartet werden nachhaltige Systemänderungen spätestens mit Wirkung ab Oktober 2015.

Im Fokus stehen insbesondere die Umstellung der **Preisbildung für Ausgleichsenergie** („Marginal Pricing“ ähnlich wie im Strommarkt statt GABi-Preiskorb), die **Aufspaltung der Regelenergieumlage** (in einen RLM- und einen SLP-Topf), das **Schicksal der Stundenstrukturierung** (Zukunft der Fallgruppen RLMoT und RLMmT) und damit einhergehend auch die **Datenübermittlungspflichten für VNB**. Klar ist bereits, dass die untertägigen RLM-Daten in Zukunft mindestens zweimal täglich übermittelt werden müssen. Weitere Verschärfungen könnten für das Bilanzierungsregime drohen. In Sachen stündlicher Daten-

übermittlung sehen sich viele VNB ja bereits mit entsprechenden Forderungen der Transportkunden konfrontiert. Für Ihre **künftige Gasbeschaffung** bedeuten diese Diskussionen eine enorme Ungewissheit, da grundlegende Entscheidungsparameter völlig offen sind. Hinzu kommt die Frage, ob die neuerdings relativ geringe Regelenergieumlage auch vor dem Hintergrund der Abschmelzung des L-Gas/H-Gas-Konvertierungsentgelts dauerhaft Bestand hat. Änderungen des Markt- und Regulierungsumfelds sollten Sie zumindest bei der Vertragslaufzeit sowie den Vertragsanpassungsklauseln berücksichtigen. Gerne stehen wir gemeinsam mit der BBHC beratend zur Seite.

III. Europäische Datenformate im Gasbereich?

Der Verband der Europäischen Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSOG) hat Ende Februar einen Entwurf für den **Netzkodex Interoperabilität und elektronischen Datenaustausch** zur Konsultation gestellt.

Vorgesehen sind **einheitliche, verbindliche Regelungen** für den Datenaustausch mit den FNB, auch wenn es nur um rein nationale Sachverhalte geht. Relevant wird dies in Deutschland auch für die Kommunikation mit den MGV; gerade VNB stehen im ständigen Austausch mit diesen (Stichworte: Deklaration, Allokation, Netzkontoauszüge).

In den Vorschlägen liegt Sprengstoff: Beim Datenaustausch soll künftig **in XML statt EDIFACT** und anstelle von E-Mail (bzw. FTP oder AS2) ausschließlich **via HTTP-Protokoll** kommuniziert werden. Für den dokumentbasierten Datenaustausch soll – (ENTSOG will darüber noch im Wege einer Kosten-Nutzen-Analyse entscheiden) – ein bislang wenig bekanntes, auf dem HTTP-Protokoll aufbauendes Kommunikationsprotokoll namens „AS4“ zur Anwendung kommen.

Mittelfristig könnten diese Vorgaben die gesamte Marktkommunikation im Gasbereich vereinheitlichen – und damit zu einer Sonderlösung im Vergleich zum Strommarkt führen, was gerade für spartenübergreifend tätige VNB ein Graus wäre. Alle sind sich einig, dass sich die Marktkommunikation fortlaufend an die technischen Entwicklungen anpassen muss. Dabei – so hätte man eigentlich erwartet – müsste für die Umsetzung genügend Zeit bleiben und sollten alle Beteiligten, inklusive der Softwareunternehmen eingebunden werden.

Doch beides sieht der Netzkodex-Entwurf derzeit nicht vor. Die Neuregelungen sollen noch in diesem Jahr verabschiedet werden und könnten schon zum Jahreswechsel 2014/2015 in Kraft treten. Die Anhörung zum Entwurf läuft noch bis zum 26.4.2013.

IV. Die Netzentwicklungspläne 2012 und 2013 – Wichtiges für VNB und Vertrieb

Gerade erst ist der NEP Gas 2012 abgeschlossen, da laufen die Arbeiten für den NEP 2013 schon auf Hochtouren. Neben Neuigkeiten zu Marktraumumstellungen von L-Gas zu H-Gas (siehe hierzu Teil 1. Punkt VI.) und Kapazitätsprodukten für Kraftwerke und Speicher (siehe hierzu Teil 3. Punkt V.) enthält der NEP Gas 2013 Modellierungen der Fernleitungsnetze mit unterschiedlichen Kapazitätsvarianten und stellt die **Netzausbaumaßnahmen** dar, die demnach in den nächsten 10 Jahren erforderlich werden. Die Gesamtkosten schwanken dabei je nach Variante ganz erheblich zwischen 1,6 und 2,7 Mrd. Euro.

Kritikwürdig ist insbesondere, dass bei den Prognosen für die Marktentwicklung **regionale Besonderheiten** und maximale Ausspeisekapazitäten **der VNB** wie auch schon im letzten Jahr **keine Berücksichtigung** finden. Auch bleibt unklar, ob und inwieweit den Kapazitätsberechnungen Lastflusszusagen Dritter zugrunde liegen. Es bleibt zu hoffen, dass die Unklarheiten des NEP Gas 2013 im weiteren Verfahren beseitigt werden. Zum 1.4. muss der BNetzA ein abschließender NEP-Vorschlag vorgelegt werden, der dann nochmals konsultiert wird. Mit einer Genehmigung des NEP Gas 2013 wird Ende 2013 gerechnet. Bis zur Umsetzung der Maßnahmen werden Jahre vergehen.

V. Neue Kapazitätsprodukte im Gas

Im Zusammenhang mit der Diskussion um den künftigen Netzausbaubedarf und die Versorgungssicherheit im Gasbereich wird zunehmend das Thema Kapazitätsprodukte diskutiert. Und dies auch netzseitig.

Als Kostenbremse für den Netzausbau sollen ein **Kraftwerksprodukt** und ein **Speicherprodukt** wirken. Dahinter stehen **Nutzungsbeschränkungen**: Kapazitäten sollen innerhalb eines Marktgebiets nicht mehr unbedingt garantiert und frei zuordenbar sein. Für Kraftwerke wird der Zugang zum virtuellen Handelspunkt beschränkt. Ein versorgungssicherer Gasbezug muss über physische Kapazitätsbuchungen an den Landes- oder Marktgebietsgrenzen sichergestellt werden. Kapazitäten für Speicher sollen nur innerhalb eines vorab definierten Temperaturbereichs auf fester Basis gewährt werden, im Übrigen unterbrechbar sein.

Für neue Kraftwerke und Speicher bedeutet dies eine **erhebliche Beeinträchtigung** in ihrer Wirtschaftlichkeit. Kraftwerksbetreiber sehen sich in einer erheblich schlechteren Position, was die Beschaffung der benötigten Gas-mengen betrifft. Viele Fragen, wie insbesondere die Preisbildung und die Auswirkung auf Bestandkapazitäten, sind noch offen.

Auch **netzseitig** wird eine Erweiterung der Produktpalette angedacht. Nachdem sich zum Leidwesen vieler VNB unterbrechbare und befristete interne Bestellkapazitäten fast schon etabliert haben, werden nun auch Möglichkeiten für **strukturierte interne Bestellungen** angedacht.

Die Diskussionen könnten in eine Novelle der KARLA Gas bzw. Anpassung der GasNZV und der KoV münden. Die BNetzA veranstaltet im Rahmen der Konsultation zum GasNEP 2013 im Mai 2013 **Dialogtermine** für die Betroffenen.

Teil 4: Geschäftsfeld Biogas

I. Änderungen der GasNZV

Nachdem im letzten Jahr eine Novelle der in den §§ 31-37 GasNZV enthaltenen Regelungen für die „**Einspeisung von aufbereitetem Biogas ins Erdgasnetz**“ diskutiert wurde, ist eine Änderung der GasNZV zeitnah nicht mehr zu erwarten. Dies mag im Hinblick auf die anvisierten Einspeiseziele (bis 2020 eine jährliche Einspeisemenge von 6 Milliarden Kubikmeter) zu bedauern sein. Auch scheinen die Ziele angesichts der aktuellen Debatte um die Begrenzung der Kosten des EEG in weite Ferne zu rücken. Wel-

che Rolle Biogas im Rahmen der Energiewende künftig spielen darf, bleibt deshalb abzuwarten und wird möglicherweise auch erst nach der Bundestagswahl im September entschieden.

II. Zusammenarbeit der Netzbetreiber bei Biogasanschlussbegehren - Leitfaden Anschlussprüfung

Im Rahmen der Verhandlungen zur KoV 6 wird aktuell ein Leitfaden zur Zusammenarbeit von mehreren Netzbetreibern bei der Suche nach dem **gesamtwirtschaftlichsten Netzverknüpfungspunkt in angefragten oder angrenzenden Netzen** diskutiert. Ob der Leitfaden in der derzeit vorgesehenen Fassung verbindlich wird, darf angesichts einer jüngsten BGH-Entscheidung vom 11.12.2012 (EnVR 8/12) allerdings bezweifelt werden. Der BGH scheint jedenfalls davon auszugehen, dass den angefragten Netzbetreiber grundsätzlich die Pflicht zum Anschluss an sein Netz trifft, unabhängig von einem Variantenvergleich zu anderen Netzen. Entsprechend hat sich auch schon die BNetzA skeptisch zu den rechtlichen Chancen des Leitfadens geäußert, auch wenn sie ihn grundsätzlich wohl für sinnvoll hält.

III. Keine Mehr-/ Mindermengenabrechnung mehr bei RLM-Entnahmestellen in Biogas-Bilanzkreisen

Seit dem 1.1.2013 werden bei RLM-Entnahmestellen, die **Biogas-Bilanzkreisen** zugeordnet sind, nach Abschluss des Liefermonats die Lastgänge auf den Abrechnungsbrennwert umgewertet, so dass eine Mehr-/ Mindermengenabrechnung für diese Entnahmestellen entfällt. Die Neuregelung dient der Belieferung mit Biogas im Bilanzkreis auf Basis der Allokationswerte, die dann immer auch der tatsächlichen Ausspeisemenge entsprechen. Die Änderung stellt sicher, dass die gesamte Ausspeisemenge als Biogas vom Lieferanten bereitgestellt wird. Da diese Regelung aber **nicht für SLP-Entnahmestellen** in Biogas-Bilanzkreisen gilt und hier zudem im Regelfall größere Unterschiede zwischen allokiertem und gemessener Menge bestehen, ist bei SLP-Kunden eine Biogas-Belieferung auf Basis von Allokationsdaten weiterhin äußerst kritisch. Letzteres verschärft sich vor dem Hintergrund der seit dem 1.1.2013 anzuwendenden Massenbilanzierung für den Nachweis des Biogasabtauschs nach dem EEG, was die Verwendung eines unabhängig vom Biogas (z. B. vom Netzbetreiber) erworbenen Zertifikats für die bereitgestellten Graugas-Mindermenge für die Nachweisführung verbietet.

Teil 5: Musterverträge

I. Muster für unterbrechbare Verträge

Unsere **Vertragsmuster für Abschaltvereinbarungen** gemäß § 14 b EnWG sind als Zusatzvereinbarung zum Anschlussnutzungsvertrag einerseits und zum Lieferantenrahmen- bzw. Netznutzungsvertrag andererseits ausgestaltet.

Die **Zusatzvereinbarung zum Anschlussnutzungsvertrag** regelt den Umfang und die formalen Anforderungen für die Unterbrechung der Anschlussnutzung (z.B. Fris-

ten). Regelungen zur Mindestlaufzeit und zur Kündigung sind so gestaltet, dass der Netzbetreiber im Kündigungsfall die veränderte Netzsituation bei der internen Kapazitätsbestellung zum 15.7. eines Jahres noch berücksichtigen kann.

Bei der Regelung des Rabattes auf das Netznutzungsentgelt in der **Zusatzvereinbarung zum Netznutzungs- bzw. Lieferantenrahmenvertrag** besteht angesichts des weiten Wortlauts des § 14 b EnWG Gestaltungsspielraum (siehe hierzu Teil 1. Punkt IV.). Es ist denkbar, einen vollständigen Rabatt auf das gesamte Netzentgelt oder auch nur auf den Leistungspreis zu vereinbaren. Je nach Abschaltdauer, Abschaltpotential sowie der Wahrscheinlichkeit der Abschaltung bieten wir eine individuelle Gestaltung der Rabattklausel an.

II. Neue Musterlieferverträge Gas

Vor dem Hintergrund fortschreitender Rechtsentwicklungen sind wir derzeit dabei, unsere Musterlieferverträge erneut zu aktualisieren. Wir werden Ihnen die aktuellen Vertragsdokumente voraussichtlich noch **im April** zur Verfügung stellen können. Natürlich unterstützen wir Sie auch jederzeit gerne bei der Ausgestaltung und Überarbeitung Ihrer Lieferverträge und sonstigen Fragen rund um Themen wie Verträge, Preisanpassungen etc.

III. Musterlieferverträge Biogas

Wir werden unser bisheriges Mustervertragsportfolio um Musterlieferverträge Biogas ergänzen und hierzu auch näher auf unsere Seminarreihe „Wertschöpfungskette Biogas“ eingehen. Die Musterverträge bilden die verschiedensten Liefersituationen ab.

Teil 6: Seminare und Termine

□ 7. GEODE Gaskonferenz

- 18.04.2013, von 12:30 Uhr bis 19:30 Uhr,
19.04.2013, von 09:00 Uhr bis 13:00Uhr,
BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

□ 2. Gaskonferenz der GasGroup - Arbeitsgemeinschaft Gas

- 06.11.2013, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr,
BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

□ Sitzung der Initiative Gashandel/GABi Gas

- 04.07.2013, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr,
BBH, KAP am Südkai, Agrippinawerft 30,
50678 Köln

□ Konferenz des IK Stromerzeugung

- 10.06.2013, Abendveranstaltung ab 18:00 Uhr,
11.06.2013, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr,
BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

□ Sitzung des AK Zukunft Gas

- 16.05.2013, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr,
BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

□ Informationstag zur Marktraumumstellung

- 07.05.2013, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr,
BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

□ Infotage zur Netzkontoabrechnung Gas „Neue Pflichten und ihre Auswirkungen auf die Stadtwerke“

- 24.04.2013, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr,
BBH, KAP am Südkai, Agrippinawerft 30,
50678 Köln
- 13.05.2013, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr,
BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

□ BBH-Seminar „Die KoV 6 und aktuelle Brennpunkte beim Gasnetzzugang“

- 1. Staffel im Juli 2013
- 2. Staffel im September 2013

□ Ein Grundlagenseminar – Die Wertschöpfungskette Biogas

- 17.06.2013, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr,
BBH, Kaiser-Wilhelm-Str. 93, 20355 Hamburg
- 18.06.2013, von 10.00 Uhr bis 16.00 Uhr,
BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin
- 25.06.2013, von 10.00 Uhr bis 16.00 Uhr,
BBH, Industriestraße 3, 70565 Stuttgart
- 26.06.2013, von 10.00 Uhr bis 16.00 Uhr,
BBH, Pfeuferstraße 7, 81373 München
- 03.07.2013, von 10.00 Uhr bis 16.00 Uhr,
BBH, KAP am Südkai, Agrippinawerft 30,
50678 Köln

□ BBH-Seminar „Aktuelle Entwicklungen im Recht des Energievertriebs“

- 06.06.2013, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr,
BBH, Kaiser-Wilhelm-Str. 93, 20355 Hamburg
- 13.06.2013, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr,
BBH, Pfeuferstraße 7, 81373 München
- 19.06.2013, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr,
BBH, Industriestraße 3, 70565 Stuttgart
- 04.09.2013, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr,
BBH, KAP am Südkai, Agrippinawerft 30,
50678 Köln
- 25.09.2013, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr,
BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

□ BBH-Stadtwerke-Seminar: Basiswissen Gaswirtschaft - Rechtliche und wirtschaftliche Grundlagen mit aktuellen Praxisfällen

- 11.06.2013, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr,
BBH, Industriestraße 3, 70565 Stuttgart
- 27.06.2013, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr,
BBH, KAP am Südkai, Agrippinawerft 30,
50678 Köln

- 04.07.2013, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr, BBH, Pfeuferstraße 7, 81373 München
- 17.09.2013, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr, BBH, Kaiser-Wilhelm-Str. 93, 20355 Hamburg
- 15.10.2013, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr, BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

Gerne können Sie unsere Seminare auch als Inhouse-Seminare buchen. Sprechen Sie uns bei Interesse an.

Teil 7: BBHC Consulting AG: Früherkennung von Netzkontosalden

I. Einführung eines Frühwarnsystems

Die immer kürzer werdenden Fristen sowie die steigende Komplexität des Bilanzierungsprozesses führen oft zu einer Überbelastung der entsprechenden Fachabteilungen. Für wichtige Prüf- und Überwachungstätigkeiten zur Aufdeckung von Fehlern bzw. Schiefständen bleibt neben dem Tagesgeschäft meist keine Zeit mehr. Aus Sicht eines umfassenden Risikomanagements ist es jedoch unerlässlich, mögliche, aus der verschärften Netzkontoabrechnung resultierende, monetäre Schäden zeitnah zu identifizieren. Die Kontrolle des Netzkontoauszuges am Tag $M + 2$ $M - 5$ WT ist hierfür jedoch nicht ausreichend, da zu diesem Zeitpunkt ein Clearing nur noch in sehr eingeschränktem Maße möglich ist.

Um einen „Blindflug“ in der Bilanzierungswelt zu verhindern, muss ein Frühwarnsystem in der Lage sein, zeitnah alle relevanten Informationen zu sammeln, auszuwerten und im Falle eines drohenden Risikos die entsprechenden Stellen zu benachrichtigen. Manuell kann ein solches System nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand umgesetzt werden, daher ist eine IT-gestützte Abwicklung nahezu unumgänglich. Dies bedeutet aber nicht zwangsläufig die Beschaffung eines neuen IT-Systems; sofern bereits ein Energiedatenmanagementsystem (EDM) vorhanden ist, kann hier eine Vielzahl der notwendigen Prüfroutinen implementiert werden. Mittels eines guten Fachkonzepts mit Fokus „Automatisierungsgrad“ gelingt auch der Spagat zwischen dem zu erfüllenden Sicherheitsbedürfnis der Führungsebene und der Forderung eines geringen Mehraufwands der operativen Ebene.

Neben der reinen Überwachung des Netzkontos bzw. des Netzkontosaldos 0 ist es sinnvoll, u. a. noch folgende bilanzierungsrelevante Sachverhalte einer Plausibilitätsprüfung zu unterziehen:

- Fehlende Allokationen auf deklarierte Bilanzkreise/Zeitreihen
- Allokationen auf nicht deklarierte Bilanzkreise/Zeitreihen
- Vergleich der Portalwerte (Allokationen, Netzkontosaldo 0) der MGV mit eigenen Werten

- Vergleich der Korrelation des Temperaturverlaufs mit der SLP-Restlast (Netzlasterlast minus leistungsgemessene Ausspeisestellen)

Stellt man die durch entgangene Clearingmöglichkeiten entstandenen Kosten der verschärften Netzkontoabrechnung nach der neuen Methodik in Relation zu der Anfangsinvestition in ein Frühwarnsystem, übersteigt das Risiko einer Abrechnung die Einrichtungskosten meist um ein Vielfaches.

II. SLP-Optimierung

Für eine substantielle Verbesserung der Allokationsgüte ist ein reines Erkennungssystem jedoch nicht ausreichend; vielmehr muss man sich an die Wurzel des Übels begeben, welche für den Löwenanteil der Schiefstände verantwortlich ist: das Standardlastprofilverfahren (SLP). Die Ursachen für ungenügende SLP-Allokationen sind vielfältig und nicht einzig auf die unzulänglichen Lastprofile der TU München zurückzuführen. Großen Einfluss haben auch die berechneten Kundenwerte sowie die verwendeten Prognosetemperaturen. So führt beispielsweise eine um 3,5 Grad abweichende Prognosetemperatur zu Allokationsdifferenzen von bis zu 70 %. Nicht zu unterschätzen ist auch die Güte der Stammdaten. Hierunter fallen fehlerhafte Zuordnungen wie Bilanzkreiszuordnung, Bilanzierungsbeginn/-ende oder die eigentliche Profiltzuordnung der Ausspeisestelle. Des Weiteren ist auch das Verbrauchsverhalten der Ausspeisestellen großen Änderungen unterworfen. Gründe hierfür sind unter anderem der Einsatz von Sonnenkollektoren zur Warmwassererzeugung, stromgesteuerte BKHWS sowie Dämmmaßnahmen. Während der geringere Gasbezug aufgrund von Dämmungen im Folgejahr implizit durch einen niedrigeren Kundenwert berücksichtigt wird, sollte bei Ausspeisestellen mit nachgelagertem BHKW eine eigene registrierende Leistungsmessung in Betracht gezogen werden.

Für Fragen rund um die Themen Frühwarnsysteme und SLP-Optimierung stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Dipl.-Wirt.-Inf. Stefan Brühl
Senior Consultant
Becker Büttner Held Consulting AG
(089) 23 11 64-932
Stefan.Bruehl@bbh-beratung.de



Dipl.-Ing.(Fh), M.Sc. Johannes Breit
Junior Consultant
Becker Büttner Held Consulting AG
(089) 23 11 64- 938
Johannes.Breit@bbh-beratung.de



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, Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer · Steuerberater
Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

www.bbh-online.de



RA Dr. Olaf Däuper
olaf.daeuper@bbh-online.de



RA Klaus-Peter Schönrock
klaus-peter.schoenrock@bbh-online.de



RA Dr. Pascal Heßler
pascal.hessler@bbh-online.de



RA Dr. Erik Ahnis
erik.ahnis@bbh-online.de



RAin Janka Schwaibold
janka.schwaibold@bbh-online.de



RAin Christian Thole
christian.thole@bbh-online.de



RAin Silke Walzer
silke.walzer@bbh-online.de



RA Tillmann Specht
tillmann.specht@bbh-online.de



RAin Anne Böhnk
anne.boehnk@bbh-online.de



RA Asareel Tobias Kriener
asareel.kriener@bbh-online.de



RA Dr. Jan Ole Voß
jan.voss@bbh-online.de



RA Johannes Nohl
johannes.nohl@bbh-online.de



RAin Felicitas Bachem
felicitas.bachem@bbh-online.de

BBH Berlin
Magazinstr. 15-16
D-10179 Berlin
Telefon (030) 611 28 40-0
Telefax (030) 611 28 40-99
berlin@bbh-online.de
www.bbh-online.de

BBH Brüssel
Avenue Marnix 28
B-1000 Brüssel
Telefon +32 2 204 44 00
Telefax +32 2 204 44 99
bruessel@bbh-online.be
www.bbh-online.de

BBH Hamburg
Kaiser-Wilhelm-Str. 93
D-20355 Hamburg
Telefon (040) 341 069-0
Telefax (040) 341 069-22
hamburg@bbh-online.de
www.bbh-online.de

BBH Köln
KAP am Südkai
Agrippinawerft 30
D-50678 Köln
Telefon (0221) 650 25-0
Telefax (0221) 650 25-299
koeln@bbh-online.de
www.bbh-online.de

BBH München
Pfeufferstraße 7
D-81373 München
Telefon (089) 231 164-0
Telefax (089) 231 164-570
muenchen@bbh-online.de
www.bbh-online.de

BBH Stuttgart
Industriestr. 3
D-70565 Stuttgart
Telefon (0711) 722 47-0
Telefax (0711) 722 47-499
stuttgart@bbh-online.de
www.bbh-online.de

gasteam@bbh-online.de