

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. Oktober 2011

Wir freuen uns, Ihnen zum Beginn des neuen Gaswirtschaftsjahres unsere aktuellen Gas-News zur Verfügung stellen zu können. Wie gewohnt informieren wir Sie über Aktuelles aus den Bereichen Netz, Beschaffung und Vertrieb. Zum 01.10.2011 tritt die neue Kooperationsvereinbarung in Kraft. Mit der Zusammenlegung von GASPOOL und Aequamus entsteht das zweite qualitätsübergreifende Marktgebiet, gleichzeitig reduziert sich die Anzahl der Marktgebiete damit auf zwei. Die BBH Consulting AG gibt eine Einschätzung zur Situation auf dem Biogasmarkt. Für Rückfragen oder weiteren Gesprächsbedarf sind wir für Sie unter gasteam@bbh-online.de jederzeit erreichbar. Ihre Gas-Ansprechpartner an den Standorten Berlin, Brüssel und Köln finden Sie auch auf der letzten Seite dieser Gas-News.

Inhaltsübersicht

TEIL 1: NETZZUGANG

- I. Die neue Kooperationsvereinbarung – was ändert sich für Netzbetreiber?
- II. Neue interne Bestellung - Erste Erfahrungen
- III. Das neue EnWG – Auswirkungen für Netzbetreiber?
- IV. Das zweite qualitätsübergreifende Marktgebiet startet – wie funktioniert das erste?
- V. Der Fall „TelDaFax“ und mögliche Nachfolger
- VI. SLP, MMMA, Netzkonto – was droht den Netzbetreibern in Zukunft?

TEIL 2: BESCHAFFUNG UND VERTRIEB

- I. Die neue Kooperationsvereinbarung – was ändert sich für Beschaffung und Vertrieb?
- II. Das neue EnWG – Auswirkungen für Beschaffung und Vertrieb?
- III. Was wird aus der 5 %-Toleranz für RLM-Kunden?
- IV. Start der neuen Primärkapazitätsplattform
- V. Regenergieumlage zum 01.10.2011
- VI. Vorlagen an den EuGH – Preisänderungsrecht aus § 5 GasGVV europarechtswidrig?
- VII. Grundversorgung oder Sondervertrag?

TEIL 3: NEUES AUS EUROPA, VON GESETZGEBER UND BUNDESNETZAGENTUR

- I. Was kommt aus Europa?
- II. Das Energiepaket – was gilt schon, was kommt noch?
- III. Stand des Festlegungsverfahrens zum Konvertierungsentgelt
- IV. Festlegungsverfahren zur Änderung der GABi Gas
- V. Wiedereinführung der VHP-Entgelte
- VI. Festlegungsverfahren zur Anpassung der GeLi Gas
- VII. Netzentgelte: Pooling-Verbot künftig auch im Gasnetz?

TEIL 4: GESCHÄFTSFELD BIOGAS

- I. Was ändert sich durch die neue KoV IV?
- II. Weitere Missbrauchsverfahren?
- III. Monitoring-Bericht der BNetzA

TEIL 5: MUSTERVERTRÄGE

- I. Update des LRV und der Netzverträge Biogas
- II. Neue Musterlieferverträge

TEIL 6: SEMINARE UND TERMINE

TEIL 7: AKTUELLES AUS DEM BIOGASMARKT – BBH CONSULTING AG

- I. Markt für Biomethan wächst (langsam?)
- II. Ansprechpartner BBH Consulting AG

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. Oktober 2011

Teil 1: Netzzugang

I. Die neue Kooperationsvereinbarung – was ändert sich für Netzbetreiber?

Pünktlich zum 01.07.2011 haben die Verbände BDEW/VKU und GEODE die neue Kooperationsvereinbarung Gas (KoV IV) verabschiedet. Ab 01.10.2011 gilt das Regelwerk verbindlich für alle Gasnetzbetreiber in Deutschland. Spätestens zu diesem Datum dürfen Sie ihre alten **Lieferantenrahmenverträge** nicht mehr verwenden. Die KoV IV enthält in Anlage 3 einen Mustervertrag, den Netzbetreiber als neuen Standard zwingend einsetzen müssen. Über diesen Vertrag hinaus enthält die KoV IV sechs weitere Standardverträge – vom Muster eines Ein- und Ausspeisevertrages für die Fernleitungsebene über Bedingungen für den Bilanzkreisvertrag bis hin zu einem **Biogaseinspeisevertrag** für die Verteilnetzebene.

Neben dieser für Netzbetreiber wohl wesentlichsten Änderung enthält die KoV IV neue Bedingungen für die interne Bestellung sowie **neue Datenmeldepflichten** (u.a. D+1 17:00 Uhr für das Netzkonto) und **teils geänderte Datenmeldefristen** (Ersatzwertbildung M+10 WT). Auch trifft die KoV IV erstmals Vorgaben für den Netzkopplungsvertrag. Wichtig für Sie als Netzbetreiber ist zudem, dass teils bekannte, teils neue **Leitfäden** jetzt „offizieller“ Bestandteil der KoV werden und damit einen höheren Grad an Verbindlichkeit erhalten. Von Bedeutung ist hier vor allem der sehr umfangreiche Prozessleitfaden zum Bilanzkreismanagement, der alte Vorgaben wie diejenigen zur Mehr- und Mindermengenabrechnung und zum Netzkonto umfasst, jedoch auch neu in der KoV vorgesehene Prozesse, wie die Möglichkeit zur Durchführung eines **Allokationsclearings**, detailliert beschreibt. Das Thema „Standardlastprofile und deren Optimierung“, das schon in der Vergangenheit immer mehr an Bedeutung gewonnen hat, wird im angepassten Leitfaden zu Standardlastprofilen (SLP) noch einmal besonders hervorgehoben (siehe auch Teil 1 VI.).

Neben unseren Seminaren zum Lieferantenrahmenvertrag, in welchen wir umfassend über Einzelheiten des neuen Lieferantenrahmenvertrages informieren, stehen wir Ihnen an unseren Kölner und Berliner Standorten selbstverständlich auch gerne zu allen sonstigen Fragen rund um die KoV IV zur Verfügung.

II. Neue interne Bestellung - Erste Erfahrungen

Die neuen Regelungen nach KoV IV mussten bereits im Rahmen der Bestellungen für das Kalenderjahr 2011 zum 15.07. angewendet werden. Neben der geänderten Berechnung des Kapazitätsbedarfs haben Fernleitungsnetzbetreiber nunmehr die Möglichkeit, einen etwaigen Mehrbedarf (gegenüber der Vorjahresbestellung) nur auf **unterbrechbarer Basis** anzubieten.

Einige Fernleitungsnetzbetreiber zeigten sich kreativ – die Online-Abgabe der Bestellung war teils nur bei Abschluss eines gesonderten Vertrages über die interne Bestellung oder auch nur bei Einbeziehung der vom Fernleitungsnetzbetreiber vorgelegten AGB möglich.

In vielen Fällen führte die neue Berechnungsmethode auf Seiten der Verteilnetzbetreiber zumindest zu einem geringen Mehrbedarf. In fast keinem der uns bekannten Fälle wurde dieser Mehrbedarf sofort gewährt. Teilweise wurde nur die Vorjahreskapazität fest zugesagt und jeglicher Mehrbedarf pauschal einer nachträglichen Einzelfallprüfung anheimgestellt. Bislang ist daher nicht klar, ob und inwieweit der errechnete Mehrbedarf nur auf unterbrechbarer Basis gewährt werden wird.

Sie als Netzbetreiber sollten die unterbrechbare Gewährung von Kapazität keinesfalls hinnehmen. Auch wenn eine physische Unterbrechung selten vorkommen mag – das **wirtschaftliche Risiko** ist hoch, ganz zu schweigen von der gesetzlich vorgegebenen Versorgungspflicht, der Sie gegebenenfalls nicht mehr nachkommen könnten.

III. Das neue EnWG – Auswirkungen für Netzbetreiber?

Hinsichtlich der **Entflechtung** ergeben sich aus dem novellierten EnWG Auswirkungen eher bei den Verteilnetzbetreibern jenseits der fortgeltenden 100.000-Kunden-Grenze, die bei ihrer Marke und ihrem Auftreten ein Verwechseln mit dem Stadtwerke-Vertrieb künftig vermeiden müssen. Im Übrigen liegt der Schwerpunkt bei der Entflechtung auf Transportnetzebene. Das Thema „Smart Metering“ wird weiter vorangetrieben, hier steht allerdings der Strombereich deutlich im Vordergrund. Zahlreiche neue Verordnungen sollen technische Anforderungen und Vorgaben zum Datenschutz regeln.

Netzentgelte sollen künftig schon zum 15.10. des Vorjahres veröffentlicht werden, wobei unklar ist, ob und wann diese Veröffentlichung bis zum folgenden 01.01. noch angepasst werden darf.

Die Vorgabe, den **Lieferantenwechsel** untermonatlich innerhalb von 3 Wochen zu ermöglichen, wird erheblichen Umsetzungsaufwand mit sich bringen (siehe hierzu auch Teil 3 VI.).

Schließlich müssen sich auch Netzbetreiber mit dem Thema „**Management von Verbraucherbeschwerden und außergerichtliche Streitbeilegung**“ auseinandersetzen (vgl. §§ 111a – 111c EnWG).

Die Wälzung der Kosten für die **Umstellung von L-Gas-Netzen auf H-Gas** ist im EnWG nun dem Grunde nach vorgesehen, bedarf aber noch einer näheren Ausgestaltung (vgl. § 19a EnWG).

Die bislang im Rahmen von **Netzübernahmen** häufig umstrittene Frage, ob das Netz an den neuen Konzessionär übereignet werden muss, wurde geklärt. Die Über-

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. Oktober 2011

eignung des Netzes ist der Regelfall, der neue Konzessionär kann aber stattdessen auch eine Pacht verlangen. Die Probleme bei der Kaufpreisbestimmung bleiben auch nach dem neuen EnWG hingegen weiter bestehen. Einzelheiten erläutern wir ausführlich auf unseren Seminaren zum neuen EnWG.

IV. Das zweite qualitätsübergreifende Marktgebiet startet – wie funktioniert das erste?

Zum 01.10.2011 werden Aequamus und GASPOOL das **zweite qualitätsübergreifende Marktgebiet** bilden und gemeinsam als GASPOOL auftreten. Am VHP der Net-Connect Germany (NCG) können bereits seit dem 01.04.2011 H- und L-Gas-Mengen gehandelt werden. Bilanzkreisverantwortliche (BKV) sind, sofern sie die Konvertierung nutzen wollen, verpflichtet, verbundene Bilanzkreise (Unterbilanzkreis H-Gas und Unterbilanzkreis L-Gas) zu führen. Bei Vorliegen eines gegenläufigen Saldos von L- und H-Gas-Bilanzierungen innerhalb eines Bilanzkreises erhebt NCG ein Entgelt für die bilanzielle Konvertierung in Höhe von bislang 2 €/MWh.

Die ersten 6 Monate des qualitätsübergreifenden Marktgebietes NCG haben gezeigt, dass dieses **Konvertierungsentgelt** deutlich **zu hoch** war, denn ein qualitätsübergreifender Handel und somit ein einheitliches Marktgebiet sind faktisch nicht entstanden. Nur ca. 5 % der BKV haben die Möglichkeit der qualitätsübergreifenden Bilanzierung tatsächlich genutzt. Den dabei entstehenden Konvertierungsaufwand konnte die NCG vollständig durch den Einsatz von technischer Konvertierung kompensieren. Zusätzliche Regelenergie war bislang nicht erforderlich. Zwar sind sowohl das Handelsvolumen als auch die Churnrate des NCG-Marktgebietes seit dem 01.04.2011 im Vergleich zum Vorjahr erheblich gestiegen. Dies dürfte aber weniger an der Möglichkeit qualitätsübergreifenden Handels als an der Belebung des Regelenergiemarktes liegen.

Für die nächste Entgeltperiode ab dem 01.10.2011 hat **NCG** das Konvertierungsentgelt auf **1,50 €/MWh** gesenkt. **GASPOOL** wird dagegen zum 01.10.2011 mit einem Entgelt in Höhe von **2,20 €/MWh** starten. Die tatsächliche Entstehung eines einheitlichen Marktgebietes dürfte also auch hier auf sich warten lassen.

V. Der Fall „TelDaFax“ und mögliche Nachfolger

Der Fall „TelDaFax“ hat mit der Eröffnung des Insolvenzverfahrens eine neue Etappe genommen. Anfangs wurde vielfach bezweifelt, ob das Verfahren überhaupt eröffnet würde. Nachdem sich der (vorläufige und nun auch endgültige) Insolvenzverwalter über mehr als 4 Monate durch das Chaos von tausenden ungeöffneten Briefen u. ä. gekämpft hat, scheint sich aber gezeigt zu haben, dass genügend Insolvenzmasse vorhanden ist bzw. (durch Anfechtungen) zurückgeholt werden kann.

Einem Netzbetreiber, in dessen Netz TelDaFax in der Vergangenheit Kunden beliefert hat, stellen sich nun nach Eröffnung des Verfahrens zwei Fragen: 1. Wie sind

Offenstände aus Netznutzung geltend zu machen, und 2. Droht die **Anfechtung von Zahlungen** von TelDaFax durch den Insolvenzverwalter?

Zu 1. gilt, dass – auf Bitte des Insolvenzverwalters – mit der Anmeldung von Forderungen zur Insolvenztabelle gewartet werden sollte, bis der Insolvenzverwalter den entsprechenden Antrag zugeschickt hat. Sollten Sie **bis Ende des Jahres** keine Informationen vom Insolvenzverwalter erhalten haben, sollten Sie Ihre Forderungen von sich aus zur Tabelle anmelden; denn die Forderungsanmeldung muss laut Eröffnungsbeschluss bis zum 31.01.2012 erfolgen.

Auch zu 2. gilt es abzuwarten. Sofern Sie ein Anfechtungsschreiben des Insolvenzverwalters erhalten sollten, lassen Sie dies unbedingt rechtlich prüfen. Denn Insolvenzverwalter fechten in der Regel alle Zahlungen an, nicht alle Anfechtungen sind nach dem Insolvenzrecht aber berechtigt. Wir unterstützen Sie gerne, wenn Sie mit Anfechtungen konfrontiert werden.

Zwar kursieren im Markt auch hinsichtlich anderer Lieferanten immer wieder „Gerüchte“. Nach unserer Einschätzung deutet sich aber derzeit kein bundesweiter „zweiter TelDaFax-Fall“ an.

VI. SLP, MMMA, Netzkonto – was droht den Netzbetreibern in Zukunft?

Die bisherigen Regelungen zu SLP, MMMA und Netzkonto wurden **ohne grundlegende Veränderungen** in die neue KoV IV und die Leitfäden SLP und Bilanzkreismanagement übernommen. Durch die Integration in die KoV IV erreichen die Regelungen ein **höheres Maß an Verbindlichkeit**, da die Einhaltung der KoV bei Einhaltung der Leitfäden vermutet wird. In Sachen MMMA wurden **Fristen verlängert** und ein neuer Abschnitt zur Rechnungskorrektur aufgenommen.

Der SLP-Leitfaden berücksichtigt die Ergebnisse der Netzkontenanalyse von BDEW und VKU sowie die Mitteilung Nr. 4 der BNetzA und enthält Klarstellungen, z.B. zum neuen Kochgasprofil. Klarer **Schwerpunkt** des Leitfadens ist die **Optimierung** „schlechter Profile“. Diese Pflicht sollte künftig von keinem Netzbetreiber mehr auf die leichte Schulter genommen werden. Der **Druck** durch Marktgebietsverantwortliche (MGV) und die BNetzA **wächst**. In ihrem Monitoring-Bericht zur GABi Gas hatte die BNetzA bereits eine Verschärfung der **Netzkontrollen** angekündigt. Jetzt will sie die Verbände zum Entwurf einer **eigenen Abrechnungsregelung auffordern**. Wann und in welchem Maße es hier eine Verschärfung geben wird, hängt wohl auch davon ab, inwieweit Netzbetreiber das „alte neue Gebot“ zur Profilmoptimierung beachten; realistisch scheint der 1.4.2012.

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. Oktober 2011

Teil 2: Beschaffung und Vertrieb

I. Die neue Kooperationsvereinbarung – was ändert sich für Beschaffung und Vertrieb?

Während die Netzbetreiber ächzen, können sich Beschaffung und Vertrieb freuen: **klare Vorgaben und Fristen für die Bilanzkreisabrechnung**, einheitliche **Musterverträge** auf Fernleitungs- und Verteilnetzebene sowie **Clearingprozesse** für RLM- und SLP-Allokationen, in denen der BKV das letzte Wort hat. Einzig die Anpassung bereits abgeschlossener Lieferantenrahmenverträge mag vorübergehend Mehrarbeit verursachen.

Über die Inhalte des auch aus Vertriebsicht interessanten Lieferantenrahmenvertrages und die mit der Anpassung verbundenen Herausforderungen informieren wir Sie gerne umfassend in unseren Seminaren zum Lieferantenrahmenvertrag.

II. Das neue EnWG – Auswirkungen für Beschaffung und Vertrieb?

Im Bereich der Beschaffung sind kaum spürbare Auswirkungen zu erwarten. Der Speicherzugang bleibt verhandelt. Zwar unterliegen **Untergrundspeicher** nun ebenfalls der Entflechtung, da in vielen Konzernen jedoch bereits Speichergesellschaften gegründet wurden, dürften sich die praktischen Konsequenzen in Grenzen halten.

Einschneidende Neuerungen treffen dagegen den **Vertrieb**, da **Verbraucherschutz** in der Novelle groß geschrieben wird. Beschwerden von Verbrauchern müssen Energieversorgungsunternehmen ab sofort innerhalb von **vier Wochen** bearbeiten. Zur Einhaltung dieser Frist ist eine entsprechende Organisation des **internen Beschwerdemanagements** zwingend erforderlich. Wird auf diesem Weg keine Einigung erzielt, kann eine **außergerichtliche Schlichtungsstelle** angerufen werden, welche allerdings noch eingerichtet werden muss. Die **Kosten** trägt dabei in der Regel das **EVU**. Auf dieses Verfahren muss der Kunde in Rechnungen und Verträgen künftig hingewiesen werden.

Überhaupt verschärft das EnWG Vorgaben für Vertragsinhalte und Rechnungen, die den Kunden z.B. auf die **nächste Kündigungsmöglichkeit** hinweisen müssen. Des Weiteren muss der Lieferant sicherstellen, dass der Letztverbraucher die jeweilige **Abschlussrechnung** spätestens **sechs Wochen** nach Beendigung des abzurechnenden Zeitraums bzw. nach Beendigung des Lieferverhältnisses erhält.

Auch über diese – aus Sicht des Vertriebes weitreichenden – Änderungen informieren wir Sie gerne in unseren Seminaren zum neuen EnWG.

III. Was wird aus der 5 %-Toleranz für RLM-Kunden?

Die BNetzA hat sich zügig entschieden: Die Einführung der 5 %-Toleranz wird **vorläufig ausgesetzt** bzw. der Prozentsatz der Toleranz auf 0 % festgesetzt. Diesen Schritt hatte die BNetzA bereits angekündigt und nun am 13.09.2011 vorläufig angeordnet. Zu viel spricht gegen die Einführung; dies hatte die überwiegende Zahl der Marktbeteiligten in der von der BNetzA durchgeführten Konsultation deutlich gemacht. Zu nennen sind vor allem der **steigende Regelenergiebedarf** und die negativen Auswirkungen auf das geplante Konvertierungsentgeltsystem. Hinzu kommen eine unnötige Erhöhung der Komplexität und der erhebliche **IT-technische Umsetzungsaufwand**. Die möglichen Vorteile der Einführung einer 5 %-Toleranz stehen hierzu in keinem Verhältnis. Daher ist die Aussetzung der Toleranz begrüßenswert. Eine endgültige Entscheidung hierüber im Hauptsacheverfahren steht jedoch noch aus.

IV. Start der neuen Primärkapazitätsplattform

Die erste „KARLA Gaskapazitätsauktion“ ist erfolgreich durchgeführt worden. Versteigert wurden auf der zum 01.08.2011 eingerichteten Kapazitätsplattform der Fernleitungsnetzbetreiber – der **Trac-x primary – Kapazitäten an Marktgebiets- und Grenzübergangspunkten**. Derzeit sind auf der Trac-x primary 129 Unternehmen mit 250 Nutzern registriert.

Erfolgreich abgeschlossen sind die Monatsvergabe für Oktober 2011 und die Versteigerung fester Quartalsprodukte an allen deutschen Grenz- und Marktgebietsübergängen für die nächsten zwei Jahre. Bei den Quartalsprodukten überstieg die Nachfrage an den Netzkopplungspunkten Oude, Vreden und Emden NPT das Angebot und es wurden weitere Auktionsfenster geöffnet. Die übrigen Quartalsprodukte wurden in der ersten Gebotsrunde zugeteilt. Bei den Monatsprodukten standen 22 Produkte an deutschen Marktgebiets- und Grenzübergangspunkten zum Verkauf, die nach der ersten Gebotsrunde zum regulierten Entgelt zugeteilt wurden.

Die Versteigerung fester **Jahresprodukte** erfolgt am 04.10.2011. Die Monatskapazitäten für November 2011 werden am 18.10.2011 verauktioniert. Noch scheint die Vergabe ungebündelter Kapazitäten auf Trac-x primary den Regelfall darzustellen. Aufgrund der klaren Vorgaben der KARLA Gas wird dies jedoch nur noch für einen begrenzten Zeitraum möglich sein. **Day-ahead-Kapazitäten** werden hingegen weiterhin nach dem **First-come-first-served-Verfahren** vergeben.

Auch wenn trac-x primary zufriedenstellend gestartet ist, steht hinter der Zukunft der Plattform ein Fragezeichen, da die ACER-Vorgaben in der Rahmenrichtlinie zu den Kapazitätsmechanismen eine einheitliche europäische Plattform verlangen (siehe dazu auch unter Teil 3 I.).

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. Oktober 2011

V. Regelenergieumlage zum 01.10.2011

Große Änderungen bei der Regelenergieumlage ergeben sich zum 01.10.2011 nicht. Das zum 01.10.2011 „in Betrieb genommene“ neue bzw. ausgeweitete Marktgebiet **GASPOOL**, in welches das bisherige L-Gas-Marktgebiet Aequamus integriert wurde, belässt sie bei **0,062 ct/kWh**, **NCG** verringert sogar von 0,1 auf **0,08 ct/kWh**.

VI. Vorlagen an den EuGH – Preisänderungsrecht aus § 5 GasGVV europarechtswidrig?

Mit Beschlüssen vom 18.05.2011 (Az.: VIII ZR 71/10) und vom 29.06.2011 (VIII ZR 211/10) hat der Bundesgerichtshof (BGH) dem Europäischen Gerichtshof (EuGH) – sinngemäß – die Frage vorgelegt, ob das Preisänderungsrecht aus § 5 Abs. 2 GasGVV mit dem Transparenzgebot der Erdgasbinnenmarkttrichtlinie (RL) vereinbar ist. Im Rahmen der Beschlussbegründungen hat der BGH überzeugend erläutert, weshalb er die Auffassung vertritt, dass das Preisänderungsrecht aus § 5 Abs. 2 GasGVV sehr wohl den Anforderungen des Transparenzgebotes der RL genüge.

Unverständlich ist allerdings, warum der BGH die Vorlagefrage überhaupt gestellt und damit Zweifel am Recht des Versorgers zur Preisänderung im Rahmen der Grundversorgung gestreut hat. Denn letztlich **muss der Versorger im Rahmen der Grundversorgung zur Preisänderung berechtigt sein**. Ob dieses Recht nun auf § 5 Abs. 2 GasGVV zu stützen ist und ob und inwieweit § 5 Abs. 2 GasGVV mit europäischen Transparenzgeboten in Einklang steht, ist insoweit letztlich ohne Bedeutung. Notfalls ergibt sich das Preisänderungsrecht im Wege der ergänzenden Vertragsauslegung oder besteht qua Natur der Sache. Denn eine Versorgungspflicht ohne Preisänderungsrecht darf es nicht geben! Eine gesetzliche Pflicht zur Aufrechterhaltung defizitärer Lieferbeziehungen ist regelmäßig unzumutbar und damit verfassungswidrig. Eine Lieferpflicht zu konstanten Abgabepreisen führt bei steigenden Beschaffungskosten jedoch früher oder später zwangsläufig zu defizitären Lieferbeziehungen. Einen Ausweg böte dann nur noch ein neues Verständnis vom Kündigungsrecht des Grundversorgers. Jede Kostenerhöhung, die den Grundversorger nach heutigem Verständnis zur Preiserhöhung berechtigt, würde ihm danach die Fortsetzung des Versorgungsvertrages unzumutbar machen und daher zur Kündigung berechtigen. Der Transparenzgewinn bestünde dann in dem Umstand, dass der Kunde mit jeder Nachricht über eine Änderung der Preise stets auch eine Kündigung seines bestehenden Grundversorgungsvertrages erhielte.

Konsequenz des Vorlagebeschlusses ist leider, dass zahlreiche Gerichte Entscheidungen über Preisänderungen bis zu einer Entscheidung des EuGH aussetzen.

VII. Grundversorgung oder Sondervertrag?

Die Rechtsprechung schafft zunehmend Klarheit bei der Abgrenzung zwischen Grundversorgung und Sondervertrag. Zwischenzeitlich sorgten jedoch zwei Urteile des Kammergerichts (KG) Berlin vom 28.10.2008 (Az.: 21 U 160/06) und des OLG Düsseldorf vom 24.6.2009 (Az.: VI-2 U 14/08) für erhebliche Rechtsunsicherheit. Die beiden Gerichte vertreten die Ansicht, dass ein Grundversorger **nur einen Grundversorgungstarif** anbieten könne und **sämtliche weiteren Preisstellungen** daher **zwangsläufig Sondertarife** seien. Das OLG Düsseldorf leitete hieraus sogar ab, dass eine Bestpreisabrechnung im Rahmen der Grundversorgung nicht möglich sei. Vielmehr sei nur ein Staffel- bzw. Zonenpreis als Grundversorgungstarif anzusehen und alle übrigen als Sondertarife.

Erstaunlicherweise folgten weitere Obergerichte (OLG Dresden mit Urteil vom 26.01.2010, Az.: 14 U 983/08 und OLG Oldenburg mit Urteil vom 12.02.2010, Az.: 6 U 164/09) dieser Ansicht, obwohl sich im Gesetz keine Stütze hierfür findet.

Mit zwei Urteilen vom 13.04.2011 (Az.: VI-2 U (Kart) 13/08 und VI-2 U (Kart) 3/09) hat das **OLG Düsseldorf** von dieser Rechtsprechung nunmehr **Abstand genommen** und ausdrücklich erklärt, dass ein Grundversorger durchaus **mehrere Grundversorgungstarife** anbieten könne. Inzwischen hat sich auch der **BGH** unmissverständlich zu der Frage geäußert. In einem Urteil vom 11.5.2011 (Az.: VIII ZR 42/10) stellt er klar, dass es dem Versorger frei steht, im Rahmen der Grundversorgung verschiedene Tarife anzubieten.

Teil 3: Neues aus Europa, von Gesetzgeber und Bundesnetzagentur

I. Was kommt aus Europa?

Die Arbeiten des europäischen Regulierers (ACER) an den europäischen Grid Codes für Strom und Gas gehen schnell voran. Für den Gasbereich hat ACER Anfang August die schon länger diskutierte Rahmenrichtlinie (Framework Guidelines) zu den **Kapazitätsmechanismen** (Capacity Allocation Mechanism) verabschiedet. Die Europäischen Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSOG) haben hierzu bereits einen weiterführenden Network Code vorgelegt, der Anfang 2012 verabschiedet wird. Die Neuregelungen werden voraussichtlich als **Allgemeine Geschäftsbedingungen der Fernleitungsnetzbetreiber** Geltung entfalten.

Auswirkungen wird dies auf die **KARLA Gas** haben. Gebündelte Kapazitäten wird es nicht nur zwischen den nationalen Marktgebieten, sondern auch an den europäischen Grenzkopplungspunkten geben. **Altverträge** müssen innerhalb von fünf Jahren angepasst werden. Für Gaslieferanten hat dies nicht nur Auswirkungen auf die Kapazitätsverträge, sondern auch auf die Lieferver-

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. Oktober 2011

träge. Anzupassen sind zumindest der Lieferort (Wegfall des Flanschhandels) sowie die bilanzierungsrelevanten Regelungen (z.B. Bilanzkreismanagement, Nominierung). „Bei Gelegenheit“ könnten weitere Vertragsanpassungen, z.B. die Preisgestaltung oder Vertragslaufzeit betreffend, in Angriff genommen werden.

Im Oktober wird daneben die Rahmenrichtlinie zu **Gas Balancing** veröffentlicht. Auf die **Verteilnetzbetreiber** werden **verschärfte Anforderungen** bei der Datenübermittlung zukommen (drei Mal täglich RLM-Daten, Aktualisierung bei den SLP-Prognosen). Offen ist momentan die Definition der Bilanzierungszone und dahinter stehend die Frage, ob die Verteilnetze Bestandteil dieser werden sollen. Viel Arbeit für ENTSOG, die auch die Gas Balancing-Vorgaben innerhalb von 12 Monaten umsetzen müssen.

Der europäische **Gas Grid Code** soll bis **Ende 2014** Realität werden. Als nächstes Projekt werden die Framework Guidelines zur Interoperabilität der Gasnetze mit Vorgaben u.a. zur Gasqualität, Datenaustausch und zu den Netzkopplungsverträgen diskutiert. Verteilnetzbetreiber und Gaslieferanten müssen die europäischen Entwicklungen bei anstehenden Vertragsverhandlungen (Händler) oder Investitionsentscheidungen (Netzbetreiber) beachten, zumal der Umsetzungsspielraum der BNetzA – soweit überhaupt vorhanden – sehr gering ist.

Über neue Entwicklungen werden wir Sie gerne informieren.

II. Das Energiepaket – was gilt schon, was kommt noch?

Nach der Zustimmung des Bundesrates am 08.07.2011 ist das Energiepaket größtenteils Anfang August in Kraft getreten. Auf das neue **EnWG** sind wir bereits eingegangen. Daneben wurde die **EEG-Novelle** beschlossen, die grundsätzlich **ab 2012** gilt und neben verschiedenen Anpassungen bei den Einspeisevergütungen eine Direktvermarktung mit „Marktprämie“ vorgibt und das Grünstromhändlerprivileg stark einschränkt. Beim **KWKG** wurde der Förderzeitraum von 2016 bis 2020 verlängert und eine Dauer der Förderung nur noch durch die Benutzungsstundenzahl und nicht mehr durch die Betriebsjahre begrenzt. Der Vorschlag für umfassende Verbesserungen des KWKG durch die Länder NRW und Rheinland-Pfalz fand im Bundesrat am 08.07.2011 zwar keine Mehrheit, mit einer neuen Gesetzesinitiative ist aber demnächst zu rechnen. Mit der Änderung des **Atomgesetzes** wurden die Laufzeitverlängerung wieder rückgängig gemacht und den jeweiligen AKW konkrete Zeitpunkte für die Stilllegung zugewiesen. Das Gesetz für Beschleunigung des Netzausbaus (**NABEG**) betrifft nur Übertragungsnetze. Beim Thema **Energieeffizienz** ist eine steuerliche Förderung von Gebäudesanierungen und Wärmedämmungen zunächst am Widerstand der Bundesländer gescheitert, soll aber im Rahmen eines Vermittlungsausschusses bald kommen. Im öffentlichen Baurecht, also im Rahmen von Bebauungsplänen oder

örtlichen Bauvorschriften, wird der Klimaschutz jetzt stärker betont. Darüber hinaus ist auf europäischer Ebene eine **neue Energieeffizienzrichtlinie** in Arbeit, gegen die sich jedoch gerade von deutscher Seite Widerstand formiert. Nach der Sommerpause wird es insbesondere darum gehen, ob bei der **Entgeltregulierung** weiterhin nur die Devise gilt, dass Netzentgelte sinken müssen, oder ob damit begonnen wird, den nötigen Umbau der Verteilnetze für eine dezentrale volatile Energieerzeugung voranzubringen.

III. Stand des Festlegungsverfahrens zum Konvertierungsentgelt

Nach der Konsultation des Eckpunktepapiers der BNetzA zur Einführung eines Konvertierungsentgeltsystems, hat die BNetzA am 14.09.2011 das **Standardangebot** der MGV und den Tenor veröffentlicht. Zuvor hatte sie die MGV bereits aufgrund vorläufiger Anordnung berechtigt, ein Konvertierungsentgelt von den BKV zu erheben. Das Standardangebot, das in einen „Standardbilanzkreisvertrag Konvertierung“ umgearbeitet werden soll, wurde von der BNetzA an die Ergebnisse der Konsultation zum Eckpunktepapier angepasst und enthält folglich nur wenige Abweichungen gegenüber der darin vorgesehenen Ausgestaltung des Entgeltsystems. Eine Konsultation findet nun bis zum 04.10.2011 statt.

Die wesentlichen Merkmale des Entgeltsystems dürften jedoch feststehen: Das **Entgelt** wird jeweils **für eine 6-monatige Periode** festgelegt und soll **schrittweise abgeschmolzen** werden. Daneben soll eine **Konvertierungsumlage** stehen, die in ct/kWh auf alle täglich in einen Bilanzkreis eingebrachten physischen Einspeisemengen erhoben wird. Es ist davon auszugehen, dass nach dem Abschluss des Konsultationsverfahrens die BNetzA zügig eine endgültige Entscheidung im Hauptverfahren treffen wird. Mit einer Einführung des neuen Systems ist dann voraussichtlich ab dem **01.04.2012** zu rechnen.

IV. Festlegungsverfahren zur Änderung der GABi Gas

Am **11.05.2011** hat die BNetzA ein Verfahren zur Änderung der GABi Gas eingeleitet. Vorgeschlagen hatte die BNetzA u.a., Klarstellungen zur neuen 5 %-Toleranz für RLM-Kunden ohne Nominierungsersatzverfahren vorzunehmen, die sie nun jedoch vorläufig ausgesetzt hat (s.o. Teil 2 III.). Über die vollständige Abschaffung bzw. Absenkung wird sie im Hauptsacheverfahren voraussichtlich Anfang 2012 entscheiden. Gegenstand der Entscheidung wird zudem die **Ausweitung der Regelenergieumlage** auf die Gruppen RLMoT und RLMNEV sein. Über die Abschaffung letzterer Gruppe wurde gerade auch wegen des Evaluierungsberichts der BNetzA zur GABi Gas spekuliert. Bei einer Ausweitung der Regelenergieumlage auch auf die Fallgruppe RLMoT stellt sich die Frage, ob ein Fallgruppenwechsel künftig noch sinnvoll ist oder ob er im Falle der endgültigen Auswei-

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. Oktober 2011

tion der Umlage schlichtweg faktisch abgeschafft wird. Daneben plant die BNetzA auch die Ausweitung der Regenergieumlage auf Speicher-Exit-Punkte sowie auf Grenzübergangs- und Marktgebietsübergangs-Exit-Punkte sowie eine **Ausweitung der Preisspreizung** zwischen positiver und negativer Ausgleichsenergie durch Absenkung des Faktors für positive Ausgleichsenergie von 0,9 auf 0,8.

V. Wiedereinführung der VHP-Entgelte

Nachdem § 22 Abs. 1 S. 6 GasNZV VHP-Entgelte zunächst seit 09.09.2010 verboten hatte, hat die BNetzA mit **Beschluss vom 23.08.2011 (BK7-11-003)** die Möglichkeit nach § 50 Abs. 1 Nr. 10 GasNZV genutzt, solche VHP-Entgelte wieder zu erlauben und dafür nähere Vorgaben zu machen, wie z.B. eine Obergrenze von 0,8 ct/MWh. **NCG** hat auf Basis dieser Vorgaben für das nächste GWJ ein Entgelt von **0,18 ct/MWh** festgelegt, **GASPOOL** von **0,25 ct/MWh**. Das Entgelt ist jeweils vom übertragenden und vom übernehmenden BKV an den MGV zu zahlen. Es gilt ein reiner „Arbeitspreis“, kein zusätzlicher monatlicher Grundpreis. Bei einer Übertragung von 1 TWh/a am VHP ergibt sich damit ein beidseitig zu zahlendes Entgelt von netto 1.800 € bei NCG und netto 2.500 € bei GASPOOL. Immerhin deutlich niedriger als die vor dem 09.09.2010 verlangten VHP-Entgelte oder „Hub-Gebühren“.

Mit diesem Entgelt soll beiden MGV eine eigene Entnahmekategorie eingeräumt werden, um den VHP-Service zu verbessern. Die MGV sollen zum 01.10.2012 den Markt zur Qualität ihres VHP-Services befragen. Durch Kontrollmaßnahmen will die BNetzA sicherstellen, dass nicht dieselben Kosten auch über die Netzentgelte der Fernleitungsnetzbetreiber gedeckt werden, die Gesellschafter der beiden MGV sind. Bei einem Gasbezug über einen eigenen Bilanzkreis werden diese Entgelte in Ihrer **Bilanzkreisabrechnung für Oktober 2011** auftauchen, bei einem Gasbezug über ein Subbilanzkonto sind Sie von diesen Entgelten allenfalls mittelbar betroffen.

VI. Festlegungsverfahren zur Anpassung der GeLi Gas

Die EnWG-Novelle 2011 verändert auch die Kommunikation zwischen den Marktbeteiligten. § 20a EnWG begrenzt nunmehr die Dauer des **Lieferantenwechsels** auf **drei Wochen**. Die Umsetzung innerhalb der Festlegungen GeLi Gas (BK7-06-067) und WiM (BK7-09-001) führt nicht nur in der IT zu größerem Aufwand. Altbekannte **Prozesse entfallen**, der **Fristenmonat als Kalendermonat** zur Synchronisierung mit verwandten Prozessen wie der Bilanzierung wird **aufgegeben**, so dass – die Einhaltung vertraglicher Fristen vorausgesetzt – der Wechsel des Verbrauchers zu jedem Werktag möglich sein wird („rollierend“).

Konsultiert wurde durch die BNetzA vor allem der **Wegfall des Prozesses Lieferantenwechsel**, der zukünftig durch die Prozesse *Lieferbeginn* und *-ende* sowie dem

Hilfsprozess *Kündigung* ersetzt werden soll. Zudem sollen bilanzielle Zuordnungslücken allein durch Anwendung des Prozesses *Beginn der Ersatzversorgung* beantwortet und **rückwirkende Prozessschritte** (z.B. bei Ein-/Auszug) **grundsätzlich abgeschafft** werden.

Ein Veröffentlichungsdatum der Festlegungen steht noch nicht fest, jedoch endet die **Umsetzungsfrist am 04.02.2012**. Bleibt zu hoffen, dass die BNetzA den üblichen Änderungsrhythmus (01.04./01.10) beibehält.

VII. Netzentgelte: Pooling-Verbot künftig auch im Gasnetz?

Die Beschlusskammer 8 der BNetzA hat als Vorgabe für die Kalkulation von Stromnetzentgelten am 26.09.2011 eine Festlegung zur Abrechnung mehrerer Entnahmestellen mit zeitgleicher Leistung (*Pooling*) erlassen. Mit der Festlegung soll das sog. Pooling nur noch in bestimmten Ausnahmefällen zugelassen werden.

Künftig soll die bisher in der Praxis übliche Zusammenfassung der Leistungen verschiedener Entnahmestellen zu einem virtuellen Zählpunkt nur noch in eng begrenzten Einzelfällen (z.B. mehrere Entnahmestellen in einem Umspannwerk) zulässig sein. In diesen Ausnahmefällen soll gleichzeitig eine Verpflichtung zum Pooling bestehen. Die geplante Änderung wird zu einer **erheblichen Umverteilung der Netzentgelte** zu Lasten größerer Industriekunden sowie kommunaler Weiterverteiler mit mehreren Übergabestellen führen.

Rein rechtlich ist die Situation im Bereich der Gasnetzentgelte vergleichbar. Entsprechend der Definition einer (Strom-)Entnahmestelle (§ 2 Nr. 3 StromNEV) definiert § 3 Nr. 1b EnWG den Auspeisepunkt eines Gasnetzes. Auch in der GasNEV gibt es den Grundsatz der Entgeltbildung je Auspeisepunkt (z.B. § 18 II GasNEV) und ein Pooling ist in der Praxis üblich. Im Unterschied zum Strom ist das Pooling beim Gas allerdings für bestimmte Fälle ausdrücklich vorgesehen, so die Zusammenfassung zu **Auspeisезonen** nach § 11 II GasNZV und § 8 Ziff. 2 KoV IV. Da die Poolingsituationen im Gasbereich überschaubarer sind, dürfte zudem die wirtschaftliche Dimension anders sein als im Strombereich. Daher bleibt abzuwarten, ob die Beschlusskammer 9 der BNetzA ebenfalls eine Festlegung zum Pooling erlassen wird. Wir halten Sie auf dem Laufenden.

Teil 4: Geschäftsfeld Biogas

I. Was ändert sich durch die neue KoV IV?

Mit der am 01.10.2011 in Kraft tretenden KoV IV werden erstmals **Musterverträge** für den **Netzanschluss**, die **Anschlussnutzung** und die **Einspeisung** von Biogas eingeführt sowie ergänzende Sonderregelungen für die Geschäftsbedingungen für Biogasbilanzkreisverträge. Diese Verträge sind verpflichtend ab dem 01.10.2011 anzuwenden. Bei den Netzanschluss- und Anschlussnutzungsverträgen gilt dies für alle Netzanschlüsse, für

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. Oktober 2011

die ab dem 01.10.2011 ein Vertragsangebot vom Netzbetreiber vorzulegen ist.

Diese Musterverträge können (und sollten) um zusätzliche individuelle **Ergänzende Geschäftsbedingungen** vervollständigt werden, soweit diese erforderlich sind, um die Regelungen der Musterverträge zu konkretisieren bzw. zu ergänzen. BBH wird entsprechende Ergänzende Bedingungen entwickeln und Ihnen bei Bedarf gerne anbieten.

Es bleibt zu hoffen, dass mit den nun feststehenden Musterverträgen die bislang überaus langwierigen Verhandlungen von Netzanschluss- und Anschlussnutzungsverträgen ein Ende finden und künftig Biogasanchlussprojekte zügiger umgesetzt werden können. Soweit diesen Verträgen bzw. einzelnen Klauseln rechtliche Bedenken entgegenstehen, können weiterhin rechtliche Vorbehalte erklärt werden.

Darüber hinaus ist auch der **Biogasbilanzkreis-Leitfaden** der Verbände aktualisiert worden. Mit Einhaltung des Leitfadens wird auch die Einhaltung der KoV vermutet.

II. Weitere Missbrauchsverfahren?

Eine weitere Missbrauchsentscheidung der BNetzA hat es nach der Entscheidung vom 25.02.2011 (Az.: BK7-10-191) nicht mehr gegeben. Mit dieser Entscheidung hatte die BNetzA erst ihre zweite Entscheidung zum Netzanschluss von Biogasanlagen getroffen und dabei deutlich gemacht, dass der Netzbetreiber bei der Prüfung eines Anschlussbegehrens verpflichtet ist, ggf. angrenzende Netzbetreiber einzubeziehen und also alternative Netzanschlusspunkte in anderen Netzen zu prüfen.

Auch wenn es seither kein weiteres Verfahren gegeben hat, ist die **BNetzA** im Bereich der Biogasanträge keinesfalls untätig. An **individuellen Streitbelegungen** war die BNetzA mittlerweile an über 70 Fällen seit 2008 beteiligt.

III. Monitoring-Bericht der BNetzA

Die BNetzA hat zum 31.05.2011 einen Biogas-Monitoring-Bericht für den **Zeitraum 2008 bis 2010** vorgelegt. Dem Bericht zufolge entwickelt sich die Einspeisung von Biogas in Gasversorgungsnetze schleppend. Bis zum Ende des Jahres 2010 hatten 44 Erzeugungsanlagen ca. 270 Mio. m³ Biogas eingespeist, womit, bezogen auf die Zielvorgabe der GasNZV für das Jahr 2020 von jährlich 6 Mrd. m³, lediglich 4,5 % erreicht wurden, bezogen auf das Ziel von jährlich 10 Mrd. m³ im Jahre 2030 sogar nur 2,7 %.

Dem Bericht zufolge betragen die **Herstellungskosten** von aufbereitetem Biogas in Erdgasqualität durchschnittlich **6,0 ct/kWh**, wobei die Spanne zwischen 1,3 ct/kWh und 9,3 ct/kWh sehr groß ist. Ebenso ist die Spanne für die Kosten der **Netzverträglichkeitsprüfung** (Netzanschlussprüfung durch den Netzbetreiber) erheblich,

nämlich zwischen 2.000,00 € und 10.000,00 €, was durchschnittlich **4.675,00 €** ausmacht. Ein Netzanschluss kostete den Anschlussnehmer ca. 600.000,00 €, wobei zu erwarten ist, dass angesichts der neuen Kostenverteilung seit der GasNZV-Novelle (Herbst 2010) diese Anschlussnehmerkosten noch einmal erheblich sinken werden. Der Gesamtbetrag der Wälzungskosten für den Transport von Biogas in Gasnetze stieg von 24 Mio. € im Jahre 2009 auf 54 Mio. € im Jahre 2010 an, wobei die einzelnen Marktgebiete unterschiedlich stark belastet wurden. Der durchschnittlich zu erzielende Verkaufspreis für Biogas betrug im Jahre 2010 8,1 Cent/kWh. Die gehandelte Menge Biogas stieg in den Jahren 2008 bis 2010 kontinuierlich auf 350 Mio. kWh an. Zu konkreten „Verbesserungsvorschlägen“ hat sich die BNetzA aber nicht hinreißen lassen, sondern es bei der reinen Bestandsaufnahme belassen.

Bitte beachten Sie ergänzend auch die nachstehende **Einschätzung der BBH Consulting AG** zur Situation der Biogaseinspeisung und -vermarktung (Teil 7).

Teil 5: Musterverträge

I. Update des LRV und der Netzverträge Biogas

Ab dem 01.10.2011 ist die neue KoV IV anzuwenden, hiermit einher geht auch die zwingende Verwendung der durch die KoV IV vorgegebenen Musterverträge. Wie schon eingangs erläutert (siehe Teil 1 I.) ist der KoV IV als Anlage 3 ein Muster-Lieferantenrahmenvertrag beigefügt, den die Netzbetreiber als Vertragspartei der KoV mit allen Lieferanten in ihrem Netz – auch Bestandskunden – abschließen müssen. Der Musterlieferantenrahmenvertrag der KoV sollte von sog. Ergänzenden Bedingungen flankiert werden, die von jedem Netzbetreiber individuell erstellt werden können und – so verlangt es der Mustervertrag selbst – insbesondere Regelungen zu Entgelten und Abrechnung enthalten sollten. Daneben sind nach § 2 Ziff. 3 KoV IV Ergänzende Bedingungen aber auch dann möglich, wenn diese dazu dienen, den Mustervertrag „zu ergänzen oder zu konkretisieren“.

Wir haben mittlerweile unseren Vorschlag für die **Ergänzenden Bedingungen zum Muster-LRV** der KoV IV erarbeitet und stellen Ihnen diesen bei Bedarf gerne zur Verfügung. Bitte beachten Sie auch unsere Seminarreihe zum LRV nach KoV IV.

II. Neue Musterlieferverträge

Das neue **EnWG** ist zum 04.08.2011 in Kraft getreten und hat nicht nur Auswirkungen für Netzbetreiber, auch Gaslieferanten sind von der Novellierung nicht unerheblich betroffen (vgl. Teil 2 II.) Eine ganze Reihe von Neuerungen ist in den Lieferverträgen mit Endkunden, vor allem Haushaltskunden, zu berücksichtigen. Daher überarbeiten auch wir aktuell unsere Musterlieferverträge für Haushaltskunden, um diese den neuen gesetzli-

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. Oktober 2011

chen Vorgaben anzupassen und können Ihnen die überarbeitete Fassung in Kürze zur Verfügung stellen.

Teil 6: Seminare und Termine

- ❑ **16. BBH-Energiekonferenz „Die Energiewende in Deutschland – Bewertung und politische Umsetzung“**
 - 11.11.2011, Französische Friedrichstadtkirche am Gendarmenmarkt in Berlin
- ❑ **Seminar „Lieferantenrahmenvertrag nach KoV IV“**
 - 11.10.2011 von 10.00 Uhr bis 16.00 Uhr BBH, Agrippinawerft 30, 50678 Köln
 - 18.10.2011 von 10.00 Uhr bis 16.00 Uhr BBH, Untere Weidenstraße 5, 81543 München
 - 19.10.2011 von 10.00 Uhr bis 16.00 Uhr BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin
 - 26.10.2011 von 10.00 Uhr bis 16.00 Uhr BBH, Industriestraße 3, 70565 Stuttgart
- ❑ **Seminar „Energievertrieb“**
 - 20.10.2011 von 10.00 Uhr bis 16.00 Uhr BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin
- ❑ **Sitzung des AK Zukunft Gas**
 - 09.11.2011 von 10.00 Uhr bis 16.00 Uhr BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin
- ❑ **Seminar „Verträge des Netzbetreibers“**
 - 10.11.2011 von 10.00 Uhr bis 16.00 Uhr BBH, Untere Weidenstraße 5, 81543 München
 - 22.11.2011 von 10.00 Uhr bis 16.00 Uhr BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin
- ❑ **Seminar „1x1 der Gaswirtschaft“**
 - 15.11.2011 von 10.00 Uhr bis 16.00 Uhr BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

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

Teil 7: Aktuelles aus dem Biogasmarkt – BBH Consulting AG

I. Markt für Biomethan wächst (langsam?)

Zahlen und Fakten zum Biogasmarkt

Nach den jüngsten Angaben des Fachverbandes Biogas e.V. und der Deutschen Energie-Agentur (dena) gab es 2010 in Deutschland 5.860 Biogasanlagen (BGA) mit einer installierten elektrischen Leistung von 2.291 MW. Biogasstrom nahm 2010 bereits einen Anteil am Stromverbrauch von 2,46 % ein.

Seit 2006 ist die Anzahl an Biomethan-Einspeiseanlagen (BMA) – dies sind Anlagen, die auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in das Erdgasnetz einspeisen - auf 45 im Jahr 2010 angestiegen. Die Einspeisemenge im Jahr

2010 lag bei rund 300 Mio. Nm³; die Ø-Biomethanleistung pro Anlage bei 500 Nm³/h. Bis 2013 sind noch 82 weitere BMAs in Planung oder im Bau.

Die **Einsatzgebiete von Biomethan** sind sehr **vielfältig**. Es wird unter anderem derzeit für die Erzeugung von Strom und Wärme in KWK, zur Herstellung von Kraftstoffen oder als Beimischung zu Erdgaslieferungen an Endkunden verwendet.

Insbesondere die Verwendung in effizienten KWK-Technologien in der unmittelbaren Umgebung von Wärmenetzen bietet große ökologische Potentiale. Da in der Regel Nawaro-BGAs und Gülle-BGAs aufgrund der Nähe zur Quelle der Einsatzstoffe im Hinblick auf Wärmenetzen stark eingeschränkt sind bzw. eher geringe Anlagengrößen vorweisen, schaffen BMAs die Möglichkeit, die Erzeugung vom Ort der Verwendung zu entkoppeln. Dies schafft Flexibilität.

Auch liegen zukünftige Einsatzgebiete für Biomethan in der Kraftstoffherzeugung für den Lastverkehr und Flugverkehr oder als Ersatz- oder Zusatzstoffe für die chemische Industrie (z.B. Kunststoffe). Dadurch kann der Wirtschaftsstandort unabhängiger von Importen werden.

Um diese Potentiale zu erschließen, wurden ausgehend von den Meseberger Beschlüssen die Ziele von 6 Mrd. m³/a für 2020 und 10 Mrd. m³/a für 2030 in der GasNZV festgelegt. Auf Basis der Daten von 2010 scheint dieses ehrgeizige Ziel ohne massive Förderung allerdings nicht erreichbar zu sein. Es müsste eine jährliche Steigerung an eingespeisten Biomethanmengen von 35 % bis 2020 erfolgen.

Ein sehr junger Markt kämpft noch mit Hindernissen

Das Problem liegt v. a. darin, dass derzeit **kein geschlossenes Förderkonzept** für Betreiber von BMAs existiert. Anders als bei der Einspeisung von EEG-Strom besteht beim Einspeisen von Biomethan kein Vergütungsanspruch. Das Vermarktungsrisiko trägt somit der Betreiber zu 100 % selbst. Damit ist seine Investitionssicherheit im Vergleich zur sicheren Förderung von Verstromungsanlagen im EEG eher unsicher, wodurch wiederum auch das Finanzierungsrisiko für Banken steigt.

Zwar erhält der Betreiber einer BMA für eingespeistes Biomethan nach der GasNEV vermiedene Netznutzungsentgelte in Höhe von 0,7 ct/kWh. Dieser Erlös reicht allerdings bei Weitem nicht aus, die Mehrkosten für die Aufbereitung des Biogases sowie den Netzanschluss an das Erdgasnetz zu decken.

Generell ist die Biomasseproduktion, Logistik, Gaserzeugung, Aufbereitung und Gasnetzeinspeisung im Vergleich zum Substitut Erdgas sehr kostspielig.

In Abhängigkeit von Anlagenleistung und Aufbereitungsverfahren betragen die Differenzkosten von Biomethan zu heutigen Erdgaspreisen inkl. Netznutzung bis zur gleichen Druckstufe durchschnittlich zwischen 2,8 bis 4,1 ct/kWh.

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. Oktober 2011

Versorger stehen somit vor der Aufgabe, diese zusätzlichen Kosten in Form von interessanten Lösungen ihren Kunden anzubieten. Ob lediglich der „**grüne Mehrwert**“ **Massentauglichkeit** erreicht oder weiterhin ein Nischendasein pflegt, ist bei den derzeitigen Marktpreisen für Erdgas **fraglich**.

Die Zahl derjenigen Versorger, die Biogasprodukte anbieten, ist seit Ende 2010 von 160 auf über 200 im Juni 2011 gestiegen. Gemessen an der Gesamtzahl von ca. 800 Grundversorgern und Vertriebsgesellschaften entspricht dies aber nur einem Anteil von 25 % der gesamten Anbieterschaft. Angeboten werden im Rahmen der Biogasprodukte zumeist Endkundenprodukte mit Beimischungsquoten bis 100 % oder CO₂-Gleichstellungsprodukten.

(Quelle: enet Newsletter; Ausgabe 28. Mai 2011)

Für eine weitere Belebung des Marktes und zu Erreichung der Meseberger Volumina-Ziele sollten von Politik und Anbietern **weitere Anreize** geschaffen werden.

Realisierbare Lösungswege sind vorhanden

So hat z. B. der Fachverband Biogas e.V. in Zusammenarbeit mit BBH ein Förderungskonzept für Betreiber von Biogasanlagen, die Biomethan in das Erdgasnetz einspeisen, erarbeitet. Nach dem sogenannten „**Erneuerbare-Energien-Gas-Gesetz**“ (EEGasG) erhält der Betreiber eine Vergütung für eingespeiste Biomethanmengen in Abhängigkeit von der Anlagengröße. Der Vergütungssatz ist dabei zum Teil an die Entwicklung des Erdgaspreises gekoppelt.

Diese Systematik soll auf dem gesetzlichen Wege die Biomethaneinspeisung ankurbeln und das Vermarktungsrisiko für Anlagenbetreiber durch eine sichere Vergütung ersetzen.

Die Vergütungshöhe ist so konzipiert, dass Anlagenbetreiber eine „knappe auskömmliche Vergütung“ erhalten, sodass die Finanzierung der Investition gesichert ist. Durch diese künstliche Verknappung bleiben Anreize zur Direktvermarktung bestehen. Ein Wechsel zwischen den Vergütungssystemen EEGasG und Direktvermarktung soll möglich sein.

Zur potentiellen Erfolgsgeschichte von Biomethan im Erdgasnetz könnte die Nachfrage auf Verbraucherseite durch integrative Systemlösungen für Wohn- und öffentliche Gebäude beitragen. Kombinationslösungen könnten hier zum Beispiel angeboten werden im Rahmen des Austauschs einer sanierungsbedürftigen Kesselanlage durch hocheffiziente Mini-KWK in Wohngebäuden und öffentlichen Einrichtungen in Verbindung mit Erdgaslieferverträgen mit Beimischungsquoten von Biomethan. Der Aufpreis für Biomethan und der bestehende Mehrwert für den Kunden durch ein ökologisches Gewissen, ließen sich hier durch Anrechnung bei Sanierungsmaßnahmen in Wohngebäuden hinsichtlich der Wärmedämmung weiter relativieren.

II. Ansprechpartner BBH Consulting AG

- Herr Dipl.-Ing. Marcel Malcher
☎ (030) 611 28 40-920
marcel.malcher@bbh-beratung.de

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. Oktober 2011

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



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



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



RAin Dominique Couval
dominique.couval@bbh-online.de



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



RAin Anne Böhnk
anne.boehnk@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 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
Untere Weidenstr. 5
D-81543 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

BBH
Becker Büttner Held

Rechtsanwälte · Wirtschaftsprüfer · Steuerberater