

ener|gate

Gasmarkt

Dr. Heiko Lohmann



THEMA DES MONATS

Gasmarkt Österreich aus Perspektive
der E-Control

TOPIC OF THE MONTH

The Austrian gas market from the
perspective of E-Control

Was hat die Gasbranche 2014 bewegt?



ener|gate Jahresreport Gas 2014

Das Jahr 2014 neigt sich dem Ende zu. Zeit, um zurückzublicken: **Was war los im Erdgasjahr 2014?**

Gasexperte und Insider Dr. Heiko Lohmann hat auch in diesem Jahr die wichtigsten Ereignisse im **Jahresreport Gas** kompetent zusammengefasst. Sie erhalten u.a. eine umfassende Analyse der Ukraine-Krise und deren Folgen sowie interessante Hintergrundberichte aus Politik, Recht und Regulierung.

Jetzt bestellen unter www.energate.de/jahresreport

ener|gate
con|energy gruppe

ener|gate gmbh
Norbertstraße 5
D-45131 Essen
Kundenservice
Tel.: +49 201 1022-500
Fax: +49 201 1022-555
kundenservice@energate.de

Liebe Leserinnen und Leser,

Das Thema des Monats lautet in dieser Ausgabe: „Gasmarkt Österreich aus Perspektive der E-Control“. Gibt es nichts Wichtigeres zu berichten? Ganz ehrlich: Es ergab sich die Möglichkeit zum Gespräch mit Martin Graf, und in der Tat drängte sich kein Thema auf. Aber Österreich ist aus verschiedenen Gründen spannend. Es ist ein sehr kleiner Markt – dafür werden durch Österreich umso größere Mengen transitiert, aber einige deutsche Marktteilnehmer wie Montana Energie oder Goldgas im Haushaltskundensektor, andere im Industriegundensektor, fühlen sich dort als Anbieter durchaus wohl. Zudem wird, seit es das Marktgebiet NCG gibt, immer wieder über einen Zusammenschluss mit dem zentralen österreichischen Marktgebiet Ost spekuliert. Der ehemalige Geschäftsführer der Bayerngas und jetzige Vorstand der Wien Energie Marc Hall konnte schon vor Jahren mit einem leichten Lächeln auf den Lippen den deutsch-österreichischen Schulterschluss vorhersagen. Graf berichtet in dem Gespräch unter anderem, warum aus Sicht Österreichs Alternativen zu einem gemeinsamen Marktgebiet mit NCG bestehen.



> Dr. Heiko Lohmann

Das Gespräch fand in Berlin statt und die Einleitung hat mich fasziniert: „Darf ich vielleicht erst erzählen, warum ich hier bin?“ leitete Graf es ein und erzählte, wie er auf einer gemeinsamen Konferenz mit dem Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) für den Markteintritt in Österreich wirbt. Die Förderung des Wettbewerbs ist für E-Control ein zentraler Bestandteil des Geschäfts. Die Behörde wirbt aktiv um neue Wettbewerber, aber auch bei den Haushalten für den Anbieterwechsel. Dafür führt E-Control auch Informationsveranstaltungen in der tiefsten Provinz durch.

Ansonsten? Die Gashändler haben die Ukraine-Krise nach der Einigung auf das Winterpaket fast vergessen – dabei sollte man nicht vorschnell sein, kälteres Wetter hat aber die Preise deutlich nach oben getrieben. Die übliche Herbstüberraschung im Gashandel: Es wird kalt, die Nachfrage steigt!

Das Thema „Gasmarkt Design 2.0“ bewegt innerhalb des BDEW die Gemüter. Offiziell gibt es noch nicht, die Diskussionen sind intensiv und kontrovers. Ich habe auf der Grundlage von etlichen Gesprächen und einigen Dokumenten versucht, den derzeitigen Stand nachzuzeichnen.

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben eine neue Baustelle mit Namen „horizontale Kostenwälzung“. Der Workshop der BNetzA zu dem Thema kam zu spät für diese Ausgabe, aber bei den FNB herrscht Unruhe. Einen kleinen Einblick gibt es in dieser Ausgabe.

Wie immer, viel Spaß beim Lesen!

Dr. Heiko Lohmann
Freier Mitarbeiter ener|gate



E-world
energy & water

MESSE
NETWORKING
KONGRESS
FACHFOREN

EUROPAS FÜHRENDE ENERGIEFACHMESSE

E-WORLD ENERGY & WATER

10. - 12.2.2015

ESSEN, GERMANY

VERANSTALTUNGEN FÜR DIE GASWIRTSCHAFT

INTERNATIONAL GAS MARKET

- ▶ Market analysis with focus on politics, shale gas, LNG and gas storage

ERDGASFÖRDERUNG IN DEUTSCHLAND

- ▶ Was möchte die Politik und was fordert die Industrie?

OPERATIVE HERAUSFORDERUNGEN FÜR GASNETZBETREIBER UND GASVERSORGER

- ▶ Aktueller Stand zur Regulierung und Netzbetrieb sowie Analyse des deutschen Gasmarkts

AKTUELLE ENTWICKLUNGEN IM PORTFOLIO- UND RISIKOMANAGEMENT

- ▶ Mit Fokus auf Regelenergie, Viertelstundenhandel, Intradayhandel und Gasmarkt

ENERGIEWENDE IM STADTQUARTIER

- ▶ Intelligente Konzepte zur Wärme- und Stromversorgung

PROGRAMM UND ANMELDUNG FINDEN SIE UNTER

www.e-world-essen.com/kongress

MESSE
ESSEN

con | energy

www.e-world-essen.com

Thema des Monats: Gasmarkt Österreich aus Perspektive der E-Control.....	6
Rahmenbedingungen.....	9
Marktentwicklung.....	14
Marktstruktur.....	25
Personal.....	28
Marktgerüchte	29
Topic of the Month: The Austrian gas market from the perspective of E-Control ...	32
Framework Conditions.....	34
Market Development	39
Market Structure.....	49
Personnel.....	52
Market Rumours.....	53

1. Thema des Monats: Gasmarkt Österreich aus Perspektive der E-Control

Der österreichische Gasmarkt hat *ener|gate Gasmarkt* immer mal wieder beschäftigt. Im Oktober 2012 war das österreichische Netzzugangssystem Thema des Monats. Seit dem 1. Januar 2013 hat Österreich ein Entry-Exit-System. Im Vorfeld hatten viele Händler über komplizierte Abwicklungsregeln und nicht nachvollziehbare Netzentgelte geschimpft. Aber die Marktteilnehmer haben schnell festgestellt, dass die Sorgen in der Regel unbegründet waren. Das Zugangsmodell funktioniert gut, auch die Handelsliquidität hat durch die Verlagerung vom physisch-virtuellen Hub Baumgarten auf den virtuellen Punkt CEGH VP nicht gelitten, wie Abbildung 1 zeigt.

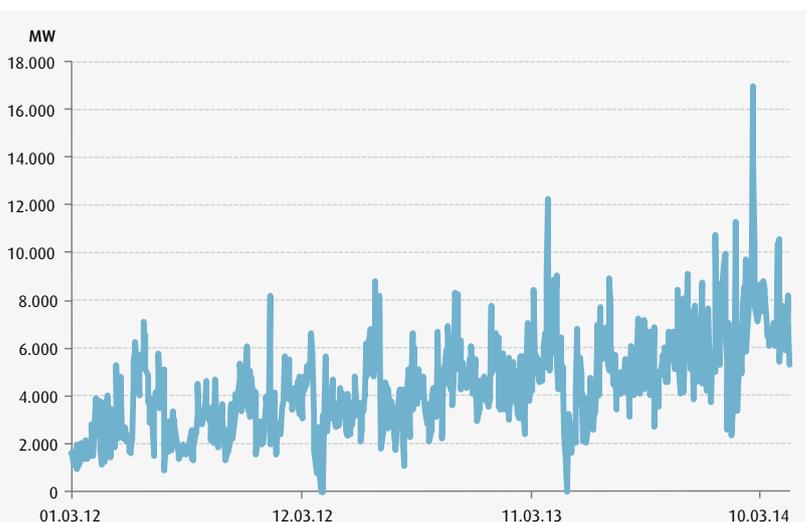
Abbildung 1 zeigt, dass es zum Wechsel des Zugangsregimes keinen Bruch gab, aber auch keinen direkten, deutlichen Anstieg. Die Volumina wachsen, aber langsam. Viele Marktteilnehmer sagen, vor allem Händler aus Italien und Zentraleuropa nutzen den Handelspunkt und natürlich österreichische Anbieter.

Aus deutscher Sicht ist immer die Frage der möglichen Integration der österreichischen Marktgebiete in das NCG-Marktgebiet spannend. Für die beiden Marktgebiete Vorarlberg und Tirol ist dies faktisch seit dem 1. Oktober 2013 der Fall, auch wenn man bei NCG in dem Zusammenhang das Wort „Integration“ nicht so gerne hört (*ener|gate Gasmarkt* 11/13). „Dadurch hat sich der Wettbewerb in den beiden Marktgebieten sehr positiv entwickelt“, sagte E-Control-Vorstand Martin Graf im Gespräch mit *ener|gate Gasmarkt*. Graf war in Berlin, um

für den österreichischen Energiemarkt zu werben. Dazu hatte die E-Control gemeinsam mit dem Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) zu einer Konferenz eingeladen. Für die E-Control, so Graf, sei es eine wichtige Aufgabe, sowohl die Verbraucher über Wechselmöglichkeiten aufzuklären als auch um neue Anbieter zu werben. Sowohl im Strom als auch im Gas sind die Wechselquoten mit rund einem Prozent gering. Dabei ist der Haushaltskunden-sektor für deutsche Anbieter durchaus attraktiv. Montana Energie und Goldgas sind nach eigenen Angaben sehr zufrieden, auch PGNiG Sales & Trading (PST) und Maxenergy bieten in Österreich Erdgas für Haushaltskunden an. Maxenergy ist eine Tochtergesellschaft der Augsburger Sailer-Gruppe, die hauptsächlich im Mineralölgeschäft tätig ist. Die Zahl der Anbieter ist insgesamt im Vergleich zu Deutschland klein. In Wien sind es knapp 20 Anbieter mit insgesamt 29 verschiedenen Tarifen. Auch ein Unterschied zu Deutschland: In Österreich betreibt die E-Control selbst einen Tarifkalkulator, der einen Vergleich aller Angebote ermöglicht. Ende November lag in Wien Montana Erdgas auf Platz eins, die Ersparnis zum Standardprodukt der Wien Energie beträgt im ersten Jahr 337 Euro (172 Euro Boni; 20.000 kWh Jahresverbrauch). Graf hofft, dass die Zahl der Anbieter noch zunimmt. Deshalb hat E-Control extra einen Leitfaden für neue Anbieter entwickelt, der den Marktzugang erleichtern soll. Graf hofft aber auch, dass sich das Bewusstsein der Kunden für die Wechselmöglichkeiten noch besser entwickelt. Der große Nachteil für Anbieter: Der Gesamtverbrauch der Haushaltskunden in Österreich beträgt nur rund 19 TWh des Gesamtverbrauchs von knapp 90 TWh und beschränkt sich auf einige größere Städte. Was Graf auch betonte: Es gehe ihm nicht nur um den besseren Zugang deutscher Anbieter im österreichischen Markt, sondern auch österreichischer Anbieter im deutschen Markt.

Eine massive Intensivierung des Wettbewerbs in Österreich könnte es durch eine Integration des Marktgebietes Ost, das ganz Österreich mit Ausnahme von Tirol und Vorarlberg umfasst, in das NCG-Marktgebiet geben. „Wir werden uns diese Option näher anschauen“, sagte Graf, der auf die Kapazitätsengpässe an den deutsch-öster-

› Abb. 1: Entwicklung der Day-Ahead-Ab-schlüsse in Österreich (Quelle: LEBA-Daten, eigene Berechnungen)



reichischen Grenzübergangspunkten hinwies. Aber für eine solche Integration benötige man einen langen Atem. Zudem ist für Österreich die Integration von Marktgebiet Ost und NCG derzeit nicht die erste Wahl. Zusammen mit Tschechien arbeitet man an einer gemeinsamen Marktregion, um die Liquidität am virtuellen Handlungspunkt in Österreich zu stärken. Auch die Slowakei war in das Projekt mit eingebunden, ist jedoch derzeit wohl nicht mehr aktiv beteiligt. Voraussetzung für die Integration des österreichischen und tschechischen Gasmarkts wäre die Umsetzung des Projektes von gemeinsamem europäischen Interesse (PCI) BACI, ein Leitungsprojekt der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Gas Connect Austria und Net4Gas, mit dem die Netze der beiden Marktgebiete verbunden werden könnten. In den letzten Monaten hat die Diskussion um die Integration der beiden Märkte auch die politische Ebene erreicht und damit entsprechenden Rückenwind erhalten. „Grenzüberschreitende Kooperationen sind aufgrund der unterschiedlichen rechtlichen Rahmenbedingungen sehr anspruchsvoll“, sagte Graf dazu und wies auf den Harmonisierungsbedarf hin. Für Österreich ist ein liquider Handlungspunkt auf der Großhandelsebene wichtig, weil der Transit von Erdgas viel höher ist als der Verbrauch innerhalb des Landes. Durch Österreich wurden 2013 rund 450 TWh Erdgas transportiert, das Fünffache des Verbrauchs im Land. Diese Rolle als Hub will Österreich nutzen. Im Verhältnis zu Deutschland könnte dann die Alternative zu einem gemeinsamen Marktgebiet eine stärkere Harmonisierung der Marktregeln und eine bessere Koordination beim Netzausbau sein. „Auf der Großhandelsebene ist für uns die Handelsregion wichtig, aus Endkundensicht ist ein Zusammenschluss mit dem NCG-Marktgebiet interessant“, lautete Grafs Fazit zu dem Thema.

Die Österreicher sind bei Erdgas überzeugte Europäer. Der zweite Vorstand der E-Control, Walter Boltz, ist seit Jahren auf der europäischen Ebene einer der profiliertesten Akteure und unter anderem stellvertretender Vorsitzender des ACER-Regulierungsrates. Der Erdgasverbrauch in Österreich ist zwar – wie beschrieben – nicht sonderlich hoch, aber die E-Control geht davon aus, dass Erdgas im Kraftwerkssektor in Zukunft als Back-up für erneuerbare Energien eine wichtige Rolle spielen wird. Nur als Fußnote: Aktuell ist die Situation für Gaskraftwerke allerdings genauso desolat wie in Deutschland.

Die Laufzeiten der Kraftwerke sind gering, zwischen den Betreibern und den Gaslieferanten streitet man über die Anpassung von Verträgen.

Im Haushalts- und Industriekundensektor erfordert gerade der sehr kleine Heimatmarkt eine europäische Harmonisierung der Marktregeln, um auch für Anbieter aus anderen Ländern attraktiv zu sein. Aber auch durch den Transit und ein – im Verhältnis zur Nachfrage – großes Speichervolumen von gut acht Mrd. Kubikmetern (inklusive der Speicher Haidach und 7Fields) ist Österreich sehr stark in das europäische Marktsystem eingebunden. Für Graf sind die Weiterentwicklung der Kriterien für einen funktionierenden Endkundenmarkt sowie eine Stärkung der Verbraucherrechte die wichtigsten nächsten Schritte. Beide Themen sind in dem Strategiepapier von ACER und dem Rat der europäischen Regulierungsbehörden CEER „Energiesektortregulierung: Eine Brücke ins Jahr 2025“ vom September 2014 angesprochen (siehe eigener Artikel in dieser Ausgabe). „Es gibt insgesamt durchaus noch viel Handlungsbedarf, und den zeigt das ACER/CEER-Papier auf“, sagte Graf. Dies werde aber nur stufenweise und erst einmal durch eine Stärkung der regionalen Integration erreicht werden, fügte er hinzu und wies auf die Umsetzung des 3. Binnenmarktpaketes als vordringliche Aufgabe hin.

Ein für Österreich spezifischer Punkt ist die starke physische Abhängigkeit von russischem Erdgas, die auch öffentlich starke Beachtung findet: „Wir haben noch nie so viele Presseanfragen gehabt wie im September, als es zu den Nominierungseinschränkungen kam“, sagte Graf. Für die E-Control, die auch Aufgaben als Wettbewerbsbehörde für den Energiesektor wahrnimmt, ist es ein wichtiges Thema. In der Vergangenheit wurden auch schon mal Kartellverfahren gegen in Österreich ansässige Tochterunternehmen der GazpromExport geführt. Trotz des großen Anteils russischen Erdgases am Bezugsportfolio wird die Versorgungssicherheitssituation als gut eingeschätzt. Der EU-Stresstest (siehe *ener|gate Gasmarkt* 11/14) hat dies auch bestätigt. Wichtig sind für Graf aktuell die Verhandlungen zwischen OMV und GazpromExport über eine Anpassung des Preissystems, die aufgrund des noch immer großen Marktanteils der OMV einen wesentlichen Einfluss auf die Marktentwicklung haben können. Diese Verhandlungen seien wichtig, um günstigere Preise auf dem österreichischen Groß-

handelsmarkt zu erreichen. Langfristig setzt E-Control auf eine Diversifizierung des Angebotes durch zusätzliche Mengen aus dem Kaspischen Raum oder dem Schwarzen Meer, da diese Quellen sogar näher an Österreich liegen als die russischen Gasfelder. Die Mengen könnten durchaus auch über die South Stream transportiert werden. „South Stream kann für Österreich in Zukunft ein wichtiges Projekt sein, wenn das Unbundling und der Zugang für Dritte geklärt sind“, sagte Graf.

Zusammenfassend: Österreich ist von der zunehmenden Harmonisierung der Regeln des europäischen Gasmarktes überzeugt, sieht aber auch den Zeitbedarf. Von den Vorteilen der Liberalisierung ist E-Control ohnehin überzeugt. Eine Studie im Jahr 2011 hat einen volkswirtschaftlichen Nettovorteil von rund einer Mrd. Euro pro Jahr für den Strom- und Gassektor ergeben. Unbefriedigend für Graf: Davon kommen den Haushalten nur 150 Mio. Euro zugute. Dies hält er für steigerungsfähig.

2. Rahmenbedingungen

2.1 „Gasmarkt Design 2.0“

ener|gate Gasmarkt hat schon in der Oktoberausgabe kurz auf die BDEW-Initiative „Gasmarkt Design 2.0“ hingewiesen. Sie ist auf hoher Flugebene angesiedelt, der Lenkungskreis Gas, das Steuerungsgremium auf Vorstands- und Geschäftsführerebene der Mitglieder, ist mit dem Thema befasst. Böse Zungen behaupten, die Gaswirtschaft habe auf das Thema gedrungen, da ansonsten der ganze BDEW nur mit dem Thema Strommarktdesign beschäftigt ist, und Erdgas wieder vernachlässigt wird. Die Frage, ob denn Harmonie oder Konflikt das Verhältnis von Unternehmen der Gaswirtschaft zum BDEW prägen, ist ja Dauerthema dieser Publikation. (Natürlich versichert der ganze BDEW bis hin zur Hauptgeschäftsführerin Hildegard Müller immer wieder, wie wichtig Erdgas als Thema sei, und dass es hohe Aufmerksamkeit im BDEW genießt. Vertreter der Gasindustrie sind davon nicht immer überzeugt.)

Der Verband beschäftigt sich jetzt hochtourig mit dem Thema. Offiziell ist zu möglichen Ergebnissen noch nichts bekannt, am 3. Dezember will der BDEW eine Veranstaltung durch-

führen und Ergebnisse präsentieren. Einer der wesentlichen Punkte für ein solches „Gasmarkt Design 2.0“ ist die notwendige Anpassung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, zur Absicherung von Versorgungssicherheit. Ein weiterer Punkt sind Maßnahmen zur Verbesserung der Marktposition von Erdgas. Deshalb haben sich der BDEW und die Mitgliedsunternehmen Gedanken über die Marktentwicklung bis 2030 gemacht und schon im September in einem Workshop die drei Szenarien „Wachstum durch Wettbewerb“, „Sunset“ und „... weiter so ...“ mit Leben und bunten Bildern gefüllt. Leider wurden in dem Workshop die Szenarien nicht mit Eintrittswahrscheinlichkeiten versehen. In Kasten 1 sind nur ganz kurz die Kernaussagen zusammengefasst.

Seit Ende Oktober gibt es auch ein erstes Positionspapier. In dem Papier wird argumentiert, bei entsprechenden Rahmenbedingungen sei ein Wachstumsszenario möglich. Aber der Schwerpunkt liegt auf dem Thema Versorgungssicherheit. Aus dem Papier wurden zehn Thesen zur Versorgungssicherheit in einem eigenen Dokument zusammengefasst.

Wachstum durch Wettbewerb:

Hohe Verfügbarkeit von Erdgas und steigende Nachfrage.

Politischer „Paradigmenwechsel“ weg von Subventionen hin zu Markt und Wettbewerb.

Produktivitätsorientierte Regulierung mit geringer Eingriffstiefe. Speicher bleiben unreguliert.

Commodity only prices.

Sunset:

Angebotsoligopol, ohne zusätzlichen Wettbewerb durch LNG, sinkende Nachfrage.

Politik des *muddling through* ohne klare Linie.

Hoher Regulierungsdruck auch zur Versorgungssicherheit. Dadurch Konzentration im Bereich Infrastruktur. Speicher werden dem Netz zugeordnet.

Hohe Gaspreise, die die Verwendung von Erdgas unattraktiv machen.

... weiter so ...:

Balancierte Aufkommensstruktur und Globalisierung des Gasmarktes. Konstante Nachfrage (aber Rückgang im Wärmemarkt, Zuwachs im Stromsektor).

Konsequente Umsetzung des Energiekonzeptes durch die Politik. Dadurch grundsätzlich Verdrängung fossiler Energieträger. Aber Erdgas in der Stromerzeugung als Back-up.

Staatliche Investitionslenkung bei der Infrastruktur und funktionierende europäische Regulierung.

Zunehmende Bedeutung von Leistungspreisen.

Die erste These lautet: Für jeden Letztverbraucher hat Erdgas zu jedem Zeitpunkt in entsprechender Menge und Qualität vertragsgemäß zur Verfügung zu stehen. Über diese These lässt sich erheblich streiten. Gemäß der europäischen Versorgungssicherheitsverordnung (SoS-Verordnung) gilt diese Zusicherung nur für „geschützte Kunden“. Welche Kunden dies genau über Haushalte hinaus in den Mitgliedsstaaten sind, ist nicht abschließend definiert. Eine Ausweitung der Zusicherung auf alle Kunden hat natürlich Auswirkungen auf die notwendigen Maßnahmen.

Die Thesen enthalten ansonsten Selbstverständliches (marktwirtschaftliche und kosteneffiziente Prinzipien sollen Priorität haben, benötigt wird ein stabiler Rechtsrahmen), aber auch Punkte, bei denen aus Sicht der Branche Handlungsbedarf besteht. So zum Beispiel:

- Über verpflichtende Elemente zur Versorgungssicherheit soll erst entschieden werden, wenn es nachvollziehbare Anzeichen zur Verschlechterung des Niveaus gibt.
- Rechte und Pflichten aller Marktteilnehmer auf allen Wertschöpfungsstufen sollten eindeutig zugeordnet werden.
- Der regulatorische Rahmen soll so angepasst werden, dass regionale Speicher zur Unterstützung der Transportinfrastruktur eingesetzt werden können.
- Die Netzentgelte sind so auszugestalten, dass der Beitrag zur Versorgungssicherheit und Flexibilität berücksichtigt wird.

Zumindest bei einigen Punkten wird zwischen den Vertretern verschiedener Unternehmensgruppen wohl intensiv und kontrovers diskutiert. So sind einige Marktteilnehmer wohl durchaus der Meinung, dass „verpflichtende Elemente zur Versorgungssicherheit“ schon jetzt notwendig sind.

Im Positionspapier selbst werden die Politikempfehlungen in drei Bereiche unterteilt:

1. Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit. Ziel ist unter anderem eine Weiterentwicklung der Maßnahmen zur Versorgungssicherheit im Rahmen der SoS-Verordnung.

2. Maßnahmen zur besseren Nutzung der CO₂-Minderungspotenziale von Erdgas. Ziel ist die sozialverträgliche CO₂-Reduzierung im Wärmemarkt.
3. Maßnahmen zur Weiterentwicklung von Transportprodukten und Entgeltbildung. Ziel ist der effiziente Netzausbau und die Förderung der Speichernutzung sowie des saisonalen Imports.

Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen sind bisher wenig revolutionär. Mit Vorschlägen für eine größere Rolle von Erdgas im Wärmemarkt, um kurzfristig und effizient CO₂ zu reduzieren, ist die Branche seit längerem in der Politik unterwegs. Transportprodukte und Entgelte diskutiert die Branche mit der BNetzA im Rahmen der Netzentwicklungsplanung und der diversen BNetzA-Festlegungsverfahren. Auch die durchaus kontroversen Debatten um zusätzliche staatliche Maßnahmen zur Versorgungssicherheit führt die Branche spätestens seit Februar 2012 ohne große Ergebnisse.

2.2 Gasgrundversorgungsverordnung GasGVV/EuGH-Entscheidung

Der Bundesrat hat im Oktober den novellierten Grundversorgungsverordnungen für Gas und Strom (GasGVV/StromGVV) zugestimmt. Gegenüber der Fassung, die das Bundeskabinett Ende August verabschiedet hat (*ener|gate Gasmarkt 09/14*), wird es eine Änderung geben. Bei einer Preisanpassung müssen alle einzelnen Preisbestandteile und ihre Änderung veröffentlicht werden.

Am 23. Oktober hat der Europäische Gerichtshof (EuGH) die Preisanpassungsklausel aus der alten GasGVV/StromGVV wie erwartet für unvereinbar mit dem Europarecht erklärt (*ener|gate Gasmarkt 06/14*). Dies war ein Grund für die jetzt verabschiedeten Änderungen. Der BGH hatte im Jahr 2011 aufgrund der Klage eines Kunden gegen die Klausel den Fall zur Prüfung an den EuGH übergeben. Der EuGH hat bei den Gas- und Stromversorgern mit der Entscheidung allerdings – unerwartet – für erhebliche Unruhe gesorgt. Anders als der Generalanwalt in seinem Schlussantrag, hat das Gericht keinen Grund gesehen, eine Rückwirkung der Entscheidung zu begrenzen. Das Gericht sieht in der Rückwirkung keine „schwerwiegende wirtschaftliche

Auswirkung“. Theoretisch können nun Kunden in der Grundversorgung beliebig lange rückwirkend Preiserhöhungen infrage stellen. Der BGH wird wohl dafür sorgen, dass dies Theorie bleibt. Er muss den Fall, den er an das EuGH verwiesen hatte, nun endgültig entscheiden und wird dabei den Zeitraum einer Rückwirkung präziser definieren.

Nicht alle Juristen, die sich in den letzten Wochen zu dem Thema geäußert haben, sind sicher, ob die geänderten Grundversorgungs-Verordnungen den Anforderungen des EuGH genügen. Für Gasversorger bleibt das Thema rechtlich einwandfreier Preisanpassungen wohl risikobehaftet.

2.3 Novelle des Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetzes in Baden-Württemberg

Baden-Württemberg novelliert sein Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG). Warum taucht ein solch regionales Thema hier auf? Für die Gaswirtschaft hat das Landesgesetz eine ganz eigene Bedeutung:

- Anders als das entsprechende Bundesgesetz gilt es für den Fall eines Austauschs von Heizungsanlagen im Bestand.
- Anders als beim Bundesgesetz kann mit einer Beimischung von Biomethan zum Erdgas die Pflicht zur anteiligen Nutzung erneuerbarer Energien erfüllt werden.

Im Juli hatte die Landesregierung den Entwurf einer Novelle vorgelegt. Für die Gasbranche enthält er gute und schlechte Nachrichten:

- Die eher schlechte Nachricht: Der Pflichtanteil erneuerbarer Energien im Wärmesektor steigt auf 15 Prozent. (Alternativ kann der Wärmebedarf um 15 Prozent reduziert werden.)
- Die gute Nachricht: Der Pflichtanteil kann weiter durch Biomethan in einem Brennwertkessel erfüllt werden. Mindestens zehn Prozent Biomethan müssen – wie bisher – dem Erdgas beigemischt werden.
- Die schlechte Nachricht: Dies gilt in Zukunft nur, wenn die Heizungsanlage eine Leistung von maximal 50 kW hat. Zudem kann die

Nutzungspflicht – unabhängig vom Anteil des Biomethans am Gesamtbezug – nur zu zwei Dritteln erfüllt werden. Der Anteil wird praktisch bei zehn Prozent gedeckelt. Für die Erfüllung des letzten Drittels muss entweder Energie gespart oder – das ist neu – ein verbindlicher energetischer Sanierungsfahrplan vorgelegt werden.

Das EEWärmeG Baden-Württembergs wird den Biomethan Sektor nicht retten, könnte aber weiter zur Stabilisierung der Auslastung bestehender Anlagen beitragen. Seit der Einführung des Gesetzes in Baden-Württemberg wächst der Absatz an Beimischprodukten kontinuierlich. Im Rahmen der Beratungen des Entwurfs hat die Branche unter anderem versucht, die Leistungsgrenze für Heizungsanlagen anzuheben. Ab 150 kW Leistung wird der Einbau von KWK-Anlagen ökonomisch interessant. Die Deckung des Wärmebedarfs aus KWK-Anlagen ist als Ersatz anstelle des Einsatzes erneuerbarer Energien zulässig. Dann wird zwar kein Biomethan, aber Erdgas abgesetzt.

Die Begrenzung der Erfüllung mit Biomethan auf zwei Drittel der Nutzungspflicht ist insofern problematisch, weil es die Erfüllung der Vorgaben für Erdgas/Biomethan komplizierter macht. Dies könnte Hausbesitzer davon abhalten, diese Möglichkeit zu wählen.

Ein Pressesprecher des Umweltministeriums von Baden-Württemberg sagte zu *ener|gate Gasmarkt*, alle wesentlichen Regelungen hätten die Anhörungen überlebt. Anfang Dezember soll das Kabinett die Novelle verabschieden und noch in diesem Jahr der Landtag.

2.4 Gesetzliche Regelungen für Fracking

Es wird jetzt ernst mit rechtlichen Regelungen für hydraulisches Fracking. Seit dem 19. November liegt ein Gesetzentwurf vor. Gegenüber den Eckpunkten vom Juli (*ener|gate Gasmarkt* 08/14) gibt es zwei wesentliche Änderungen:

- Die Befristung der Regelungen wird nicht eingeführt.
- Ein wissenschaftliches Gremium bestehend aus sechs Mitgliedern begleitet wissenschaftliche Probebohrungen, die auch in Tiefen oberhalb von 3.000 Metern unter der Oberfläche

möglich sind. Dieses Gremium kann auch eine Erlaubnis für kommerzielle Bohrungen oberhalb von 3.000 Metern erteilen, wenn diese grundsätzlich unbedenklich sind.

Gegner der Technologie haben die zweite Änderung als „Fracking-Ermöglichung“ bezeichnet (Oliver Krischer, Bündnis 90/Die Grünen) und plädieren nach wie vor für ein völliges Verbot des hydraulischen Frackings. Sie glauben, dass die Erprobungsbohrungen ein Einfallstor für kommerzielles Fracking sein werden. In einer Antwort der Bundesregierung vom 23. Oktober auf eine Kleine Anfrage von Bündnis 90/Die Grünen heißt es dazu: „Die Bundesregierung kann derzeit keine Aussage dazu treffen, ob später die Voraussetzungen für eine kommerzielle Nutzung vorliegen werden.“ Aus Sicht der Befürworter sind die Regeln nach wie vor viel zu restriktiv. Zumal für zusätzliche Gebiete (Einzugsgebiete von Talsperren und Seen) ein Fracking auch in größeren Tiefen verboten wird. Ob es die Gesetzesregelungen jemals ins Bundesgesetzblatt schafften, ist angesichts der teilweise sehr ablehnenden Haltung der Bundesländer offen. Der Bundesrat muss den Regelungen zustimmen.

2.5 ACER: Energiemarktregulierung 2025

ACER hat am 19. September die Endfassung ihres Ausblicks für die Energiemarktregulierung bis 2025 veröffentlicht. Das Motto ist: „Eine Brücke bis 2025“ und das Papier soll den Regulierungs-

prozess bis 2025 beschreiben. Gegenüber dem Entwurf vom April (*ener|gate Gasmarkt* 06/14) wurden die Formulierungen eher entschärft. So enthält das endgültige Papier bezüglich härterer Unbundling-Regeln für Stadtwerke nicht mehr die konkrete Überlegung, die De-Minimis-Regel zu überdenken und eine Konsolidierung bei Verteilnetzen zu unterstützen. Stattdessen heißt es eher allgemein: „Die Angemessenheit der derzeitigen Regeln zur Trennung der Geschäftsbereiche soll angesichts der sich verändernden Rolle von Verteilnetzen überprüft werden.“

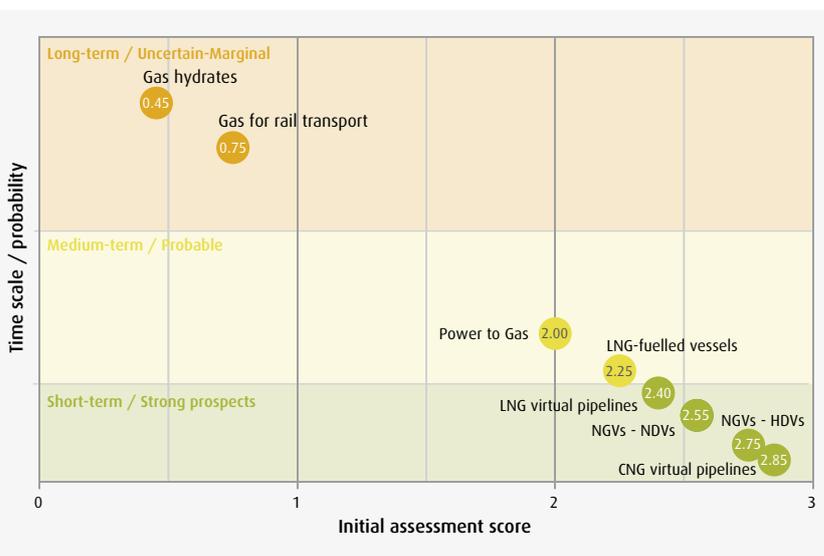
Konkret für den Gassektor hält ACER die Umsetzung des „Gas Target Model 2.0“ für vorranglich (*ener|gate Gasmarkt* 08/14). Weitere wichtige Themen sind eine weitere Stärkung der Versorgungssicherheit, die bessere Koordination der Prozesse und Regeln für den Transport und Handel von Strom und Erdgas sowie neue Anwendungen für Erdgas (Power-to-Gas). Alles sehr weich formuliert.

Teil der Brücke bis 2025 soll auch eine Stärkung von ACER und ENTSO-G sein, also der Weg zu einer echten europäischen Regulierungsebene mit eigenen Befugnissen. Eine solche Initiative war von ACER zu erwarten, nachdem die Agentur noch stark von den nationalen Regulierungsbehörden und der EU-Kommission kontrolliert wird.

2.6 EU-Richtlinie alternative Kraftstoffe

Die EU-Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (Directive 2012/33) ist seit Ende September in Kraft (*ener|gate Gasmarkt* 09/13). Bis 2016 muss die Richtlinie in nationales Recht umgesetzt werden. Die Richtlinie empfiehlt unter anderem, bis 2025 LNG-Tankstellen an den europäischen Fernstraßen im Abstand von 400 km zu errichten. Alle 150 km sollte bis zu dem genannten Zeitpunkt eine CNG-Tankstelle verfügbar sein. Bis Ende 2025 soll zudem in den Seehäfen eine Infrastruktur zum Bunkern von LNG verfügbar sein. Es handelt sich aber eben nur um Empfehlungen.

Passt ganz gut dazu: ACER hat sich von der Kantor Unternehmensberatung eine Studie über neue Erdgasanwendungen erstellen lassen. Zentrale Anwendungen sind CNG/LNG im Transportsektor. Zusätzlich werden CNG und LNG als virtuelle Pipelines sowie Power-to-Gas und Gashydrate als neue Speicherkonzepte analy-



› Abb. 2: Erfolgsaussichten verschiedener neuer Gastechnologien (Quelle: ACER: Regulatorische Konsequenzen neuer Entwicklungen in der Gaslieferkette)

siert. Ziel der Studie ist die Analyse des möglicherweise notwendigen Anpassungsbedarfs der regulatorischen Rahmenbedingungen. Aber bis es zu dem Teil kommt, werden die einzelnen Technologien ausführlich und mit vielen Bildern und Tabellen beschrieben. Zudem werden die Erfolgsaussichten für die einzelnen Technologien abgeschätzt. Dazu siehe Abbildung 2.

Ganz kurz zu den Technologien und zur Methodik der Bewertung im Kasten 2.

Die regulatorischen Empfehlungen beziehen sich in erster Linie auf die Abgrenzung zwischen den Bereichen, die reguliert werden sollen, und den Bereichen, die wettbewerblich organisiert bleiben sollen.

CNG/LNG virtual pipelines: Transport des Gases mit Lastwagen, Eisenbahn oder Schiff zum Endkunden komprimiert (CNG) oder verflüssigt (LNG)

NGVs: Mit Erdgas betriebene Fahrzeuge (Natural Gas Vehicles)

HDVs: Lastwagen (Heavy Duty Vehicles) > 3,5 Tonnen

NDVs (LDVs, Fehler in Abbildung in der Studie, *energate Gasmarkt*):

PKW und Lieferwagen (Light Duty Vehicles) < 3,5 Tonnen

Die Ausgangsbewertung (initial assessment score) basiert auf den vier gewichteten Kriterien: Technologiereife (40 %), Konkurrenzfähigkeit bei den Kosten (30 %), Anforderungen an die Infrastruktur (15 %), Auswirkungen auf Umwelt & Sicherheit (15 %).

Der Zeithorizont und die Wahrscheinlichkeit der Marktreife (Time Scale/Probability) wurden qualitativ abgeschätzt

Wann wird es eine Lösung
für die Energiewende geben?

> Gibt's schon – genau genommen seit etwa 20 Millionen Jahren.

Erdgas aus Norwegen ist die emissionsarme und kosteneffektive Antwort auf Deutschlands Energiefragen. Millionen Jahre alt, ist es so aktuell wie nie: Es versorgt nicht nur Wirtschaft und Privathaushalte, sondern treibt auch noch die Energiewende in Deutschland an. Mehr Information auf statoil.de

3. Marktentwicklung

3.1 Marktliquidität und Preise

3.1.1 VEA-Abschlüsse und -Preisinformationen

Der Bundesverband der Energieabnehmer (VEA) hat im November folgende Abschlüsse für Industriekunden veröffentlicht:

Branche:	Papierindustrie
Bundesland:	Nordrhein-Westfalen
Jährliche Menge:	7.500.000 kWh
Benutzungsdauer:	3.190 h/a
Marktgebiet:	NCG (L-Gas)
Durchschnittlicher Preis (ohne Est.):	3,04 ct/kWh
Preisstand:	Festpreis
Lieferbeginn:	01.01.2015
Laufzeit:	24 Monate

Branche:	Nahrungsmittelindustrie
Bundesland:	Sachsen-Anhalt
Jährliche Menge:	9.000.000 kWh
Benutzungsdauer:	2.090 h/a
Marktgebiet:	Gaspool (H-Gas)
Durchschnittlicher Preis (ohne Est.):	3,06 ct/kWh
Preisstand:	Festpreis
Lieferbeginn:	01.01.2015
Laufzeit:	12 Monate

Diese Vertragsabschlüsse stellen nur eine Momentaufnahme dar. Die Preise können sich entweder durch Verhandlungen mit dem bisherigen Lieferanten oder durch den Wechsel zu einem anderen Anbieter ergeben. Die Zahl der Anbieterwechsel hat mittlerweile deutlich zugenommen. Zudem werden eigentlich nur noch Festpreise abgeschlossen.

Tabelle 1 enthält den Überblick des VEA über Marktpreisindikationen für verschiedene Abnahmefälle. Dargestellt werden Festpreise für zwölf Monate, die sich bei Lieferbeginn im kommenden Quartal im Rahmen von Ausschreibungen erzielen lassen. Die Abschätzung basiert auf den Marktpreisen an den Handelspunkten, Netzentgelten und den Erfahrungen des VEA mit der Wettbewerbssituation. Regional wird nur noch zwischen alten und neuen Bundesländern unterschieden. Tabelle 1 zeigt die aktuellen Abschätzungen.

Gegenüber dem Vormonat liegt die Spanne der Veränderungen bei den Preisabschätzungen zwischen 0,0 ct/kWh und minus 0,2 ct/kWh, ganz vereinzelt auch minus 0,3 ct/kWh.

3.1.2 Gashandel

3.1.2.1 Preisentwicklung

Zumindest bis Mitte November war es in Nordwesteuropa tendenziell zu warm, die Temperaturen lagen über den langfristigen Durchschnittswerten. In Kombination mit den sehr vollen Speichern und LNG-Lieferungen nach Großbritannien blieben die Day-Ahead-Preise auf ei-

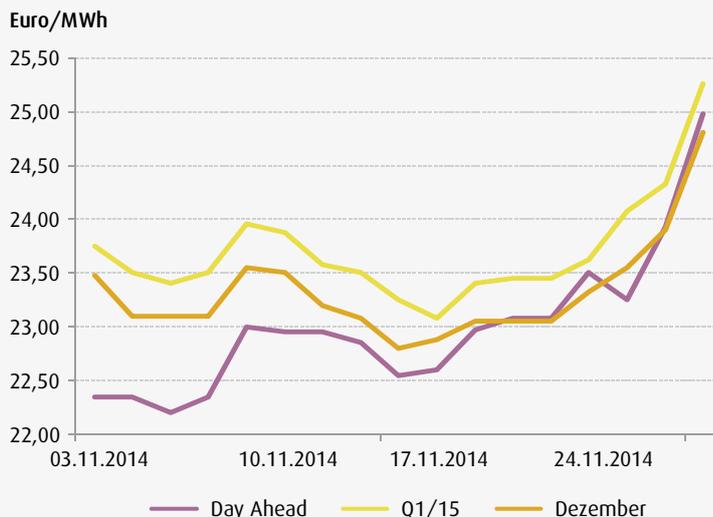
Abnahmefall	Alte Bundesländer		Neue Bundesländer	
	von	bis	von	bis
50 Mio. kWh, 5.000 h/a	2,6	3,0	2,6	2,8
20 Mio. kWh, 4.000 h/a	2,7	3,2	2,8	3,0
10 Mio. kWh, 4.000 h/a	2,8	3,3	2,8	3,1
10 Mio. kWh, 3.150 h/a	2,9	3,4	2,9	3,2
5 Mio. kWh, 4.000 h/a	2,9	3,3	2,9	3,2
5 Mio. kWh, 2.000 h/a	3,2	3,8	3,2	3,6
1,5 Mio. kWh, 3.150 h/a	3,1	3,6	3,2	3,5
1,5 Mio. kWh, 2.000 h/a	3,3	4,0	3,4	3,8

› Tabelle 1: Preise für Industriekunden, Angaben in ct/kWh ohne Erdgassteuer und USt. (Quelle: VEA, Stand: 17.11.2014)

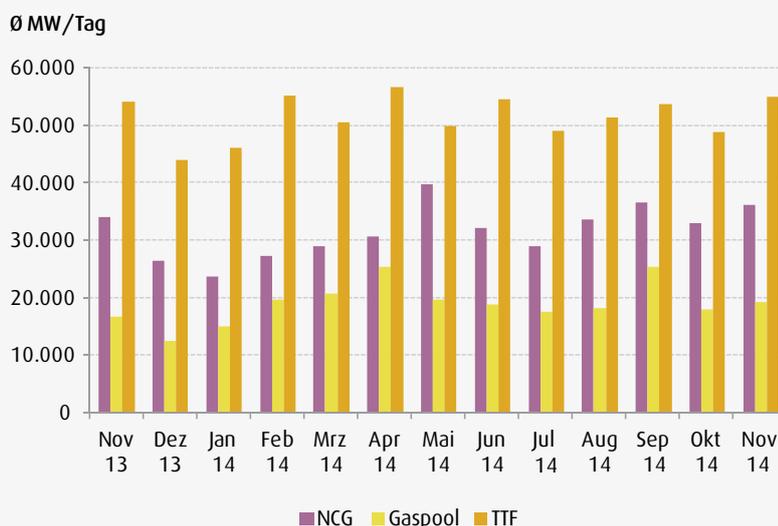
nem Niveau zwischen 22,50 und 23,00 Euro/MWh. Lediglich vorübergehende Probleme in norwegischen Feldern und Änderungen bei den Temperaturprognosen sorgten vorübergehend für etwas Volatilität, die aber insgesamt gering blieb. Abbildung 3 zeigt, dass der Day-Ahead-Preis bis Mitte des Monats deutlich unter dem Preis für Dezember lag, damit bestanden auch keine Anreize, Gas auszuspeichern. Der Effekt einer Einigung zwischen der Ukraine und Russland am 30. Oktober war innerhalb eines Tages verpufft, im Grunde war das Ergebnis schon eingepreist. So um den 20. November änderte sich die Situation, die Temperaturprognosen veränderten sich deutlich, es wurde kalt. Der Day-Ahead-Preis stieg innerhalb weniger Tage um rund 2,00 Euro/MWh („Endlich Volatilität“, seufzte erleichtert ein Händler), zeitweise lag der Preis über Dezember, dadurch entstanden Anreize, Gas aus den Speichern zu entnehmen. Es gab weiter ungeplante Instandhaltungsarbeiten, die immer mal wieder zu Verknappungen des Angebotes aus Norwegen führten. Dennoch, aus Sicht vieler Händler war der starke Preisanstieg übertrieben, die Gegenbewegung setzte denn auch zum Redaktionsschluss ein.

Im Terminhandel setzte sich die Abwärtsbewegung der Preise von Oktober bis Mitte November, mit Ausnahme einer kleinen Gegenbewegung, fort. Der Verfall des Ölpreises sorgt bei den Terminpreisen im Gas für Druck, zudem sagen die Langfristprognosen für diesen Winter tendenziell warmes Wetter voraus. (Wenn man solchen Prognosen denn trauen will.) Aber auch die Konjunktur, und damit Nachfrage im Industriesektor, ist in Europa eher schwach. Dennoch setzte Mitte des Monats eine deutliche Korrektur der Preise ein. Der feste Prompt zog die Terminpreise mit nach oben, besonders stark natürlich Q1/15. Ein Niveau von 25,00 Euro/MWh für Q1/15 ist nicht wirklich hoch, aber das richtige Niveau muss sich wohl noch finden.

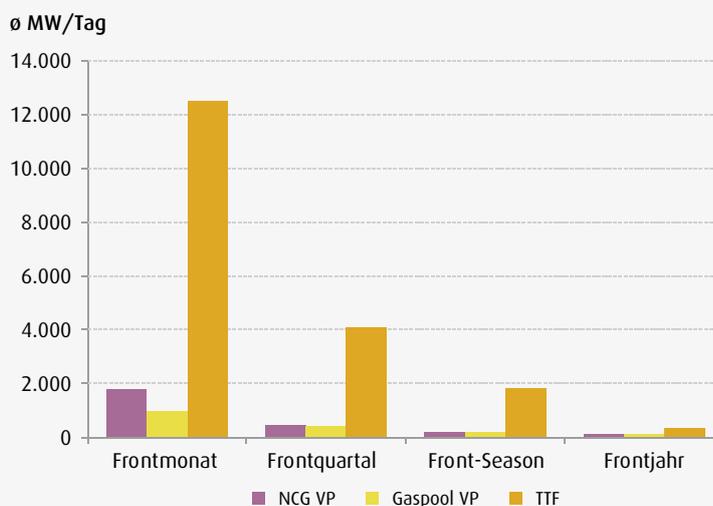
Bei allen Terminkontrakten war die Bewegung ähnlich. Für Sommer 15 stieg der Preis über den Monat von 22,80 Euro/MWh auf 24,50 Euro/MWh. Zwischenzeitlich war der Preis bis auf 22,20 Euro/MWh gesunken. Der Preis für Cal 15 legte von 23,50 auf 24,50 Euro/MWh zu, Mitte des Monats war der Preis unter 23,00 Euro/MWh gefallen. Spannend könnte sein, wie die Terminpreise auf einen weiteren Ölpreisverfall reagieren. Ölpreisbindungen zur Absicherung werden wohl wieder nachgefragt.



> Abb. 3: Day-Ahead-, Dezember- und Q1/15-Preise am NCG VP (Quelle: ener|gate-Preisdaten)



> Abb. 4: Durchschnittliche tägliche OTC-Handelsmengen Day Ahead am NCG VP, Gaspool VP und an der TTF (Quelle: LEBA-Daten und eigene Berechnungen)



> Abb. 5: Handelsliquidität bei Terminprodukten an TTF, NCG VP und Gaspool VP (Quelle: LEBA-Daten und eigene Berechnungen)

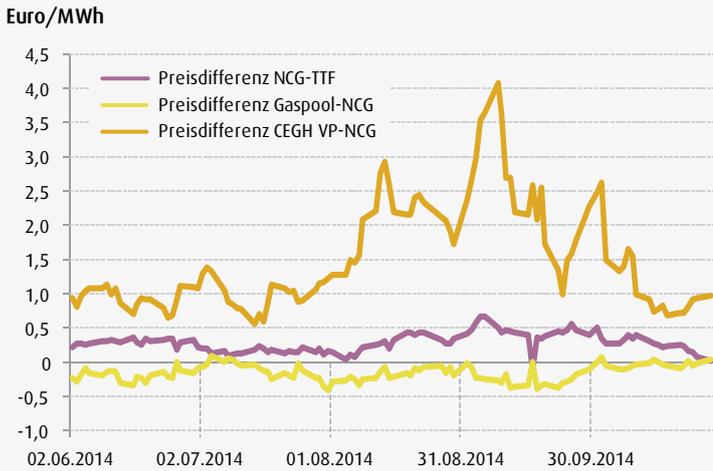


Abb. 6: Preisdifferenz im Day Ahead NCG-TTF, NCG-Gaspool VP und NCG-CEGH VP (Quelle: LEBA-Daten, eigene Berechnungen)

3.1.2.2 Volumen und Preisspreads

Im Kurzfristhandel wurden am NCG VP im November im Durchschnitt rund 35.900 MW pro Tag im Day Ahead gehandelt. Für den Gaspool VP waren es 19.000 MW/Tag. An beiden Hubs war die Liquidität höher als im Vormonat, wie Abbildung 4 auf Seite 15 zeigt.

Im Terminhandel hat sich am Verhältnis der Liquidität zwischen der TTF und den beiden deutschen Hubs weiter nichts geändert. An der TTF wurde das Frontquartal (Q1/15) erheblich mehr gehandelt, für die anderen Kontrakte war die Liquidität auf Vormonatsniveau. Auch am NCG VP und Gaspool VP wurden mehr Abschlüsse für Q1/15 getätigt.

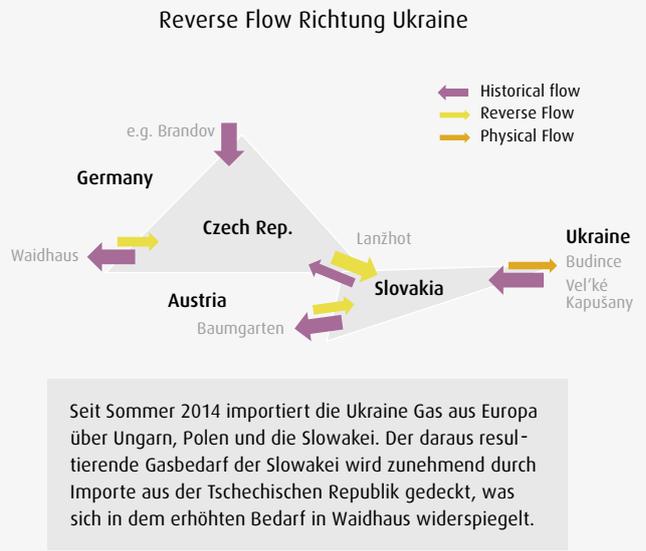
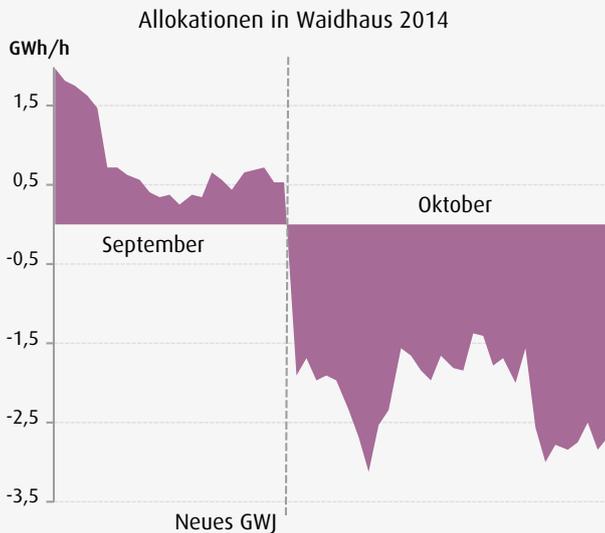


Abb. 7: Allokationen in Waidhaus im GRTgaz-Anteil der MEGAL (Quelle: GRTgaz Deutschland: Newsletter)

01.11. – 25.11.2014	MW/MWh	Anzahl	MW/MWh % Veränderung Vormonat	Anzahl % Veränderung Vormonat
NCG				
Day Ahead, Weekend (MW)	196.510	4.125	-20,9 %	-19,5 %
Within Day (MWh)	992.746	1.189	+11,0 %	+2,1 %
Gaspool				
Day Ahead, Weekend (MW)	109.352	2.732	-24,5 %	-16,3 %
Within Day (MWh)	793.550	926	+48,6 %	+22,5 %
TTF				
Day Ahead, Weekend (MW)	229.127	3.098	+11,3 %	+3,3 %
Within Day (MWh)	966.103	920	-11,4 %	+2,0 %

Tabelle 2: Spothandel an der EEX (Quelle: EEX, eigene Berechnungen)

tigt, wobei am Gaspool VP fast das NCG-Niveau von durchschnittlich 400 MW/Tag erreicht wurde, Faktor zehn weniger als an der TTF.

Im Kurzfristhandel waren die Spreads zwischen den Handelsplätzen deutlich reduziert (siehe Abbildung 5 auf Seite 15). Gaspool VP, NCG VP und TTF handelten im Day Ahead Ende des Monats fast auf einem Niveau, auch die Prämien am CEGH sind deutlich geringer geworden (siehe Abbildung 6). Die Nachfrage aus Osteuropa könnte bei den niedrigen Ölpreisen deutlich nachgelassen haben, sofern die sich so schnell in den Vertragspreisen zentral- und osteuropäischer Importeure niederschlagen.

Und noch Abbildung 7 aus dem neuen Newsletter von GRTgaz Deutschland, die zeigt, dass im Oktober in dem GRTgaz-Deutschland-Teil der MEGAL eine Netto-Exit-Allokation stattgefunden hat. Es war wohl historisch das erste Mal. Die linke Seite von Abbildung 7 verdeutlicht dabei, dass auch über Waidhaus, Tschechien und die Slowakei ein Transport in die Ukraine möglich ist. Der relativ hohe Spread zwischen dem NCG und der TTF im Oktober könnte zum Teil auf direkte Nachfrage von Händlern, die Erdgas in die Ukraine geliefert haben, zurückzuführen sein.

Nur am Rande: Physischer Gegenstromtransport ist auf der MEGAL nicht möglich. Die Netto-Exit-Allokationen waren nur möglich, weil im OGE-Anteil ausreichend Entry-Nominierungen und Allokationen erfolgten.

Die Mengen im Kurzfristhandel an der EEX für die drei Handelsplätze NCG, Gaspool und TTF sind in Tabelle 2 dargestellt.

Seit Langem einmal kein Rekordmonat im EEX-Sporthandel. Die Day-Ahead-Liquidität war am NCG VP und am Gaspool VP niedriger als im Oktober. Gaspool hat im November erstmals L-Gas über die Börse an der TTF beschafft. Insgesamt waren

es rund 67.000 MWh. Bis auf 960 MWh waren es alles Käufe, in der Regel Within-Day-Mengen.

Tabelle 3 zeigt die Mengen im Terminhandel an der EEX.

Grundsätzlich hat sich an der Entwicklung der Liquidität nichts geändert.

3.1.2.3 Biomethanpreise

Tabelle 4 enthält Handelspreise für Biomethan, die von dem auf den Sektor spezialisierten Dienstleister Arcanum Energy monatlich ermittelt werden.



Produkt	Ø-Preis (ct/kWh)	Veränderung Vormonat	Veränderung Vorjahr
Spotmarkt	7,06	+0,9 %	+1,1 %
Terminmarkt	7,06	-0,1 %	-0,7 %

➤ Tabelle 4: Durchschnittliche Marktpreise für Biomethan für Spotmarkt (Laufzeit < ein Jahr) und Terminmarkt (Laufzeit > ein Jahr) (Quelle: Arcanum Energy. Preise frei VP, Gewichtung über Förderung gemäß verschiedenen EEG-Fassungen)

Im kommenden Monat erwartet Arcanum höhere Preise im Terminmarkt und leicht höhere Preise im Spotmarkt.

3.1.3 World Energy Outlook

The same procedure as every year: Mitte November veröffentlicht die Internationale Energie-Agentur (IEA) den jährlichen World Energy Outlook. Spötter behaupten jedes Jahr, die Voraussagen seien noch nie eingetroffen. Dennoch sind die Prognosen die wichtigste Grundlage vieler Analysten zur Einschätzung der zukünftigen Marktentwicklung. Schwerpunktthema in diesem Jahr war Öl, Schwerpunktland Brasilien.

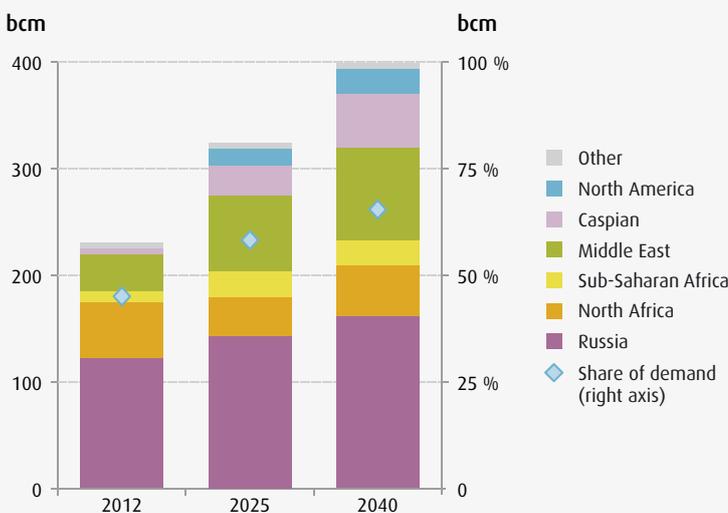
01.11. – 25.11.2014	MW Gesamt	MW am Gaspool VP	Clearing MW Gesamt	% Änderung Vormonat (Gesamt)	% Änderung Vormonat (Gaspool)
Monate	5.410	1.774	401	+34,7 %	+96,9 %
Quartale	301	231	0	+32,6 %	+44,4 %
Seasons	10	0	0	+233,3 %	-100,0 %
Cal	132	11	0	+158,8 %	+0,0 %

➤ Tabelle 3: Terminhandel an der EEX (Quelle: EEX)

Insgesamt schreibt die IEA die Trends der vergangenen Jahre fort. Für Erdgas bedeutet dies, dass unverändert mit einem Wachstum von jährlich 1,6 Prozent bis 2035 beziehungsweise 2040 gerechnet wird. Die Länder mit dem stärksten Wachstum bleiben China und Indien, wobei gegenüber 2013 die Wachstumsrate für China etwas gesenkt und für Indien angehoben wurde. In den OECD-Mitgliedsstaaten Europas erwartet die IEA nur ein moderates Wachstum von 0,7 Prozent im Jahr.

Auf der Angebotsseite ist die IEA bezüglich der Produktion aus unkonventionellen Lagerstätten noch optimistischer als 2013. In den USA sieht sie Peak Gas nicht bevor 2040. In China erwartet die IEA bis 2040 einen Anstieg der jährlichen Gasproduktion von 107 auf 368 Mrd. m³/a. 80 Prozent davon sollen 2040 aus unkonventionellen Lagerstätten kommen. Die Einschätzung ist aber nicht ohne Risiken, wie die IEA schreibt. Unter anderem könnte Wasserknappheit solche ambitionierten Produktionssteigerungen verhindern. Aktuell werden in China die Shale-Gas-Produktionsziele bis 2020 überarbeitet und wahrscheinlich deutlich gekürzt. Dies hat die IEA aber in der Langfristprognose berücksichtigt.

Zum Schluss: Die IEA erwartet für OECD-Europa bis 2040 eine Zunahme der Importe von gut 200 Mrd. m³ (2012) auf 400 Mrd. m³, da die Ressourcen in Europa zurückgehen. Die zusätzlichen Mengen werden zu einem Teil aus einer Steigerung russischer Lieferungen kommen, aber vor allem aus dem Nahen Osten und dem Kaspischen Raum. Abbildung 8 zeigt die Prognose der IEA



› Abb. 8: Entwicklung des Import-Portfolios von OECD-Europa bis 2040 (Quelle: IEA: World Energy Outlook 2014)

Wie immer enthält der Outlook viele Tabellen und in vielen Kästen Analysen zu einzelnen Themen. Und die IEA weist schon seit Jahren darauf hin, dass das Ziel der langfristigen Beschränkung der Erderwärmung auf zwei Grad Celsius gegenüber den Vor-Industrialisierungszeiten deutlich verfehlt wird. Auch unter Berücksichtigung aller beschlossenen und noch nicht umgesetzten politischen Initiativen wird die Temperatur im weltweiten Mittel langfristig um 3,6 Grad ansteigen.

3.1.4 Kundenwechsel

27,6 Prozent aller Haushaltskunden in Deutschland, die Erdgas beziehen, haben seit Beginn der Liberalisierung mindestens einmal den Gasanbieter gewechselt. Dies ist das Ergebnis einer Verbraucherumfrage, die regelmäßig im Auftrag des BDEW durchgeführt wird.

3.2 Transport

3.2.1 Netzentwicklungsplanung I: Szenariorahmen für NEP 2015

Am 7. November hat die BNetzA ihren Bescheid zum Szenariorahmen für den NEP 2015 veröffentlicht. Die BNetzA fordert in ihrem Bescheid von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) andere Modellierungsvarianten, als diese vorgeschlagen hatten. Die Änderungen betreffen ausschließlich die Berücksichtigung des Kapazitätsbedarfs für nachgelagerte Verteilnetzbetreiber (VNB):

- Die FNB sind verpflichtet, eine Variante zu modellieren, bei der für den gesamten Planungszeitraum die Prognose der VNB zugrunde gelegt wird. Diese Variante wollten die FNB nur optional modellieren.
- Die FNB sind verpflichtet, eine zweite Variante zu modellieren, bei der nur für die ersten fünf Jahre die Prognose der VNB und danach die regionalisierte Prognose der FNB aus dem Szenariorahmen zugrunde gelegt wird. Diese Variante hatten auch die FNB als Pflichtprogramm vorgeschlagen.
- Als Option können die FNB eine Variante modellieren, bei der nach fünf Jahren ein konstanter Gasbedarf unterstellt wird. Für die ersten fünf Jahre soll die Prognose der VNB verwendet werden.

Die von den FNB als Option vorgeschlagene Variante, die Ergebnisse der Studie über den Zusammenhang der Entwicklung von Menge und Kapazität zu berücksichtigen, wurde von der BNetzA verworfen. (Siehe zu der Studie der nächste Artikel in dieser Ausgabe.) Nach den Diskussionen im Rahmen des Workshops zum Szenariorahmen und den schriftlichen Stellungnahmen kommen die Vorgaben der BNetzA nicht überraschend (*ener|gate Gasmarkt* 09/14, 10/14). In der Begründung ihrer Entscheidung bekräftigt die BNetzA noch einmal, dass sie die Bedenken der VNB teilt. Der Top-Down-Ansatz der FNB berücksichtige die regionale Entwicklung nicht ausreichend. Zudem könne in vielen Regionen schon der aktuelle Bedarf der VNB an Ausspeisekapazitäten aus dem vorgelagerten Fernleitungsnetz nicht mit festen Kapazitäten erfüllt werden, argumentiert die BNetzA weiter.

Über diese Entscheidung zu den Modellierungsvarianten hinaus, enthält der Bescheid mindestens zwei weitere Punkte, die Auswirkung auf die zukünftige Planung haben können:

- Bis zum 16. Januar 2015 sollen die FNB Kriterien zum Modellierungsansatz der TaK für Bestandspeicher und der DZK für Bestandskraftwerke entwickeln. Die FNB sollen darlegen, unter welchen Bedingungen TaK für Verbindungspunkte zu Speichern modelliert werden können, für die bisher nur unterbrechbare Kapazitäten angeboten werden. Dies soll analog auch für Verbindungspunkte zu Kraftwerken für das DZK-Produkt durchgeführt werden. Die gleiche Analyse soll auch für Verbindungspunkte durchgeführt werden, für die bisher feste frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) angeboten werden, die aber nicht gebucht sind.
- Die FNB sollen zudem angeben, welche Netzausbaumaßnahmen zu welchem Zeitpunkt und in welchem Ausmaß Kapazitätseffekte an einzelnen Netzpunkten haben. Eine solche Darstellung fordern vor allem die VNB. Die FNB haben bisher immer argumentiert, eine isolierte Betrachtung sei nicht möglich, da beim Netzausbau alles mit allem zusammenhänge.

Aus Sicht der FNB ist der Zeitrahmen so eng, dass sogar die pünktliche Fertigstellung des NEP-Entwurfs zum 1. April 2015 infrage gestellt ist: „Wir müssen jetzt zwei Szenarien verpflichtend modellieren und noch konzeptionell arbeiten. Dies ist in dem engen Zeitrahmen mit einer Fer-

tigstellung des Entwurfs für den NEP 2015 bis zum 1. April 2015 kaum zu schaffen“, sagte die Geschäftsführerin des Verbandes FNB Gas, Inga Posch, zu *ener|gate Gasmarkt*. Die Genehmigung sei auch erst sehr spät erfolgt.

Aus Sicht von Speicherbetreibern ist ein Modellierungsansatz von TaK für Bestandspeicher ein zweischneidiges Schwert. Dort, wo bisher FZK angeboten werden, verschlechtert sich die Kapazitätssituation, wenn diese durch TaK ersetzt werden. Werden derzeit unterbrechbare Kapazitäten angeboten, ist TaK eine Verbesserung.

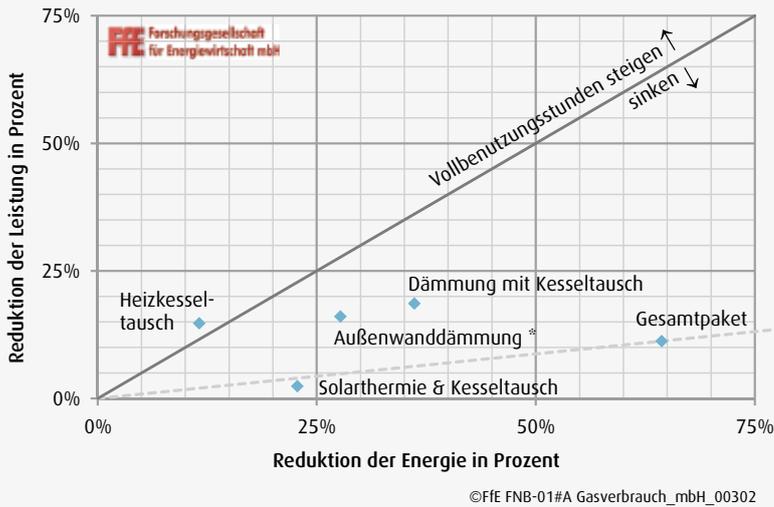
3.2.2 Netzentwicklungsplanung II: Mengenentwicklung und Kapazitätsbedarf

Die „Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber“ ist fertig und wurde am 21. November vom FNB Gas veröffentlicht. FNB Gas hatte die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE) gemeinsam mit BDEW, GEODE und VKU beauftragt, um die unterschiedlichen Auffassungen von FNB und VNB über die Frage, ob denn ein zukünftiger Mengenrückgang auch zu einem Rückgang der benötigten Kapazität führt, zu klären (*ener|gate Gasmarkt* 09/14). Das Ergebnis lautet: Bei einem Rückgang der Menge geht auch die Kapazität zurück, aber in geringerem Ausmaß.

Die Studie schlägt jetzt eine Dynamisierung der Vollbenutzungsstunden (VBN) für den Haushaltskundensektor vor. Warum? Der prognostizierte Nachfragerückgang im Haushaltssektor beruht vor allem auf Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, wie dem Austausch von Heizkesseln mit oder ohne den Einsatz von Solarthermie, einer Gebäudedämmung oder einer Kombination von verschiedenen Maßnahmen. Abbildung 9 auf Seite 20 zeigt, dass nur der alleinige Austausch von Heizkesseln die Zahl der VBN durch eine überproportionale Leistungsreduzierung erhöht, die anderen Maßnahmen führen zu einer Senkung.

Da diese Maßnahmen zunehmend im Gebäudebestand durchgeführt werden, ändert sich im Zeitablauf die Zahl der VBN. Derzeit rechnet der FNB Gas noch mit 2.420 VBN im Haushaltssektor. 2020 – so die FfE-Analyse – sollen es noch 2.342 VBN sein und noch 2.185 im Jahr 2025.

Für den Industriekundensektor lässt sich ein solch eindeutiger dynamischer Zusammen-



› Abb. 9: Veränderung der Vollbenutzungsstunden durch verschiedene Energieeffizienzmaßnahmen (Quelle: FfE-Studie)

hang wie im Haushaltskundensektor nicht feststellen, da die Faktoren, die den Zusammenhang zwischen Leistung und Menge beeinflussen, zu heterogen sind. FfE hat für den Sektor nur mit den beiden Eckpunkten gleichbleibende Zahl an VBN oder gleichbleibende Leistung (und damit niedrigere Zahl an VBN bei sinkender Menge) gearbeitet.

Die Energierferenzprognose für Deutschland, die – wie im Szenariorahmen – als Nachfrageszenario benutzt wird, ergibt bis 2025 einen Rückgang der Nachfrage um rund 13 Prozent, bei festen Vollbenutzungsstunden würde der Leistungsbedarf sogar um 14 Prozent sinken. Bei Annahme dynamischer VBN sinkt der Leistungsbedarf nur um acht oder sechs Prozent, je nachdem welche Leistungsentwicklung für die Industrie unterstellt wird.

Über die Erkenntnis, dass Leistung in Zukunft weniger stark zurückgeht als die Menge, werden sich wohl VNB und FNB als Planungsprämisse einigen können. Von unterschiedlichen Beteiligten werden die Zusammenarbeit zwischen den Verbänden und Unternehmen bei der Erstellung der Studie und die Qualität der Ergebnisse gelobt.

Bei einem zweiten Punkt werden dennoch die Auffassungsunterschiede nicht so schnell ausgeräumt werden. FfE verwendet – wie erwähnt – als Inputgröße für den Gasbedarf die Energierferenzprognose und führt auf der Basis eines eigenen Modellansatzes eine Regionalisierung durch. Dies ist genau der Ansatz der FNB, über

den nicht nur im Rahmen der Konsultation zum Szenariorahmen für den NEP 2015 heftig gestritten wurde. Nur die Methode der Regionalisierung weicht leicht von dem Ansatz im Szenariorahmen ab. Den VNB wird von FfE ein Excel-Tool angeboten, das eine Ermittlung des lokalen zukünftigen Leistungsbedarfs auf Basis der Studienergebnisse ermöglicht, aber auch die Anpassung an lokale Entwicklungen erlaubt. Welchen Stellenwert dieses Excel-Tool haben wird, ist aber unklar. Die TSO wollen weiter den Top-Down-Ansatz auf Basis der Energierferenzprognose, während die VNB einen Bottom-Up-Ansatz mit der lokalen Prognose als Startpunkt fordern. Auf diesen Punkt wies auch der Vertreter eines VNB in einer ersten Einschätzung hin. Es gibt weiteren Diskussionsbedarf.

Diese Diskussionen werden FNB, VNB und BNetzA jetzt führen. Unter den Netzbetreibern besteht wohl Einigkeit, dass die gute Kooperation bei der Erstellung der Studie Grundlage für eine Einigung über ein abgestimmtes Modellierungsszenario sein könnte. Dies wird aber nicht die Energierferenzprognose ohne Modifizierungen zur Grundlage haben.

3.2.3 Netzentwicklungsplanung III: Genehmigung NEP 2014

Die BNetzA hat am 17. November den Netzentwicklungsplan (NEP) 2014 genehmigt. Die BNetzA verweigert aber die Genehmigung für fünf der insgesamt 56 Einzelprojekte. Dies sind: der Bau von Gegenstromkapazitäten auf der TENP von Süden nach Norden, zwei Projekte im Rahmen der Umstellung von L-Gas auf H-Gas und zwei Projekte an der deutsch-niederländischen Grenze. Die beiden Projekte im Rahmen der Umstellung von L-Gas auf H-Gas sind noch nicht ausreichend präzisiert, und die beiden letzten Projekte wurden erst nachträglich eingereicht.

Gegen die Bedarfsgerechtigkeit des TENP-Projekts von Fluxys TENP hat die BNetzA erhebliche Vorbehalte und erläutert diese auf fast zehn Seiten. Dabei argumentiert die BNetzA, sie erkenne den potenziellen Beitrag für die Versorgungssicherheit Europas, wenn ein physischer Transport von Italien bis in die Niederlande und Großbritannien möglich ist. Sie kann aber weder eine konkrete Nachfrage erkennen noch sind aus Sicht der BNetzA klare Planungsgrundlagen und ein konsistent ermittelter Kapazitätsbedarf erkennbar. Das Projekt wurde mit Zustimmung

der BNetzA in die Liste der europäischen Projekte, an denen Europa ein gemeinsames Interesse hat, aufgenommen (PCI-Liste): „Die BNetzA hätte ihre Zustimmung nicht erteilt, wenn ihr die Ungereimtheiten in der Planung erkennbar gewesen wären“, schreibt die BNetzA jetzt in der Begründung zur Genehmigung des NEP 2014. In Deutschland will Fluxys TENP eine neue Leitung zwischen Stollberg und Eynatten sowie drei Verdichter-Stationen auf der TENP bauen. Der Investitionsbedarf beträgt für das Gesamtprojekt in Deutschland 110 Mio. Euro. Für das Projekt hatte Fluxys TENP Ende 2012 ein Open-Season-Verfahren eingeleitet. Das Verfahren wurde im April 2013 vorläufig gestoppt (*ener|gate Gasmarkt 07/13*), da eine Lösung für das Problem der Odorierung fehlte. Teil des Gesamtprojektes sind neue Kapazitäten zwischen der Schweiz und Frankreich, aber in Frankreich erfolgt eine Odorierung des Gases schon auf der Hochdruckebene. Fluxys TENP wollte das Verfahren wieder aufnehmen, hat es aber mittlerweile endgültig gestoppt.

BNetzA betont im Genehmigungsdokument aber, dass die Behörde bei einer Konkretisierung eine neue Prüfung vornehmen werde.

3.2.4 BEATE: Konsultationsveranstaltung

Gegenüber dem Festlegungsentwurf vom September wird es bei BEATE keine großen Änderungen geben. Dies ist der Eindruck von Teilnehmern nach einem Workshop der Beschlusskammer 9 (BK 9) mit Vertretern der Verbände, der am 30. Oktober in Bonn stattfand. Die Marktteilnehmer waren allerdings noch einmal aufgefordert, bis zum 17. November schriftlich zum Entwurf Stellung zu nehmen. Die Vertreter der Beschlusskammer ermunterten – so Teilnehmer – ausdrücklich auch Unternehmen und nicht nur Verbände zur Stellungnahme. In der ersten Runde der Stellungnahmen hatten sich doch erhebliche Meinungsunterschiede auch innerhalb der Fernleitungsnetzbetreiber und Händler zu einzelnen Punkten gezeigt (siehe *ener|gate Gasmarkt 11/14*). Die kontroversen Punkte wurden zwar in Bonn diskutiert, aber aus Sicht der BNetzA wäre eine komplexere, differenziertere Ausgestaltung der Festlegung nicht sinnvoll. Unter anderem hat die BK 9 Sorge, dass differenzierte Regeln mit Ausnahmen missbräuchlich genutzt werden. „Das zog sich wie ein roter Faden durch die Veranstaltung“, meinte ein Teilnehmer.

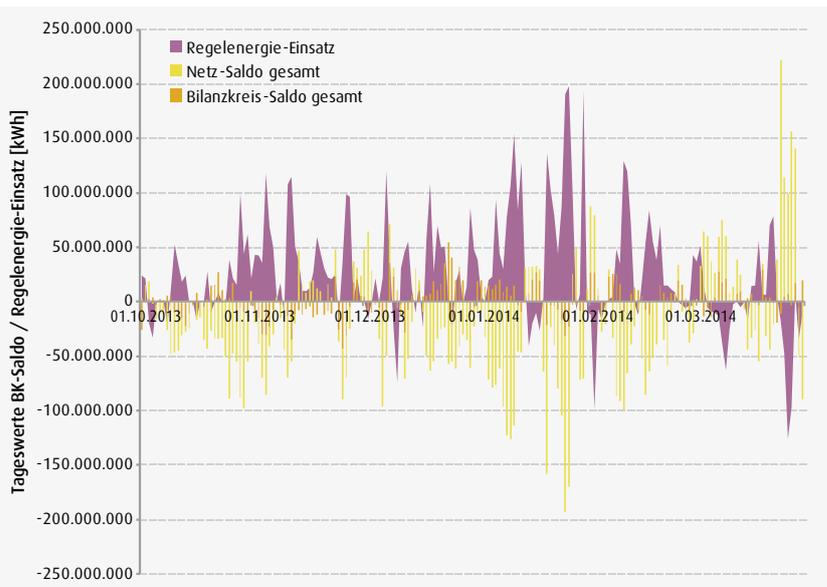
Bei einer Regel sieht die Beschlusskammer ohnehin noch besonderes Missbrauchspotenzial: Es sei zu vermeiden, dass es zu einer Rabattierung von Marktgebietsübertritten (MÜT) durch die Nutzung von Gasspeichern kommt, heißt es auf einer Folie der BK-9-Präsentation. Durch den hohen Rabatt könnten Speichernutzer bei Speichern, die an beide Marktgebiete angebunden sind, in dem einen Marktgebiet ein- und in dem anderen Marktgebiet ausspeichern. Ob dies wirklich realistisch ist und wie dies gelöst werden kann, sollen die Speicherbetreiber jetzt noch einmal darlegen.

In einigen kleineren Punkten, die für die Ausspeisenetzbetreiber wichtig sind, wird die Festlegung Klarstellungen enthalten. So finden die Multiplikatoren keine Anwendung bei der internen Bestellung. Die BK 9 will die Festlegung noch in diesem Jahr fertigstellen. Einige Beobachter zeigten sich aber skeptisch, ob das klappt. Die Folien der Beschlusskammer zu dem Workshop sind auf der Internetseite der BNetzA veröffentlicht.

3.2.5 Gasunie Deutschland: Umstellung von L-Gas auf H-Gas

Für Michael Kleemiß, bei Gasunie Deutschland für die Umstellung der Markträume von L-Gas auf H-Gas verantwortlich, sind die Umstellungsprozesse auf einem guten Weg. Im Gespräch mit *ener|gate Gasmarkt* erläuterte er, im Jahr 2015 werde die Gemeinde Schneverdingen mit ca. 6.000 Haushalten als Erstes umgestellt. Schneverdingen wird an eine bestehende H-Gas-Leitung der Gasunie angeschlossen. Für Kleemiß ist der einzige direkte Engpass die Verfügbarkeit von Service-Unternehmen, die an den Brennern die Düsen auswechseln. Derzeit haben nur zwei Firmen die entsprechende DVGW-Zertifizierung. Schneverdingen musste die Dienstleistung übrigens europaweit ausschreiben. Für ein kleines Werk ist das durchaus eine Herausforderung. Die Geräte, bei denen sich die Düsen nicht mehr wechseln lassen, schätzt Kleemiß auf einen niedrigen einstelligen Bereich. Diese Geräte sind auszutauschen. Es kann aber auch durchaus sein, dass solche Geräte ohnehin nicht mehr den aktuellen Sicherheitsstandards genügen.

Die zukünftige zusätzliche Herausforderung in dem Prozess ist für Kleemiß die Umstellung der Erdgasspeicher, auf die Gasunie Deutschland keinen Einfluss hat: „Wenn Speicher aus kommerziellen Gründen, da wo es möglich ist, schon auf H-Gas umstellen, können wir dies nicht verhin-



➤ Abb. 10: Salden der Bilanzkreise und Netzkonten sowie der Regelenergieeinsatz durch Gaspool im Winter 2013/14 (Quelle: Gaspool-Präsentation im Rahmen der Kundenveranstaltung am 23. Oktober 2014 in Berlin)

dern. Dann kann aber Kapazität fehlen“, sagte er. Angesprochen auf einen weiteren Punkt, die Unsicherheit vieler Verteilnetzbetreiber (VNB) über den Ablauf des Umstellungsprozesses, meinte Kleemiß, er sehe dies durchaus ähnlich. Im Prinzip seien zwar alle Prozesse in der KoV geregelt, aber dies sei für die VNB nicht immer verständlich. Aber mit den VNB werden gemäß der KoV Umstellungsfahrpläne verhandelt und abgeschlossen. Die konkreten Umstellungsfahrpläne werden dann quasi die notwendige Erweiterung des im Netzentwicklungsplan (NEP) angelegten Umstellungsgesamtkonzepts.

Wie geht es weiter? Im Jahr 2016 werden die Stadtwerke Böhmetal und ein Teil der Avacon umgestellt, 2017 wird es spannend. Dann wird die Umstellung in Bremen beginnen. Dort soll die Umstellung bis 2020 dauern. Im Zuge der Umstellung wird der örtliche Netzbetreiber wesernetz Bremen voraussichtlich ihre betriebene Kaverne im Speicher Lesum mit einem Arbeitsgasvolumen von 75 Mio. m³ stilllegen. Die beiden verbleibenden L-Gas-Kavernen der Storengy, die in unmittelbarer Nähe der durch wesernetz angemieteten Kaverne liegen, sollen während des Umstellungsprozesses Leistung und Regelenergie innerhalb des Marktgebietes Gaspool liefern.

Derzeit, so Kleemiß, gebe es keine Anzeichen, dass das L-Gas-Angebot aus den Niederlanden schneller zurückgehe als geplant. Er hat Vertrauen in die Fähigkeit der Niederlande, das Angebot zu managen. Er sprach sich aber dafür aus, die Anwendung des Konvertierungsentgeltes

über Oktober 2016 hinaus zu verlängern (siehe *ener|gate Gasmarkt* 11/14). Eine längere technische Trennung des L-Gas- und des H-Gas-Marktgebietes erleichtert das Kapazitätsmanagement gegenüber den nachgelagerten Netzbetreibern und ist für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit von Bedeutung.

Zur Plateau-Höhe der Markttraumumstellungsumlage wollte Kleemiß nur eine sehr vorsichtige Schätzung abgeben. Sie könnte dann in einer Größenordnung von 30 bis 40 ct/kWh/h/a (aktuell: 2,282 ct/kWh/h/a) liegen.

3.2.6 Gaspool: Regelenergieumlage

Am 23. Oktober hat Gaspool ein Kundenforum veranstaltet, bei dem der Marktgebietsverantwortliche die Gründe für die Wiedereinführung der Regelenergieumlage ausführlich erläutert hat (*ener|gate Gasmarkt* 11/14). Abbildung 10, die aus einer der Workshop-Präsentationen stammt, zeigt deutlich, dass der Regelenergiebedarf sich praktisch ausschließlich aus den Netzkonten ergeben hat. Dies heißt, Abweichungen zwischen allokierten und geflossenen Mengen bei den nachgelagerten Netzbetreibern haben den Regelenergieeinsatz verursacht.

Die rund 50 Teilnehmer fanden – so war zu hören – grundsätzlich die Erklärung von Gaspool plausibel, dass falsche Mengenzuordnungen bei „Marktgebietsüberlappern“ Ursachen des Übels waren. Aber es wurden dennoch heftige und intensive Diskussionen zu folgenden Themen geführt: Die Höhe der neuen Umlage wurde kritisiert beziehungsweise als nicht nachvollziehbar angesehen. Den Prozess, erst auszuschütten und dann eine neue Umlage zu erheben, fanden Teilnehmer unbefriedigend. Es wurde auch die Frage gestellt, ob denn mit der neuen Umlage Bilanzkreisverantwortliche bestraft werden, die nicht für die Entwicklung verantwortlich sind. Ob sich das Problem zum Beispiel durch einen Ausgleich zwischen NCG – wo Überschüsse entstanden sein müssen – und Gaspool lösen lässt, ist zurzeit völlig offen.

3.2.7 „HoKoWä“

Am 25. November (pünktlich zum Redaktionsschluss) hat die BK 9 der BNetzA einen ersten Workshop zum Festlegungsverfahren horizontale Kostenwälzung („HoKoWä“) durchgeführt (*ener|gate Gasmarkt* ist auf den Frauennamen gespannt, den die BK 9 ausbrüten wird.) Der Netz-

kodeX Entgeltharmonisierung (NC TAR), dessen Entwurf derzeit bei ENTSO-G in den letzten Zügen liegt, ermöglicht den nationalen Regulierungsbehörden, eine solche Kostenwälzung und damit letztendlich einheitliche Entgelte für alle FNB eines Marktgebietes vorzuschreiben (*ener|gate Gasmarkt* 05/14). Ursprünglich hatte die BK 9 überlegt, die Frage im Rahmen von BEATE zu regeln. Jetzt wird es ein eigenes Verfahren geben und man wird sich einen neuen Namen merken müssen. Die FNB sind gegen die „HoKoWä“. (Nennen wir es vorerst so.) In der ersten Ausgabe des GRTgaz-Newsletters argumentierte GRTgaz-Deutschland-Geschäftsführer Nicolas Delaporte, damit werde der Rest an Wettbewerb zwischen den FNB unterbunden. Dies sei auch wettbewerbsrechtlich bedenklich. Die FNB schlagen als Alternative eine einheitliche Methodik für die Bildung der Entgelte in einem Marktgebiet vor, wobei aber jeder der FNB die Entgelte selbst bildet.

3.2.8 OPAL-Pipeline

Die EU-Kommission hat ihre Entscheidung über eine Zustimmung zu der OPAL-Vereinbarung zwischen BNetzA, OPAL-Gastransport und Gazprom über die Nutzung der OPAL-Kapazität zum wiederholten Mal verschoben (*ener|gate Gasmarkt* 12/13, 08/14). Neuer (vorläufiger) Termin ist jetzt Januar 2015.

3.3 Speicher

3.3.1 Reitbrook

Der Erdgasspeicher Reitbrook ist als Speicher stillgelegt worden. Innerhalb der GdF-Suez-Gruppe wurde der Speicher von der Speichergesellschaft Storengy an die Produktionsgesellschaft GdF Suez E&P Deutschland verkauft. Der Kaufvertrag wurde am 31. Oktober unterschrieben. Die Zustimmung der zuständigen Bergbehörde steht noch aus, gilt aber als Formalie. Der Speicher lag in der sogenannten Gaskappe eines Ölfeldes. GdF Suez E&P wird nun den Speicherbetrieb einstellen und das Öl aus dem Feld fördern, nach Angaben der Produktionsgesellschaft rund 20.000 Tonnen im Jahr.

Der Porenspeicher in Reitbrook (bei Hamburg) ist seit 1973 in Betrieb. Das Arbeitsgasvolumen beträgt 350 Mio. Kubikmeter. Die maximale Einspeicherleistung liegt bei 150.000 m³/h und die maximale Ausspeicherleistung bei 350.000 m³/h.

Storengy war für den Betrieb unter Tage verantwortlich. E.ON Hanse war bis zum 30. September 2014 als System Storage Operator (SSO) für die Vermarktung verantwortlich und Eigentümer aller oberirdischen Anlagen. Der Dienstleistungsvertrag zwischen Storengy und E.ON Hanse endete zum genannten Zeitpunkt.

Storengy hätte den Speicher bei entsprechenden Investitionen wohl weiterbetreiben können. Angesichts der derzeitigen schwierigen wirtschaftlichen Situation für das Speichergeschäft, erscheint es plausibel, dass die Unternehmensgruppe eine andere Lösung gefunden hat.

3.3.2 VNG Gasspeicher: Vermarktungen über easystore

- Am **12. November** hat VNG Gasspeicher (VGS) Kapazitäten für den Speicher Bernburg über das Portal easystore vermarktet. Die Kapazität steht für ein Jahr ab dem 1. April 2015 zur Verfügung. Die Vermarktung erfolgte im Kundenauftrag. Den Service bietet VGS seit dem Frühjahr an. Insgesamt wurde ein Arbeitsgasvolumen (AGV) von 1.000 GWh mit einer festen Einspeicherleistung von 440 MWh/h und einer festen Ausspeicherleistung von 740 MWh/h angeboten. Das Gesamtvolumen war in Bündel von jeweils zehn GWh aufgeteilt. Bieter konnten entweder die Standardkonfiguration mit einer Einspeicherleistung von 4,30 MWh/h und einer Ausspeicherleistung von 7,30 MWh/h wählen oder Ein- und Ausspeicherleistung zwischen 2,50 und 17,50 MWh/h (Einspeicherung) sowie 2,50 und 25,00 MWh/h (Ausspeicherung) selbst konfigurieren. Es sollte ein Festpreis geboten werden. Der Mindestpreis ist nicht veröffentlicht. Insgesamt wurden 19 Gebote abgegeben, die Kapazität wurde vollständig verkauft, auch wenn nicht alle Gebote oberhalb des Reservationspreises lagen.

- Am **2. Dezember** wird VGS im Gaspool-Marktgebiet Speicherkapazität am virtuellen Handelspunkt anbieten. Es handelt sich um physisch-virtuellen Speicher, da eine Speicherung des Gases physisch in von VGS gewählten Speichern erfolgt, und der Nutzer Kennlinien zu beachten hat. Insgesamt wird eine Terawattstunde aufgeteilt in 100 Bündel zu jeweils zehn GWh angeboten. Die Ausspeicherleistung kann zwischen 3,50 und 13,10 MWh/h gewählt werden, die Einspeicherleistung zwischen 3,50 und 9,20 MWh/h. Das Produkt wird für das Speicherjahr

2015/16 angeboten, das am 1. April 2015 beginnt. Zusätzlich zu dem festen Entgelt ist ein variables Entgelt von 0,511 Euro/MWh zu bezahlen. Zudem zahlt der Nutzer das Transportentgelt zum und vom virtuellen Handelspunkt in Abhängigkeit von der Nutzung.

3.3.3 E.ON Gas Storage

Auch E.ON Gas Storage (EGS) startet jetzt die Vermarktungssaison. Für den Speicher 7Fields wird ab April 2015 ein Arbeitsgasvolumen (AGV) von einer Terawattstunde angeboten. Die Menge ist in 50 Bündel mit einem AGV von 20 GWh, einer Auspeicherleistung von zehn MWh/h und einer Einspeicherleistung von 5,56 MWh/h aufgeteilt. Die Laufzeit kann zwischen drei, vier und fünf Jahren gewählt werden. Lieferpunkt ist entweder das Marktgebiet NCG oder als weitere Option CEGH. Der Transport ins NCG-Marktgebiet muss separat bei OGE oder bayernets gebucht werden. Für den Transport zum CEGH VP hat EGS Kapazitäten gebucht. Der Preis ist der Sommer-Winter-Spread plus eine Auktionskomponente. Zudem darf der Mindestpreis durch den Bieter mit einem eigenen

Gebot bestimmt werden. Der Spread wird aus den Notierungen im Quartal vor Beginn des jeweiligen Speicherjahres bestimmt. Wie bei jeder Vermarktung erlaubt EGS, entweder die Notierungen aller Tage oder nur von Dienstag und Mittwoch in der Preisbildungsperiode zugrunde zu legen. Das variable Entgelt beträgt 0,4831 Euro/MWh auf die eingespeisten Mengen. Zuzüglich berechnet EGS ein Systementgelt von 11.855 Euro.

Das Unternehmen hat weitere Vermarktungen für die Speicher Etzel ESE, Kraak, Epe L-Gas und Rönne angekündigt. Mit Ausnahme von Rönne sollen indexierte Preise angeboten werden.

3.3.4 Statoil

Am 12. November hat Statoil auf store-x virtuellen Speicher mit zwei Produktvarianten vermarktet (*ener|gate Gasmarkt* 11/14). Für das Produkt, bei dem ausschließlich Day-Ahead-Nominierungen möglich sind, wurden elf Angebote abgegeben, für das Produkt mit einer möglichen Within-Day-Re-Nominierung sieben Angebote. Die Kapazitäten wurden vollständig vermarktet.

4. Marktstruktur

4.1 Unternehmensergebnisse und Strategien

4.1.1 VSE

Nicht besonders überraschend ist der regionale Versorger VSE Saarbrücken in den Regelenergiemarkt für Erdgas eingestiegen. Das Unternehmen bündelt lokale Speicher sowie abschaltbare Lasten und bietet deren Leistung als Portfolio im Regelenergiemarkt an. Auch im Stromsektor ist VSE mit dezentralen Anlagen im Regelenergiemarkt aktiv. Derzeit werden beide Bereiche zusammengeführt, um die Anlagen optimiert im Gas- und Stromsektor einzusetzen und ein gemeinsames Regelenergieportfolio zu schaffen. Ziel ist eine Plattform, die den Teilnehmern eine Optimierung aller Assets über alle Commodities ermöglicht.

Wem dies bekannt vorkommt und wer dabei an das Enovos-Modell denkt, liegt richtig (*ener|gate Gasmarkt* 05/12). Wie berichtet, war Michael Küster, der bei Enovos das Konzept der Bündelung lokaler Speicher entwickelt hatte, Mitte Mai dieses Jahres zu VSE gewechselt (*ener|gate Gasmarkt* 06/14). Deshalb die geringe Überraschung bei *ener|gate Gasmarkt* über die Initiative. Küster, der dieses Thema immer sehr engagiert vorangetrieben hat, ist natürlich jetzt bei VSE für den Aufbau des Speicherpools und die Zusammenführung der Aktivitäten in den Regelenergiemärkten für Strom und Gas verantwortlich. Im Gassektor will VSE mit entsprechenden Partnern bis zum Jahresende in allen Markt- und Qualitätsgebieten präsent sein.

4.1.2 Gas-Union

Bei der Frankfurter Gas-Union ist der Gewinn vor Steuern im Jahr 2013 gegenüber dem Vorjahr von knapp 46 Mio. Euro auf rund 17 Mio. Euro gesunken. Ein wesentlicher Grund sind – gemäß dem im November veröffentlichten Geschäftsbericht – Aufwendungen für eine Erkundungsbohrung in der niederländischen Nordsee. Für die Bohrung in dem Feld P6-Rotliegend wurden 24,7 Mio. Euro aufgewendet. Ein zweiter Grund waren Belastungen aus einem Gasliefervertrag mit einem Preis weit über dem aktuellen Marktpreis. Mit dem – von Gas-Union nicht genannten – Lieferanten befanden sich die Frankfurter zwar 2013 im Schiedsverfahren, aber erst einmal mussten sie den Vertragspreis zahlen. Die 2012 dafür ge-

bildeten Drohverlustrückstellungen konnten die Preisdifferenz zwischen Vertrags- und Marktpreis im Jahr 2013 nicht vollständig abdecken. Ein dritter Faktor, der das Ergebnis belastete, waren fehlerhafte Allokationen von Liefermengen an Kunden. Gas-Union muss Rückzahlungen leisten und hat dafür vier Mio. Euro zurückgestellt.

Das Schiedsverfahren ist mittlerweile abgeschlossen und das Ergebnis des Verfahrens wird sich positiv auf den Gewinn im Geschäftsjahr 2014 auswirken. Die fehlerhaften Allokationen entstehen durch Differenzen zwischen den Mengen, die auf Basis von SLP-Profilen allokiert werden, und den tatsächlichen Abnahmemengen von SLP-Kunden. Nicht nur für Gas-Union besteht bei der Anwendung von SLP-Profilen noch Verbesserungsbedarf. Trotz des starken Ergebnissrückgangs zeigte sich Hugo Wiemer, einer der beiden Gas-Union-Geschäftsführer, im Gespräch mit *ener|gate Gasmarkt* mit dem Ergebnis zufrieden: „Das Ergebnis nach Steuern aus 2012 war durch einen ergebniswirksamen Sondereffekt aus der Nachaktivierung von Explorationsaufwand in Höhe von rund 20 Mio. Euro erhöht. Das Ergebnis aus 2013 dagegen liegt im Rahmen der Planungsbandbreite“, sagte er.

Der Gasabsatz der Gas-Union stieg deutlich von 69 auf 95 Mrd. kWh. Für den Absatzanstieg waren allein zusätzliche Lieferungen an Stadtwerke und Großhändler verantwortlich. Dabei stieg auch der Absatz an Gesellschafterkunden. An Industrieunternehmen wurde weniger als im Vorjahr abgesetzt, verantwortlich dafür war die schwächere Konjunktur und der intensive Wettbewerb, schreibt Gas-Union in dem Geschäftsbericht. Für das laufende Geschäftsjahr erwartet das Unternehmen einen Umsatz auf Höhe des Niveaus von 2013 (2,7 Mrd. Euro) und ein gutes Ergebnis. Der Absatz wird noch einmal steigen und wohl fast 100 TWh erreichen.

Gas-Union hat sich im Stadtwerkesektor in den vergangenen Jahren einen guten Ruf erworben. Gerade bei Ausschreibungen von Standardprodukten und flexiblen Produkten macht das Unternehmen häufig preisgünstige Angebote, so Marktteilnehmer. Aber auch bei großen Industriekunden wird Gas-Union, so mehrere Marktteilnehmer, zunehmend konkurrenzfähig. „Die machen nicht nur gute Preise, sondern kümmern sich auch“, meinte ein Berater von Industriekun-

den zu *ener|gate Gasmarkt*. Gas-Union versucht zudem, das Dienstleistungsangebot im Bereich Portfolio- und Bilanzkreismanagement auszubauen. Die Bilanzkreiskooperation gilt als eine der größten in Deutschland. Auch das Upstream-Geschäft soll trotz der hohen Aufwendungen im vergangenen Jahr weiterentwickelt werden. Neben einer Beteiligung von 20 Prozent an dem P6-Rotliegend-Feld in den Niederlanden hält Gas-Union eine Beteiligung von 15 Prozent an einem Feld in der britischen Nordsee. Das Feld produziert seit 2011, zum Jahreswechsel 2013/14 wurde eine weitere Bohrung in Betrieb genommen. Ob P6-Rotliegend doch noch ein Erfolg werden kann, wird sich erst Anfang 2015 entscheiden.

Die Gesellschafter Mainova (34,27 Prozent), E.ON (23,57 Prozent), Kraftwerke Mainz-Wiesbaden (15,91 Prozent), Städtische Werke Kassel (9,18 Prozent), Stadtwerke Göttingen (6,12 Prozent) und seit 2013 Stadtwerke Essen und ewmr (Stadtwerke Bochum, Herne und Witten) mit jeweils 4,55 Prozent bekommen aufgrund des schlechteren Ergebnisses eine gegen 2012 von 18,2 auf zehn Mio. Euro reduzierte Ausschüttung.

Die Beteiligung von Essen und ewmr war für Wiemer ein wesentlicher strategischer Schritt. Sie wurde als Asset-Tausch abgewickelt. Essen und ewmr haben im Gegenzug jeweils einen Anteil von 12,5 Prozent an der Kommunalen Gasspeichergesellschaft Epe als Sacheinlage eingebracht (*ener|gate Gasmarkt* 01/14). Zusammen mit einer Ausgleichszahlung erhöhte sich dadurch auch das Eigenkapital von Gas-Union deutlich. Wiemer sagte zu der strategischen Bedeutung auch über das Speichergeschäft hinaus: „Durch die Stärkung des Eigenkapitals verbessern wir unser Rating und sind auch zukünftigen Anforderungen an das Handelsgeschäft gewach-

sen. Dies gilt auch für mögliche Anforderungen aus der Finanzmarktregulierung.“ Auf Nachfrage, ob Gas-Union auch zukünftig an weiteren Beteiligungen von Stadtwerken interessiert ist, antwortete Wiemer, dass dies durchaus denkbar sei, wenn es strategisch Sinn mache und die Gesellschafter zustimmen. Durch solche Beteiligungen könnten sich neue Möglichkeiten im Markt eröffnen. Nicht unbedingt nur durch Speicher-Assets wie im Fall Essen und ewmr, sondern auch durch ein nachhaltiges Lieferbeziehungsweise Absatzvolumen oder zuverlässige Geschäftsbeziehungen, die über reine Lieferungen hinausgehen. „Wir glauben an den geschäftlichen und menschlichen Wert solcher Beziehungsgeflechte“, betonte Wiemer. Auf die Frage, was denn seine bestehenden Anteilseigner zu einer Verwässerung ihrer Anteile sagen würden, antwortete Wiemer, der Asset-Tausch mit Essen und ewmr sei im Gesellschafterkreis einstimmig beschlossen worden; er habe gezeigt, dass man bei solchen Transaktionen durchaus alle Interessen gut bedienen kann. Konkrete Gespräche mit Stadtwerken gibt es derzeit aber nicht. Nur als Randbemerkung: Mit den Stadtwerken Essen wurden schon vor Jahren Gaslieferbeziehungen aufgenommen, was damals für ziemlichen Wirbel gesorgt hat.

Gas-Union will auch im Netzbereich wachsen. Das Unternehmen hatte sich an dem Verkaufsprozess der EVG beteiligt (*ener|gate Gasmarkt* 11/14), aber kein verbindliches Angebot abgegeben.

4.1.3 Neunmonatszahlen E.ON, RWE und EnBW

E.ON, RWE und EnBW haben die Ergebnisse für die ersten neun Monate 2014 veröffentlicht. Tabelle 5 enthält die Absatzzahlen für Erdgas in Deutschland für die einzelnen Segmente.

Segment	E.ON AG		EnBW		RWE AG			
	TWh	zu 9M 2013 in %	TWh	zu 9M 2013 in %	RWE Vertrieb		RWE Supply & Trading	
					TWh	zu 9M 2013 in %	TWh	zu 9M 2013 in %
Privat- und kleinere Geschäftskunden	14,7	-16,0 %	5,5	-19,1 %	14,4	-26,2 %	-	-
Industriekunden	62,0	-28,8 %	43,4	+10,7 %	13,7	-11,0 %	15,7	+10,6 %
Weiterverteiler	160,8	-34,9 %			29,3	+11,4 %	16,0	-35,5 %
Gesamt, Vertrieb	237,5	-32,4 %	48,9	+6,3 %	57,4	-6,2 %	31,7	-18,7 %
Gashandel	434,3	+3,1 %	35,0	+37,3 %	-	-	n. v.	-

> Tabelle 5: Gasabsatz von E.ON, EnBW und RWE in Deutschland in den ersten neun Monaten 2014 (Quelle: Zwischenberichte)

E.ON macht das warme Wetter für den Absatzrückgang in den Segmenten Privat- und Industriekunden verantwortlich. Bei den Vertriebspartnern wurde das Geschäft mit Banken und Energiehändlern auf die Einheit Globaler Handel übertragen. Daraus resultierte der hohe Rückgang des Absatzes in dem Segment. Die Gasproduktion stieg um 33 Prozent auf 1,42 Mrd. Kubikmeter, vor allem aufgrund der höheren Produktion im norwegischen Skarv-Feld.

Im Privatkundensegment hat – wie bei E.ON – das warme Wetter zu dem Absatzrückgang bei EnBW geführt. Temperaturbereinigt wurden die Mengen erhöht, schreibt das Unternehmen in seinem Zwischenbericht. Im Geschäft mit Industriekunden und Weiterverteilern resultiert der starke Anstieg daraus, dass Kunden Abnahmeverpflichtungen zum Ende des Gaswirtschaftsjahres erfüllen mussten.

Auch bei RWE ist vor allem das warme Wetter für die Absatzentwicklung verantwortlich. Beim Geschäft mit Weiterverteilern konnte RWE Vertrieb dies durch die Akquisition neuer Kunden mehr als kompensieren. RWE Supply & Trading hat im Geschäft mit Weiterverteilern einen Großkunden verloren. Im Handel stellten langfristige Transport- und Speicherverträge eine Belastung dar, weil eine profitable Bewirtschaftung und Vermarktung nicht möglich war.

4.1.4 Hansestadt Hamburg

In Berlin schielt man generell gerne nach Hamburg, entweder mit Neid oder mit Schadenfreude, je nach Thema. Beim Thema Gasnetz kann man wohl wenigstens etwas Trost in Hamburg

suchen. Die Konzessionsvergabe in Berlin und der Versuch, über die Vergabe des Gasnetzes in kommunale Hand zu bekommen, wird gerade gerichtlich und kartellrechtlich geprüft (zuletzt *ener|gate Gasmarkt* 11/14). In Hamburg hatte 2013 – anders als in Berlin – ein Volksentscheid eine Mehrheit für den Rückkauf des Strom- und des Gasnetzes ergeben. Derzeit hält die Stadt Hamburg einen Anteil von 25,1 Prozent am Betreiber und Eigentümer des Hamburger Erdgasnetzes Hamburg Netz. 74,9 Prozent liegen bei Hansewerk (ehemals E.ON Hanse. Anteilseigner: E.ON 67,58 Prozent, den Rest halten insgesamt elf Kreise aus Schleswig-Holstein). Seit dem Volksentscheid wird über die Übernahme dieses Anteils zwischen der Stadt und Hansewerk verhandelt. Scheitern diese Verhandlungen, müsste die Stadt Hamburg ihr Sonderkündigungsrecht für die Konzession zum Ende des Jahres 2014 ausüben und die Konzession neu ausschreiben. Die Stadt kann sich dann mit ihrer Gesellschaft bewerben, das Spiel ist dann ähnlich wie in Berlin. Die Laufzeit des Konzessionsvertrags endet sonst erst Ende 2018, die Umsetzung des Ergebnisses des Volksentscheides wäre auf die lange Bank geschoben. Die Frist für das Sonderkündigungsrecht läuft Ende November 2014 aus. Verschiedene Medien berichten, sie sei bis Ende Dezember verlängert worden, um Spielraum für weitere Verhandlungen zu haben.

Nicht wirklich relevant: Der nächste Wettbewerb zwischen Berlin und Hamburg findet um die Olympia-Kandidatur statt. Die beiden Städte konkurrieren, wer als deutscher Kandidat für die Sommerspiele 2024 oder 2028 antreten kann. (Spötter sagen: Berlin muss für 2024 kandidieren, um bis 2028 fertig zu sein.)

5. Personal

Seit dem 1. November ist **Jozua Knol** neuer Geschäftsführer von Total Energie Gas (TEG). Er löst **Christophe Waechter** ab, der das Unternehmen seit seiner Gründung 2010 geleitet hat. Waechter wird eine andere Funktion in der Total-Gruppe wahrnehmen. Nach eigenen Angaben gehört Total zu den 20 größten Vertriebsgesellschaften für Erdgas in Deutschland (*ener|gate Gasmarkt* 12/13). Knol war zuletzt Geschäftsführer von Gazprom Marketing & Trading Retail Germania in Walluf (bei Wiesbaden). Unter der Marke Gazprom Energy bietet das Unternehmen in Deutschland Haushalts- und Gewerbekunden Strom an. Knol hat zwar viel Vertriebs Erfahrung außerhalb der Energiewirtschaft, aber keinerlei Erfahrung im Gasgeschäft. Nachfolger des Niederländers Knol bei der deutschen Gazprom-Vertriebsgesellschaft ist **Volker Abt**. Abt hat seit 2002 für Yello gearbeitet und war zuletzt Leiter Vertrieb der Yello Strom GmbH. Bei der Gazprom-Vertriebsgesellschaft ist der ehemalige Dong-Energy-Manager **Kurt Bligaard Pedersen** nicht mehr in der Geschäftsführung (*ener|gate Gasmarkt* 07/14).

Der Vertrag von **Karsten Heuchert** als Vorstandsvorsitzender der VNG wurde im November bis Ende August 2019 verlängert. Für einige Marktteilnehmer kam die Verlängerung überraschend. Noch im Sommer hatte die Leipziger Gerüchteküche vermeldet, Heuchert werde nach dem Ausstieg der Wintershall bei VNG gehen. Heuchert war vor seinem Wechsel zu VNG Wintershall-Finanzvorstand. Zumindest zu Beginn seiner Tätigkeit in Leipzig soll er mit den kom-

munalen Aktionären gefremdelt haben. Das hat sich angeblich geändert. Die Verlängerung des Vertrages sehen einige Beobachter auch als Teil der vertrauensbildenden Maßnahmen zwischen EWE und den kommunalen VNG-Aktionären.

Der Verband der Fernleitungsnetzbetreiber, FNB Gas, hat seinen Vorstand neu gewählt. **Ralph Bahke** (Ontras) bleibt Vorsitzender des Vorstands. **Jörg Bergmann** (OGE) löst **Axel Botzenhardt** (Thyssengas) als stellvertretender Vorsitzender ab. **Nicolas Delaporte** (GRTgaz Deutschland), bisher Mitglied des Vorstands, wird Schatzmeister und Nachfolger von **Kay Borchelt** (Gastransport Nord), der wie Botzenhardt den Vorstand verlässt. **Frank Heunemann** (Nowega) wurde neu in den Vorstand gewählt.

Colin Lyle ist als Vorsitzender des Gas-Komitees der europäischen Händlervereinigung EFET von **Doug Wood** abgelöst worden. Beide sind Veteranen der Gasmarkt-Regulierung (bei Händlern vielleicht besser -Liberalisierung). Lyle hat das Komitee seit 2002 geleitet und an vielen europäischen Regulierungsvorhaben als Vertreter der Händler mitgearbeitet. Die Entwicklung der Hubs in Europa war eines seiner zentralen Themen. Lyle ist auch Vorstandsmitglied von EFET-Deutschland. Wood ist als langjähriger Leiter des Bereichs Regulierung der Strom- und Gasmärkte von BP in den Regulierungsfragen ebenfalls sehr erfahren. Seit Sommer dieses Jahres arbeitet Wood selbstständig als Berater. Er ist seit dem Jahr 2000 Mitglied des EFET-Gas-Komitees.

6. Marktgerüchte

Eine Reihe von Marktteilnehmern berichtet immer wieder, dass Flexibilität sehr unterschiedlich bepreist wird: „Wenn Flexibilität in ein Subbilanzkonto geliefert wird, und damit klar ist, dass der Käufer sie nicht für eine weitere Optimierung, sondern für sein Kundenportfolio nutzt, ist der Preis deutlich niedriger, als wenn in einen eigenen Bilanzkreis des Käufers geliefert wird“, sagte ein Marktteilnehmer. Andere ergänzten, es werde auch nach Käufergruppen unterschieden, dies gelte selbst bei Brokern. Virtueller Speicher werde auf den Broker-Schirmen zu attraktiven Preisen angeboten. Klickt aber ein Unternehmen, das handelsorientiert ist, dann sei die Offer plötzlich weg, beschwerte sich ein anderer Marktteilnehmer. Einer nannte sogar eine Hausnummer bezüglich des Preisunterschiedes. Für ein typisches Jahresprodukt mit einer Jahresflexibilität von 80 bis 120 Prozent und einer Stundenflexibilität zwischen null und deutlich mehr als dem Doppelten der durchschnittlichen Vertragsmenge betrage der Preisunterschied zwischen Lieferung im Subbilanzkonto und eigenem Bilanzkreis 1,00 Euro/MWh.

Die Wintershall (nicht Wingas) scheint ihre Handelsaktivitäten zu verstärken. Marktteilnehmer berichten, die Händler des Öl- und Gasproduzenten suchten verstärkt Kontakt zu potenziellen neuen Handelspartnern in Deutschland. Dabei werde auch L-Gas aus der deutschen Produktion angeboten. Wintershall hatte 2013 und im laufenden Jahr vor allem in Norwegen durch Vereinbarungen mit Statoil das Erdgas- und Erdöl-Portfolio deutlich erweitert. Offiziell wollte Wintershall eine Intensivierung des Handels beziehungsweise der Vermarktung nur partiell bestätigen. Es sei Business

as usual: „Wintershall vermarktet ihre eigene Erdgasproduktion aus Deutschland und der Nordsee seit Jahrzehnten selbst. Durch die steigende Eigenproduktion insbesondere in Norwegen sind neue Mengen hinzugekommen“, so der O-Ton.

Gerd von Laffert, im bayerischen Wirtschaftsministerium zuletzt Leiter des Referates für Grundsatfragen Elektrizitäts- und Gasversorgung, soll das Ministerium im Sommer verlassen haben und arbeitet wohl jetzt für die Messe München. Von Laffert hatte sich sehr intensiv mit Energiethematen beschäftigt und war einer der profiliertesten Repräsentanten auf Landesebene. Eines seiner Themen war auch die bayerische Versorgungssicherheit bei Erdgas. (Mit der Initiative Bayerns zu strategischen Speichern hatte er aber möglicherweise schon nichts mehr zu tun.) Es soll aber schon im vergangenen Jahr wegen der Stromtrassenplanung zwischen ihm und der Spitze des Ministeriums Meinungsunterschiede gegeben haben. Im Organigramm des bayerischen Wirtschaftsministeriums steht von Laffert noch als einer von zwei Leitern des Referats, und die Presseabteilung gibt sich zugeknöpft.

2017 will die Bundesregierung wohl im Rahmen einer LÜKEX-Übung (länderübergreifende Krisenmanagementübung/Excercise) auch den Fall einer starken Gasmangellage trainieren.

Den Auftrag für das Gutachten des BMWi zu einer möglichen strategischen Speicherreserve (*ener|gate Gasmarkt 10/14*) soll BBH Consulting gemeinsam mit Professor Joachim Müller-Kirchenbauer von der TU Clausthal-Zellerfeld erhalten haben.



Dear reader,

The Topic of the Month of this edition is: “The Austrian gas market from the perspective of E-Control”. Is there nothing more important to report, one might be inclined to ask. To be honest: An opportunity arose to talk to Martin Graf, member of the E-Control executive board, and indeed no other topic was really urgent at present. But Austria is actually exciting for several reasons. It is a very small market but a huge transit market – and a number of German players feel comfortable there: Montana Energie or Goldgas in the residential sector, some others in the industrial sector. And since the market area NCG was established years ago, speculations are ongoing about a merger with the main Austrian market area East. The former Bayerngas managing director who is now executive board member of Wien Energie, Marc Hall, already years ago predicted with a tiny smile on his lips a German-Austrian market area joint venture. Mr. Graf explains in the interview among others why such a merger with the NCG market area is only the second best option from the Austrian perspective.



> Dr. Heiko Lohmann

The interview took place in Berlin and already the beginning was fascinating: “May I first tell you why I am here?” was Mr. Graf’s introduction. He then told me how he campaigns for market entry in Austria at a conference organised jointly with the Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne). The promotion of competition is a major part of E-Control’s activities. The authority campaigns actively for new competitors for the Austrian market but it also promotes the switching of customers in the residential sector in Austria. In order to advance this, E-Control organises information campaigns even in rural areas.

What else happened? The gas traders already forgot the Ukraine crisis after the agreement on a “winter package” – one should be careful to be too optimistic – but colder weather drove prices substantially upwards. The usual surprise in autumn: It is cold, demand grows!

Discussions about a “Gasmarkt Design 2.0” play an important role within the association BDEW. So far, no official results were published, the discussions are intensive and controversial. Based on a number of informal chats and some documents, I tried to give an overview about the current status of the process.

The German TSOs have a new issue named “horizontal cost allocation”. The workshop of BNetzA on that issue was scheduled too late for this edition but the TSOs are nervous. Therefore, the edition at hand takes a first glimpse on the topic.

As always, I hope you enjoy reading!

Dr. Heiko Lohmann
Freelancer ener|gate

1. Topic of the Month: The Austrian gas market from the perspective of E-Control

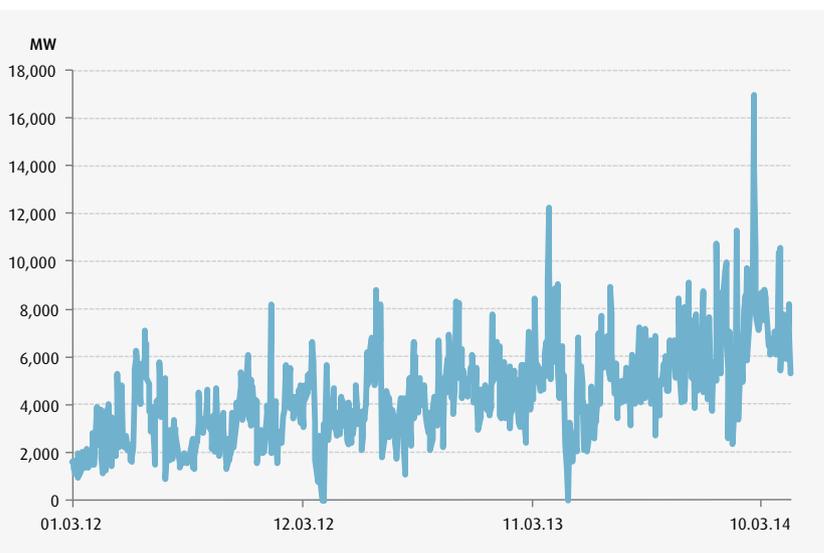
ener|gate Gasmarkt reported from time to time about the Austrian gas market. In the October 2012 edition, the Austrian system of network access was the Topic of the Month. Since January 2013, Austria has an entry-exit system. Before the start, many market participants complained about the complex procedures and network tariffs that were not comprehensible. But after the system was launched, most players recognised that their concerns were exaggerated. The system works rather smoothly and the trading liquidity did not suffer after the trading point was moved from the physical-virtual Baumgarten hub to the CEGH VP, as figure 1 shows.

The figure shows that liquidity did not go down substantially after the shift of the trading point. But significant growth is also lacking. Liquidity is growing but only slowly. Many market participants say that mainly companies from Italy and Central Europe use the hub – and of course also the Austrian players.

From the German perspective, the question of an integration of the Austrian market areas into the NCG market area is an ongoing and rather exciting topic. Since October 1, 2013, the two market areas Vorarlberg and Tyrol are in fact integrated into the NCG market area, although NCG does not like the term “integration” (*ener|gate Gasmarkt* 11/13). “After the integration into the NCG market area, competition developed very positively in these regions”, E-Control executive board member

Martin Graf said in an interview with *ener|gate Gasmarkt*. Mr. Graf was in Berlin to campaign for the Austrian energy market. For this purpose, E-Control organised a conference jointly with the German association Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne). It is one of E-Control’s major tasks, Mr. Graf said, to explain the switching possibilities to consumers and to convince new suppliers to enter the Austrian market. In the power as well as in the gas sector, the switching rates of households are very low, around one per cent. But the Austrian market is attractive for German suppliers. Montana Energie and Goldgas say that they are satisfied with their Austrian business. PGNiG Sales & Trading (PST) and Maxenergy are two other suppliers that offer gas to residential customers in Austria. Maxenergy is an affiliate of the Sailer Group located in Augsburg (Bavaria). Mineral oil is the core business of the group. The number of suppliers is very small compared to Germany. In Vienna, 20 suppliers with 29 different tariffs are offering gas. Another difference to Germany: E-Control operates in Austria its own tariff calculation tool that allows to compare all offers. At the end of November, Montana Energie was the cheapest supplier in Vienna. The annual saving in the first year is 337 Euro (172 from special bonuses; 20,000 kWh/y) compared to the standard tariff of the local supplier Wien Energie. Mr. Graf hopes that the number of suppliers will increase. E-Control developed a special guide to facilitate the market entry for new entrants. Mr. Graf also hopes that the awareness of customers about switching opportunities will grow as well. The huge disadvantage for suppliers: The total gas consumption in the residential sector is only 19 TWh of the overall annual consumption of 90 TWh. And residential demand is restricted to some larger cities. But what Mr. Graf also emphasised: He does not only work for improved market access in Austria for German suppliers but also for Austrian suppliers in Germany.

An integration of the Austrian market area East into the NCG market area would massively boost competition. The market area East encompasses the whole of Austria except Vorarlberg and Tyrol. “We will have a closer look at this option”, Mr. Graf said but he pointed to the capacity constraints at the German-Austrian border points. However, such an integration would need time. And for the



> Fig. 1: Development of Day Ahead liquidity in Austria (Source: LEBA data, own calculations)

time being, the integration of the market areas East and NCG is not Austria's first choice. Together with the Czech Republic, Austria works on a joint trading region to strengthen the liquidity of the Austrian virtual trading point. Slovakia was also involved in the project but does not play an active role right now. A precondition for the project of the integration of the Austrian and Czech gas markets is the implementation of the European Project of Common Interest (PCI) "BACI". The project of the two TSOs NetConnect Austria and Net4Gas would connect the two market areas. During the last months, the discussions reached the political level and hence received tailwind. "Cross-border co-operation is very challenging because the legal framework is different", Mr. Graf said and pointed out the need for harmonisation. For Austria, the liquid hub on the wholesale level is important because transit is much higher than the demand within Austria. In 2013, the transit volume was 450 TWh, five times the demand within the country. Austria wants to exploit its role as a transit hub. In the relation to Germany, the alternative to a merger of the hubs could be a stronger harmonisation of market rules and improved co-ordination of network investment. "On the wholesale level, the trading region is important for us, and from the final consumer perspective, a merger with the NCG market area is interesting", thus Mr. Graf summarised E-Control's view on that topic.

In the gas sector, the Austrians are true Europeans. The second E-Control executive board member Walter Boltz has been for years one of the most prominent representatives of the regulators and among others deputy chairman of the ACER regulatory board. The gas demand in Austria – as mentioned above – is small but E-Control expects that gas in the power sector will play an important role as a back-up for renewable energies in future. A footnote: Currently, the situation for gas power plants in Austria is the same as in Germany. The operating times of the plants are low, the plant operators and the gas suppliers fight about the adjustment of gas supply contracts.

The small home market in the industrial and residential sector makes an European harmonisation of market rules important to be attractive for suppliers from other countries. But the high transit volumes and a high storage volume – compared to the local demand – of more than eight Bcm (including Haidach and 7Fields) interconnect the market also strongly with the European market system. Mr. Graf thinks that the further develop-

ment of criteria for a functioning end consumer market and a strengthening of consumer rights are the most important next steps. Both topics are addressed in the strategy paper "Energy market regulation: A bridge to 2025" that ACER and the Council of the European Energy Regulators (CEER) published in September (see separate story in this edition). "There is still a lot of need for action, and this is summarised in the ACER/CEER paper", Mr. Graf said. But this will be achieved only step-by-step and by strengthening regional integration in the first place, he assumes. He emphasised that the implementation of the Third Energy Package is the most urgent task.

A peculiar topic for Austria is the high physical dependence on Russian gas. This is also being intensively discussed in public: "We never had so many requests from the press as in September when the nomination restrictions took place", Mr. Graf said. It is an important E-Control topic because the authority is also in charge of antitrust issues in the energy sector. In the past, antitrust procedures against Austrian affiliates of the Russian GazpromExport were launched. But despite the high share of Russian gas in the supply portfolio, the security of supply situation is judged as good. The EU stress test confirmed that assessment (*ener|gate Gasmarkt* 11/14). Currently, Mr. Graf sees the negotiations between OMV and GazpromExport for an adjustment of the pricing system as an important issue. Due to the high OMV market share in Austria, this could have a major impact on the market development. The negotiations are important to achieve lower prices in the Austrian wholesale market. E-Control hopes for new volumes from the Caspian Region or the Black Sea to diversify the supply portfolio in the long-run. The mentioned sources are closer to Austria than the Russian fields. E-Control thinks that South Stream could be a pipeline system to bring these volumes to the Austrian market. "South Stream can become a very important project for Austria if unbundling rules and third party access are settled", Mr. Graf said.

To summarise: Austria sees that the rules for the European gas market become more and more harmonised but this will take some time. E-Control is in any case convinced of the advantages of liberalisation. A study conducted in 2011 calculated an overall economic benefit for the power and gas sector of one billion Euro per year. What is not satisfactory for Mr. Graf: Only 150 million Euro reach the residential sector. Here he still sees room for improvement.

2. Framework Conditions

2.1 Gasmarkt Design 2.0

ener|gate Gasmarkt mentioned briefly in the October edition the BDEW initiative “Gasmarkt Design 2.0”. BDEW organises a high level discussion on that topic, the steering committee Gas of the association is dealing with it. Members of the committee are executive board members or managing directors of gas companies. Some sources mock and say that the gas industry wanted to deal with that topic within BDEW because the whole association concentrates on the power market design most of the time and tends to neglect the gas sector. *ener|gate Gasmarkt* repeatedly turns to the question whether the relation between the gas and the power industry within BDEW is best characterised by conflict or by harmony. (Obviously the whole BDEW including the CEO Hildegard Müller assures that gas is an important issue and that it receives the attention it deserves within the association. Members of the gas industry are not always convinced, though.)

The association is intensively working on that topic now. Officially, no results are yet known. BDEW organises a conference on December 3 to present results. One of the main topics for such a gas mar-

ket design 2.0 is the adjustment of the legal and regulatory framework to improve the security of supply. A second topic is the improvement of the market position for gas. Therefore, BDEW and member companies already in September conducted a workshop about the future market development and worked on the three scenarios “Growth through competition”, “Sunset” and “...Muddling through...”. They developed concrete ideas about the implications of each of these scenarios and characterised them with colourful pictures. Unfortunately, the participants did not provide any concrete probability for each scenario. Infobox 1 shows the core characteristics for the scenarios.

Since the end of October, also a first paper with the preliminary results of the project is circulating. In the paper, it is argued that the growth scenario is feasible if the proper framework conditions are in place. But the emphasis is on security of supply. Ten theses on security of supply derived from the paper were published in a separate document.

The first thesis says: For all final customers, the gas volumes and the gas quality have to be available according to the contractual agreements.

Growth through competition:

High availability of gas and growing demand.

„Paradigm shift“ in politics from subsidies to market and competition.

„Productivity-driven“ regulation with low impact. Storage facilities remain unregulated.

„Commodity-only-prices“.

Sunset:

Supply oligopoly without new LNG supplies to create competition, decreasing demand.

„Muddling through“ politics.

High regulatory pressure. Increased regulation also for security of supply reasons. Increased regulation leads to concentration in the infrastructure sector. Storage facilities are assigned to the networks.

High gas prices that make the use of gas not attractive.

...Muddling through...:

Balanced supply situation and gas market globalisation. Constant demand (a decrease in the heating market is compensated by more demand in the power market).

Politics consequently enforces the energy concept. Fossil fuels are squeezed out of the market.

But gas has its role as back-up for renewable energies in the power sector.

Governmental investment control in the infrastructure sector and a working European regulation.

Increasing importance of capacity prices.

The thesis is not that straightforward as it looks and it can be disputed. The European Security of Supply Regulation guarantees supplies only for “protected customers” without exhaustively defining this group. Households are a part of it but member states can add other customer groups. Obviously an extension of supply guarantees to all customers has consequences for the necessary measures.

Some of the other theses stipulate self-evident things (priority of market-based and cost-effective principles, the necessity of a stable legal framework) but some stipulate issues in which the industry sees the need for further action. Among them are:

- New binding obligations for the industry to improve security of supply shall not be implemented before clear evidence for a decreased level of security of supply emerges.
- Rights and obligations for all market players on all levels of the value chain shall be assigned unambiguously.
- The regulatory framework shall be adjusted to allow the use of local storage facilities to support the networks by providing capacity locally.
- The design of network tariffs shall consider the contribution to security of supply and flexibility.

At least some of the theses are being intensively and controversially discussed among the various stakeholder groups within BDEW. Some stakeholders for example definitely think that “binding obligations to improve security of supply” are needed immediately.

The policy recommendations in the main paper are grouped in three topics:

1. Measures to increase security of supply. One of the targets is a further development of the security of supply measures stipulated in the European Security of Supply Regulation.
2. Measures to improve the role of natural gas as an option to quickly reduce CO₂ emissions. The target is an affordable CO₂ reduction in the heating market.
3. Measures for the further development of transportation tariffs and capacity products.

The target is the efficient network extension, the support of storage utilisation and of seasonal imports.

So far, the results and conclusions are not really new and innovative. The industry has been advocating a bigger role of natural gas for quite some time to allow a quick and efficient CO₂ reduction. Transportation tariffs and capacity products are topics in the network development planning and the diverse BNetzA procedures. And at the latest since February 2012, the industry is in controversial discussions whether more state influence is needed to improve the security of supply. Until now, this discussion has not produced major outcomes.

2.2 Ordinance provision on basic supplies of gas consumers (GasGVV)/ European Court decision

In October, the German House of the States (Bundesrat) approved the amended ordinance provisions on basic supplies of gas and power customers (GasGVV/StromGVV). The Bundesrat enforced one change compared to the version which the Cabinet passed at the end of August (*ener|gate Gasmarkt* 09/14). If prices are being adjusted, all price elements and their changes have to be published.

On October 23, the European Court of Justice (EuGH) decided – as expected – that the price adjustment clause of the old GasGVV/StromGVV violated European law. That was one of the reasons for the recent amendment. The Federal Court of Justice of Germany (BGH) passed already in 2011 a case in which the clause was challenged to the European Court. But – different than expected – the European Court caused significant annoyance among gas and power suppliers. The Court did not follow the recommendation of the Advocate General to restrict the retrospective impact of the decision. The Court does not see any “major economic impact” if the decision is applied to price adjustments in the past. In theory, gas and power customers that are supplied under the contractual framework on basic supplies can legally challenge all price increases of the past. But the BGH will take care that such an unrestricted legal challenge will remain hypothetical. The BGH must now finally decide the case that it had passed to the EuGH and will define more clearly what the retrospective application means.

Not all lawyers who commented on the European Court decision over the last weeks are convinced that the amendment of the ordinance provisions complies with the European Court decisions. The whole topic of legally sound price adjustments will remain risky for gas suppliers.

2.3 Amendment of the Baden-Wuerttemberg law on renewable energy in the heating sector

Baden-Wuerttemberg amends its state law on requirements for the use of renewable energies in the heating sector (EEWärmeG). It sounds a bit odd to report about the regional initiative in this publication. However, this law has a peculiar importance for the gas industry:

- In contrast to the federal law on this topic, the state law applies for the replacement of heating systems in existing buildings.
- In contrast to the federal law, the state law allows to fulfil the obligation to use a certain share of renewable energies for heating directly by adding a share of biomethane to natural gas.

In July, the government of the state of Baden-Wuerttemberg published the draft of the amendment. It contains good and bad news for the gas industry:

- The news that is not that good: The share of renewable energies that must be used for heating is increased from ten to 15 per cent. (Alternatively the needed heat can be reduced by 15 per cent.)
- The good news: The share can still be fulfilled by means of biomethane. A standard high efficient burner can be installed if gas with a ten per cent share of biomethane is used.
- The bad news: This holds in the future only for heating systems with a maximum capacity of 50 kW. Furthermore, the compulsory share of renewable energies can be fulfilled only by two-thirds, independent of the share of biomethane used in the burner. The share is in fact capped at ten per cent. The house owner must either save five per cent of energy or provide a binding plan for energy-related renovation. The latter option is a new element of the law.

The EEWärmeG will not save the German biomethane industry but it may help to stabilise sales of biomethane from existing plants. After the law was introduced in Baden-Wuerttemberg, the sales of natural gas with a ten per cent share of biomethane increased continuously. During the consultation of the draft, the industry concentrated on increasing the capacity threshold for heating systems. Starting from 150 kW, it is economically feasible to install a CHP plant. The state law allows heat from a CHP plant as an alternative to the use of renewable energies. In this case, no biomethane is used but natural gas.

The restriction of the fulfilment of the requirement for the use of renewable energies to two-thirds of the total obligation causes another problem. It makes the fulfilment with natural gas/biomethane more complicated and may prevent house owners from taking that option.

A spokesman of the Baden-Wuerttemberg state ministry of environment told *ener|gate Gasmarkt* that the major stipulation survived all hearings. At the beginning of December, the Cabinet of the state shall pass the amendment and also the state parliament shall pass it still this year.

2.4 Legal framework for fracking

On November 19, the draft of the legal framework for the application of hydraulic fracturing (fracking) technology was published. Compared to the cornerstones published in July (*ener|gate Gasmarkt* 08/14), two major changes were made:

- The government will not introduce a time limit for the stipulations.
- A scientific committee consisting of six members will evaluate scientific test drilling that is allowed also above 3,000 meters below the surface. This committee can also approve commercial drilling above 3,000 metres if it has no concerns.

Opponents of the technology characterised the second change as a “fracking enabler” (Oliver Krischer, Bündnis 90/Green Party) and pleaded for a complete ban of fracking in Germany. They fear that the test drilling will be the door opener for commercial fracking. The German government

answered a question on that topic in a minor interpellation of the Green Party on October 23 as follows: “The German government has currently no evidence whether the requirements for a commercial use might be in place at a later date.” From the perspective of fracking supporters, the stipulations are still far too restrictive. They point out that fracking even below 3,000 metres shall be banned in additional areas (around barrages and natural lakes). Whether the new rules will ever come into force is doubtful taking into account the strong resistance against fracking in some German states. The House of the States has to approve the legal framework.

2.5 ACER: Energy market regulation 2025

On September 19, ACER published the final version of its outlook to energy market regulation 2025. The slogan is: “A bridge to 2025” and the paper shall describe the regulatory process until 2025. Compared to the draft version from April (*ener|gate Gasmarkt* 06/14), many proposals and ideas are stipulated much less concretely. Regarding for example unbundling rules for distribution network operators, the new paper does not demand to rethink the de-minimis rule and to support a consolidation of the sector anymore. The wording is now more general: “The appropriateness of the current rules for the separation of business units shall be evaluated in the light of the changing role of distribution networks.”

In the gas sector, ACER sees the highest priority in the launch of the Gas Target Model 2.0 (*ener|gate Gasmarkt* 08/14). Other urgent topics are the strengthening of the security of supply, improved co-ordination of the processes and rules for trading and transportation of gas and power and new applications for gas (power-to-gas). But no direct regulatory targets are stipulated for these topics.

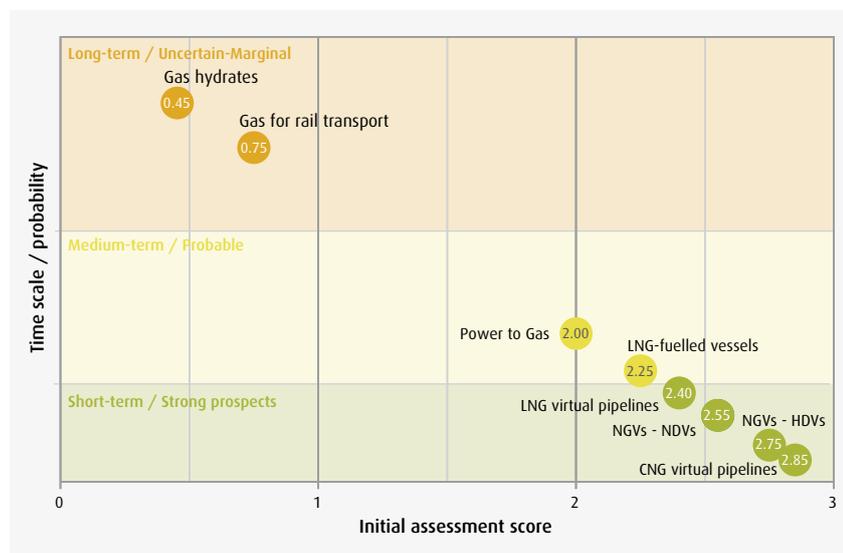
A strengthening of ACER and ENTSO-G shall also be part of the bridge to 2025. That would mean a transformation of the current institutional setting to a true European regulatory level with its own regulatory power. It is not surprising that ACER demands such a shift. Currently, the agency is under control of the national regulatory authorities and the European Commission.

2.6 EU Directive for alternative fuels

The EU Directive for the development of an infrastructure for alternative fuels (Directive 2012/33) is in force since the end of September. The Directive must be transposed into national law until the end of 2016. Amongst others it recommends the building of LNG filling stations along European long-distance roads within a distance of 400 kilometres until 2025. CNG stations shall be in place every 150 kilometres until that date. Furthermore, a bunkering infrastructure shall be developed in all maritime ports until the end of 2025. But all these are only recommendations.

The following fits quite nicely to the above topic. ACER commissioned a study on new developments in the gas supply chain to the Kantor management consultants. The study was published in October. Core new developments are CNG and LNG in the transportation sector. Other new developments identified were CNG and LNG as virtual pipelines and power-to-gas as well as gas hydrates as new storage concepts. The target of the study is to analyse the need to adjust the regulatory framework. But before the study presents the analysis, it describes the different technologies in detail with the help of a lot of graphs and tables. This description is supplemented by an assessment of the potential market success of the different technologies. Figure 2 shows this assessment.

Infobox 2 on page 38 shows a brief overview of the technologies and the evaluation methodology.



➤ Fig. 2: Success prospects of different new gas technologies (Source: ACER: Regulatory implications of new developments in the gas supply chain)

CNG/LNG Virtual Pipelines: Transport of gas by trucks, railways or ships to the final customer, either as compressed (CNG) or liquefied (LNG) gas.

NGVs: Natural Gas Vehicles

HVs: Heavy Duty Vehicles (>3.5 tons)

LDVs (Correct: LDVs, mistake in figure in the study, *ener|gate Gasmarkt's* note): Light Duty Vehicles (<3.5 tons)

The initial assessment score is based on four weighted criteria: Current state of technology (40 per cent), cost competitiveness (30 per cent), infrastructure requirements (15 per cent), environmental & security impact (15 per cent).

The time scale and probability of success were assessed qualitatively.

The regulatory recommendations are mainly related to the demarcation between the regulated

business parts and the business parts that should be exposed to competition.

3. Market Development

3.1 Market liquidity and prices

3.1.1 VEA deals and pricing information

The association of small and medium-sized industrial gas customers VEA published in November the following new contracts for industrial customers:

Sector:	Paper industry
State:	North Rhine-Westphalia
Annual volume:	7,500,000 kWh
Load factor:	3,190 h/y
Market area:	NCG (L-gas)
Average price without gas tax:	3.04 ct/kWh
Price calculated at:	Fixed price
Contract start:	01.01.2015
Duration:	24 months

Sector:	Food industry
State:	Saxony-Anhalt
Annual volume:	9,000,000 kWh
Load factor:	2,090 h/y
Market area:	Gaspool (H-gas)
Average price without gas tax:	3.06 ct/kWh
Price calculated at:	Fixed price
Contract start:	01.01.2015
Duration:	12 months

These contracts are only a snap shot showing results of renegotiations and, in some cases, of customer switches. The number of switches increased strongly. Currently, more or less exclusively fixed prices for one year to two years are agreed.

The VEA overview of market price indications for different reference cases is shown in table 1. This overview shows fixed prices for twelve months starting from the next quarter after the date of publishing that can be achieved if the gas need is tendered. The assessment is based on market prices at the virtual trading points, network tariffs and the VEA experience with the competitive situation in the different areas. Concerning regions, only West and East Germany are discriminated.

Compared to last month, the changes of price assessments are in a range between 0.0 ct/kWh and minus 0.2 ct/kWh, in very few cases even minus 0.3 ct/kWh.

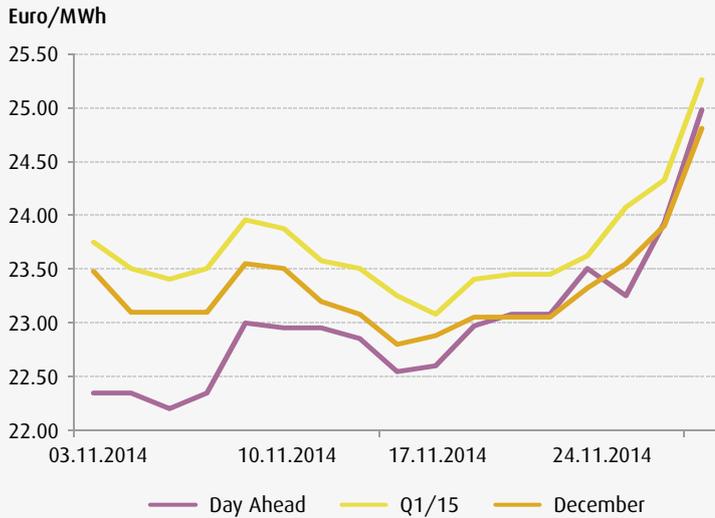
3.1.2 Gas trading

3.1.2.1 Price development

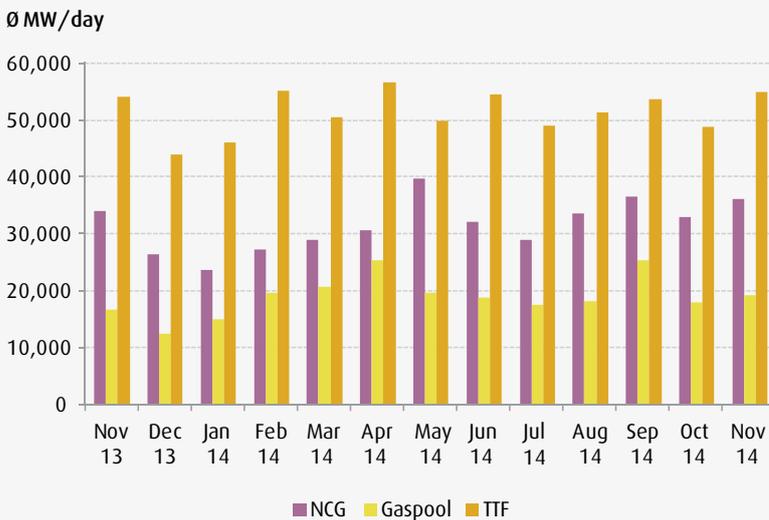
At least until mid November it was too warm in Northwest Europe, the temperatures were above the long-term average. In combination with very high filling levels of storage facilities and LNG supplies to the UK, this kept spot prices between 22.50 and 23.00 Euro/MWh. Only temporary problems in some Norwegian fields and adjustments of temperature forecasts caused a bit of volatility. Figure 3 on page 40 shows that until mid November the Day Ahead price was substantially below the December price and hence players had

Volume classes	West Germany		East Germany	
	from	to	from	to
50 Mio. kWh, 5,000 h/y	2.6	3.0	2.6	2.8
20 Mio. kWh, 4,000 h/y	2.7	3.2	2.8	3.0
10 Mio. kWh, 4,000 h/y	2.8	3.3	2.8	3.1
10 Mio. kWh, 3,150 h/y	2.9	3.4	2.9	3.2
5 Mio. kWh, 4,000 h/y	2.9	3.3	2.9	3.2
5 Mio. kWh, 2,000 h/y	3.2	3.8	3.2	3.6
1.5 Mio. kWh, 3,150 h/y	3.1	3.6	3.2	3.5
1.5 Mio. kWh, 2,000 h/y	3.3	4.0	3.4	3.8

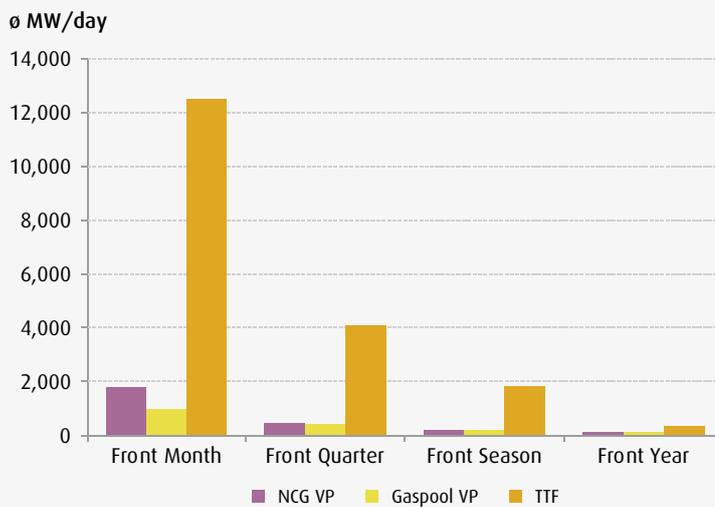
> Tab. 1: Prices for industrial gas users in ct/kWh, without gas tax and VAT (Source: VEA, date 17.11.2014)



> Fig. 3: Day Ahead, December and Q1/15 prices at NCG VP (Source: ener|gate price data)



> Fig. 4: Average daily OTC volume Day Ahead at the NCG VP, Gaspool VP and TTF (Source: LEBA data, own calculations)



> Fig. 5: Trading liquidity in forward contracts at TTF, NCG and Gaspool (Source: LEBA data, own calculations)

no incentive to withdraw gas from storage facilities. The agreement between Ukraine and Russia on October 30 influenced prices for one day but in principle the agreement was already considered in the price levels. Around November 20, the situation changed, the temperature forecasts were substantially revised, it became cold. The Day Ahead price gained around 2.00 Euro/MWh within a few days. (“Volatility, at last”, a happy trader commented.) The Day Ahead price climbed partly above the December price and withdrawal from storage became more rational. Moreover, unplanned maintenance in the Norwegian North Sea occurred. Nevertheless, traders thought the price spike was exaggerated and when this edition went to press, prices bounced back.

In the forward trading, the price decrease from October continued until mid November, except for one or two days when prices moved in the opposite direction. The dwindling oil price puts pressure on gas prices and long-term weather reports forecast a mild winter (if one is inclined to trust those long-term forecasts). The overall economic performance and hence industrial demand is also weak. Nevertheless – similar to the prompt market – a countermovement started in mid November. The strong prompt pushed forward prices upwards, in particular Q1/15. A level of slightly above 25.00 Euro/MWh is not really high for Q1/15 but the proper level is not yet decided.

Other prices for forward contracts moved in a similar manner. The Summer 15 price climbed from 22.80 to 24.50 Euro/MWh. In mid November, the price had reached a low of 22.20 Euro/MWh. The price for Cal 15 increased from 23.50 to 24.50 Euro/MWh and had its low below 23.00 Euro/MWh. It will be interesting to see how gas prices may react to a further decrease of the oil price. It was heard that demand for oil-linked prices for hedging purposes already started.

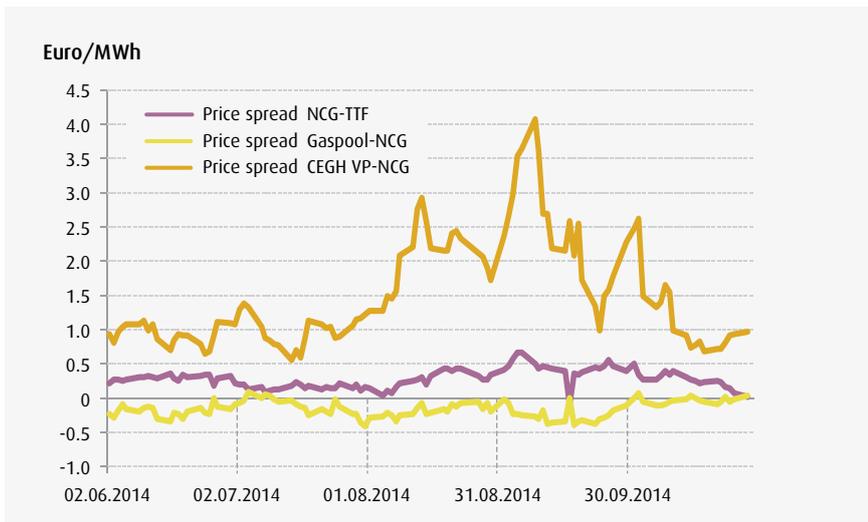
3.1.2.2 Volumes and price spreads

In the short-term trading at NCG VP during November, around 35,900 MW/day were traded on average for the Day Ahead. For the Gaspool VP, the volume was on average 19,000 MW/day. For both hubs, the liquidity was higher than in October, as figure 4 shows.

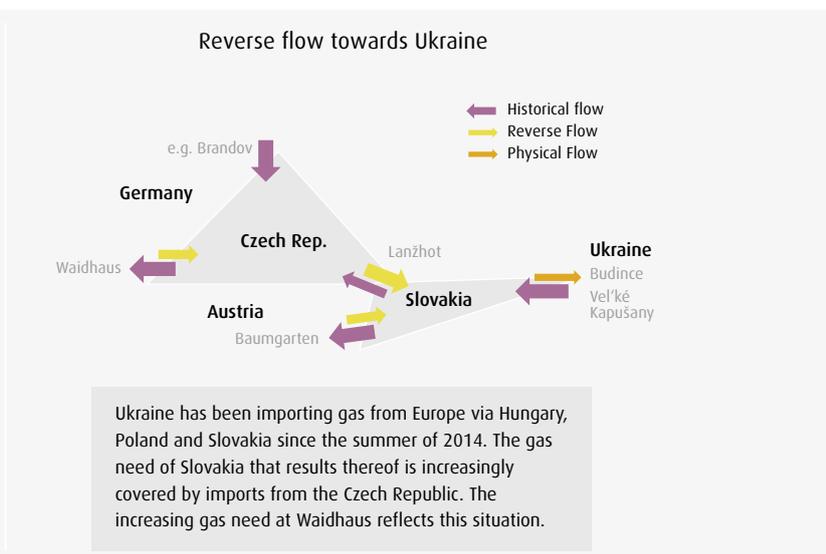
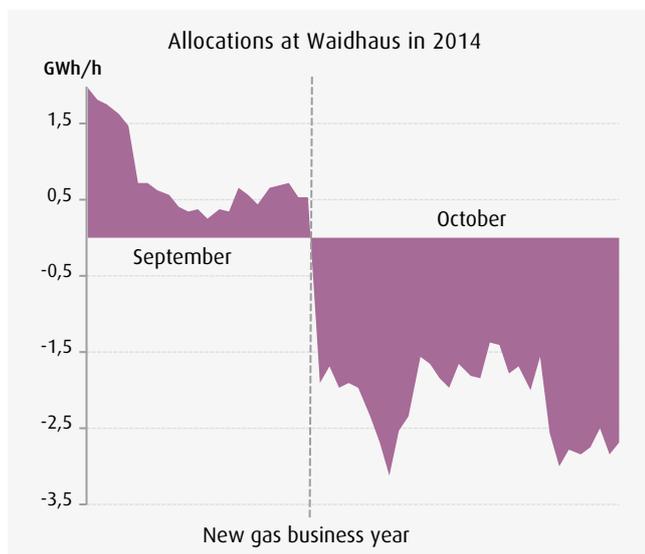
In the forward trading, nothing changed in November regarding the liquidity at the German

hubs and the adjacent TTF. At TTF, the front quarter (Q1/15) was traded much more lively, the liquidity for the other contracts was at the same level as during the previous month. This is also true for NCG VP and Gaspool VP. Q1/15 liquidity almost reached the NCG level of 400 MW/day on average. Still: This is one tenth of the TTF liquidity for that contract (see figure 5).

In the short-term trading, the spreads between the different hubs shrank substantially. Day Ahead at NCG, Gaspool and TTF traded almost on the same level and price premiums for CEGH are significantly reduced (figure 6). The low oil price may have led to lower demand from Eastern Europe where gas prices are linked to oil prices in most import contracts. This assumes that the low oil prices affect the gas prices rather quickly.



> Fig. 6: Day Ahead price spread between NCG VP and TTF, between NCG VP and Gaspool VP and between CEGH VP and NCG VP (Source: LEBA data, own calculations)



> Fig. 7: Allocation in the GRTgaz MEGAL part (Source: GRTgaz Deutschland Newsletter)

01.11. - 25.11.2014	MW/MWh	Number	MW/MWh % Change to previous month	Number % Change to previous month
NCG				
Day Ahead, Weekend (MW)	196,510	4,125	-20.9 %	-19.5 %
Within Day (MWh)	992,746	1,189	11.0 %	2.1 %
Gaspool				
Day Ahead, Weekend (MW)	109,352	2,732	-24.5 %	-16.3 %
Within Day (MWh)	793,550	926	48.6 %	22.5 %
TTF				
Day Ahead, Weekend (MW)	229,127	3,098	11.3 %	3.3 %
Within Day (MWh)	966,103	920	-11.4 %	2.0 %

> Tab. 2: Spot trading at EEX (Source: EEX, own calculations)

Figure 7 on page 41 is taken from the new GRTgaz Deutschland newsletter. It shows that in October a net exit allocation took place at Waidhaus in the GRTgaz MEGAL part. That has never occurred before. The left-hand side of the figure shows that gas transportation from Waidhaus through the Czech Republic and Slovakia to Ukraine is feasible. The relatively high spread between NCG and TTF in October may at least partly result from demand from traders that delivered gas directly to Ukraine.

Just one more remark: Physical reverse flow is technically not possible at Waidhaus. The net exit allocation was only feasible because sufficient forward nominations and allocations were done in the OGE MEGAL part.

The traded volumes for the EEX prompt trading for the three hubs NCG, Gaspool and TTF are shown in table 2 on page 41.

For the first time in a long time, a month without record volumes! The Day Ahead liquidity at the NCG VP and the Gaspool VP was lower than in October. Gaspool bought in November for the first time L-gas at the TTF via the exchange. In total, the volume was 67.000 MWh. Except for an amount of 960 MWh, Gaspool was always the buyer. Usually Within Day deals were made.

Table 3 shows the volumes in the forward trading.

The general trend regarding the liquidity remained unchanged.

3.1.2.3 Market prices for biomethane

Table 4 shows market prices for biomethane in November. Arcanum Energy, a service provider specialised in that sector, provides the prices.

In the coming month, Arcanum expects higher forward prices and slightly higher prompt prices.



Product	Ø-Price (ct/kWh)	Change to previous month (%)	Change to previous year (%)
Spot market	7.06	0.9 %	1.1 %
Forward market	7.06	-0.1 %	-0.7 %

> Tab. 4: Average market prices for biomethane in the spot market (duration < one year) and the forward market (duration > one year) (Source: Arcanum Energy. Prices for delivery at VP; weighted over the different subsidies in different versions of the law on renewable energies)

3.1.3 World Energy Outlook

“Same procedure as every year”: In mid November, the International Energy Agency (IEA) publishes its annual World Energy Outlook. Although mockers argue each year that the forecasts are never correct, the outlook is for many analysts the most important basis of their assessment of future developments in the energy sector. This year the emphasis was put on the oil market and the country that was analysed in more detail was Brazil.

In general, IEA extrapolates the trends of the previous years. For natural gas, this means an unchanged growth rate of 1.6 per cent until 2035 or 2040, respectively. China and India remain the countries with the fastest growth. The Chinese growth rate was a bit decreased compared to 2013 and the forecast for the Indian growth rate was lifted a bit. In OECD-Europe, IEA expects only moderate growth of 0.7 per cent per year.

On the supply side, IEA is even more optimistic about the prospects for gas from unconventional sources than in the 2013 report. The agency does not expect “peak gas” in the US before 2040. In China, an increase of the annual gas production from today 107 to 368 Bcm/year is expected until 2040. 80 per cent will be produced from uncon-

01.11. – 25.11.2014	MW total	MW at Gaspool VP	Clearing MW total	% Change to previous month (total)	% Change to previous month (Gaspool)
Months	5.410	1.774	401	34,7 %	96,9 %
Quarters	301	231	0	32,6 %	44,4 %
Seasons	10	0	0	233,3 %	-100,0 %
Cal	132	11	0	158,8 %	0,0 %

> Tab. 3: Forward trading at EEX (Source: EEX)

ventional sources then. This forecast has some uncertainties, as IEA explains in the report. Scarce water resources in China might be an obstacle for the achievement of the ambitious production targets. Currently, China is in the process of revising the shale gas production targets for 2020. Most likely they will be substantially lowered. But IEA has considered this in the long-term forecast.

Finally, IEA expects for OECD-Europe a sharp increase of gas imports from more than 200 Bcm/y (2012) to 400 Bcm/y until 2040 because the gas resources in Europe are dwindling. A part of the additional imports will come from Russia but in particular from the Middle East and the Caspian Region, as figure 8 shows.

As always, the outlook contains a lot of tables and boxes with analysis of specific topics. And IEA has been pointing out for years that the restriction of global warming to two degrees Celsius compared to the pre-industrialisation age will not be met even considering all political initiatives that are already decided but not yet implemented. Global temperature will increase in the long-run by 3.6 degrees.

3.1.4 Customer switching

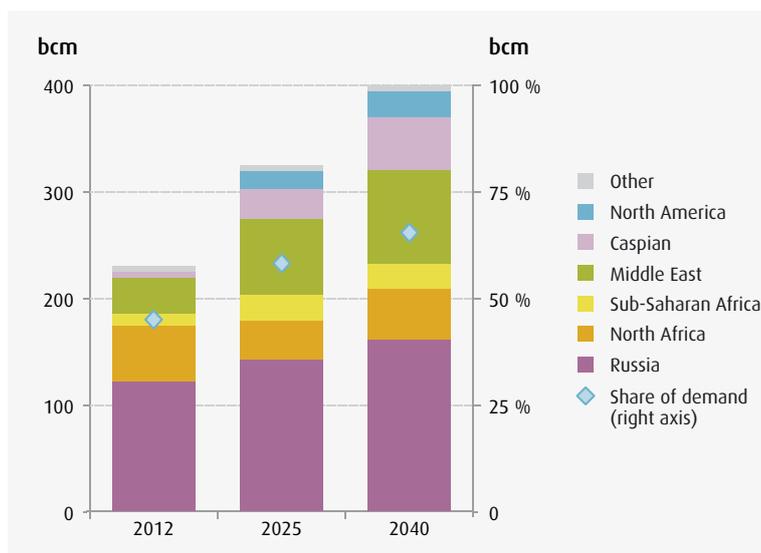
27.6 per cent of all residential gas users in Germany switched their gas supplier at least once since the market liberalisation started. This is the result of a poll that is conducted regularly on behalf of BDEW.

3.2 News on transportation

3.2.1 Network development planning I: Scenario Framework for the NEP 2015

On November 7, BNetzA published its decision on the Scenario Framework for the NEP 2015. BNetzA demands from the transmission system operators (TSOs) different modelling variants than the ones they proposed. The changes are related exclusively to the capacity demand of the distribution network operators (DSOs) connected to all the TSOs:

- The TSOs are obliged to model one variant in which the DSO forecast is considered for the whole planning horizon of ten years. The TSOs proposed that variant only as an option.
- The TSOs are obliged to model a second variant in which the DSO forecast is considered



➤ Fig. 8: Development of the OECD-Europe import portfolio until 2040 (Source: IEA: World Energy Outlook 2014)

only for the first five years. Afterwards, the regionally adjusted TSO forecast from the Scenario Framework is applied. The TSOs proposed this as a mandatory variant as well.

- Optionally the TSOs can model a variant in which the DSO forecast is applied for the first five years and afterwards a constant demand is assumed.

BNetzA rejected the TSOs' proposal to consider in one variant the results of a study that analysed the relation between future development of volumes and capacity (see next story in this edition). The decision of the agency is not very surprising taking into account the discussions during the workshop in August and the written stakeholder statements (*ener|gate Gasmarkt* 09/14, 10/14). BNetzA emphasises in the justification of its decision that it shares the concerns of the DSOs. The TSOs' top-down approach does not consider the regional development properly. BNetzA adds the observation that already today in many regions the local demand for exit capacity from the adjacent TSO network cannot be satisfied with firm capacity from the TSOs. Beyond the prescription of modelling variants, the decision contains at least two issues that may influence the future planning:

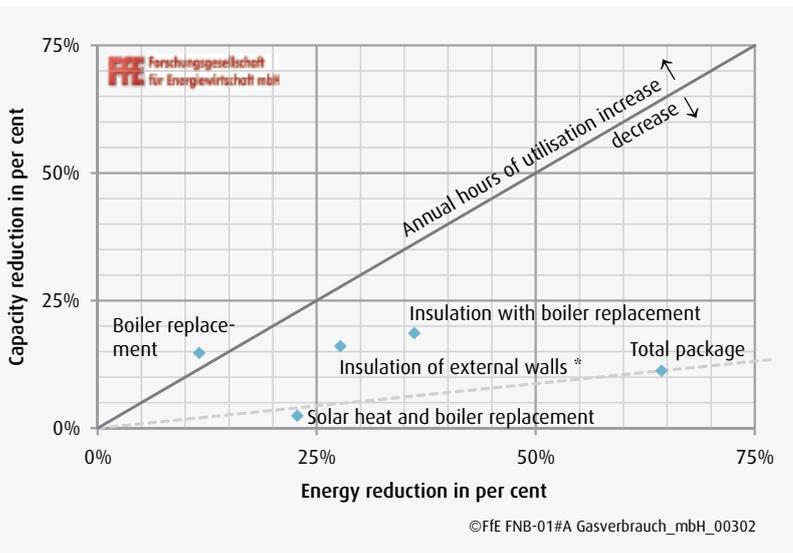
- Until January 16, 2015, the TSOs shall develop criteria for modelling temperature-related capacities (TaK) for network connection points to existing storage facilities and the power plant product DZK for network connection points to existing power plants. The TSOs shall describe under which conditions TaK can be modelled at connection points where

currently only interruptible capacity is offered. This analysis shall also be done for DZK. Furthermore, the TSOs shall analyse under which circumstances the capacity products TaK and DZK can be modelled at connection points where firm freely allocable capacity (FZK) is offered but not booked.

- The TSOs shall provide information about the impact which single network extension projects have on concrete network connection points. They shall publish the point in time and the magnitude of that impact. The DSOs have been demanding such an impact assessment for quite some time. The TSOs argue that such an isolated analysis is not feasible because network extension projects have interrelated impacts on the different parts of the network system.

The TSOs think that the time frame is very tight and that it will be difficult to meet the deadline of April 1, 2015 for the draft NEP 2015: “We are obliged to model two mandatory scenarios now and to do some conceptual work. This is hardly possible in the tight time frame for the finishing of the draft NEP report until April 1, 2015”, the FNB Gas managing director Inga Posch told *ener|gate Gasmarkt*. The BNetzA decision was released rather late.

From the perspective of the storage operators, the modelling of TaK for existing storage facilities is a double-edged sword. At locations where FZK is offered today, the capacity situation will become worse; at locations where interruptible capacity is offered, it will improve.



> Fig. 9: Change of utilisation through different efficiency measures (Source: FfE study).

3.2.2 Network development planning II: Development of volumes and capacity

The “Study about the influencing factors on the future capacity need of distribution system operators“ is finished. FNB Gas published it on November 21. FNB Gas commissioned jointly with the associations DBEW, GEODE and VKU the Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) to conduct the study. The purpose of the survey was to give an answer to the question whether a future decrease of demand leads to a similar decrease of the capacity. TSOs and DSOs have different views regarding this issue (*ener|gate Gasmarkt* 09/14). The result of the study is as follows: If the demand is decreasing, the capacity is also decreasing but to a lesser extent.

The study proposes a dynamic approach for the load factor for annual hours of utilisation. Why? The expected decrease of demand in the residential sector results mainly from measures to increase energy efficiency. This includes a replacement of old boilers. In a number of cases, this is supplemented by installing solar heat applications. Other measures are the insulation of the external walls or a package of different measures. Figure 9 shows that only the boiler replacement increases the annual hours of utilisation because the decrease of capacity is higher than the decrease of the volume. In all other cases, the utilisation decreases.

Over the time, various measures will be conducted in more and more buildings. As a consequence, the annual hours of utilisation will change. Currently, FNB Gas calculates with 2,420 hours/y. According to the FfE analysis, this figure will go down to 2,342 in 2020 and to 2,185 in 2025.

For the industrial sector, it is not possible to find such an unambiguous dynamic relation between volume and capacity as in the residential sector. The factors that influence the relation are too heterogeneous. FfE worked with two different scenarios for that sector: The annual hours of utilisation were assumed as constant or the capacity was assumed as constant, and hence with decreasing volume the hours of utilisation were reduced.

The energy reference forecast for Germany that – like in the Scenario Framework – is used as the demand scenario results in a decrease of demand by 13 per cent until 2025. Applying fixed annual hours of utilisation, capacity demand is reduced even by 14 per cent. If dynamic hours of utilisation are ap-

plied, the capacity demand is only decreased by eight or six per cent, depending on the scenario for the capacity development in the industrial sector.

Most likely the TSOs and DSOs will agree to base the future network planning on the assumption that the capacity decline is smaller than the volume decline. Different sources emphasised the fruitful co-operation of the various associations and companies during the work on the study. They also praised the quality of the study and its results.

Nevertheless, that will not lead too quickly to an agreement on the second major issue on which TSOs and DSOs disagree. As mentioned, FfE uses the energy reference forecast as the input figure for gas demand. FfE uses its own model to break down this demand for Germany for the various German regions. But this is exactly the approach of the TSOs that was fiercely disputed not only during the consultation process of the Scenario Framework for the NEP 2015. Only the methodology for the regional distribution deviates slightly from the TSOs' approach. FfE offers the DSOs an Excel tool that allows the calculation of the future local capacity demand based on the results of the study. But the tool also allows the DSOs to adjust the input data to regional peculiarities. However, it is not clear whether this tool will play any role in the planning process. The TSOs still prefer their top-down approach based on the energy reference forecast. The DSOs demand a bottom-up approach with the local forecast as the starting point. The representative of a DSO pointed out to that conceptual divergence between the two groups of network operators in a first assessment. There will be further discussions about that topic.

These discussions will now take place between TSOs, DSOs, and BNetzA. Among the network operators there seems to be consensus that the recent good co-operation should finally allow to agree on one scenario for modelling. But this will not be the energy reference forecast without amendments.

3.2.3 Network development III: Approval of the NEP 2014

On November 17, BNetzA approved the Network Development Plan (NEP) 2014. The agency refused approval for five of the overall 56 projects. The five concerned projects are reverse flow capacity on the TENP system from South to North, two projects for the low-cal/high-cal gas conver-

sion and two projects at the German-Dutch border. The two L-gas/H-gas projects are not defined precisely enough and the two latter projects were added belatedly.

BNetzA has major concerns about the market need for the TENP reverse flow project of Fluxys TENP and explains them on almost ten pages. BNetzA argues that it recognises the potential contribution of reverse flow capacity from Italy to the Netherlands and finally the UK to the European security of supply. But BNetzA does not see the concrete demand and blames the TSO for the lack of a clear planning basis. Furthermore, BNetzA criticises that no consistent evaluation of the capacity demand is provided. BNetzA agreed to add the project to the European List of Projects of Common Interest (PCI list) but the authority writes now in its reasons for the NEP approval: "BNetzA would not have given its approval if it had known the planning inconsistencies." In Germany, Fluxys TENP wants to build a new pipeline from Stollberg to Eynatten and three compressor stations at the TENP pipeline. Total investment in Germany will be around 110 million Euro. Fluxys TENP started an open season procedure for the project at the end of 2012. The procedure was postponed in April 2013 (*ener|gate Gasmarkt* 07/13) because no solution for an odourisation issue was found. Part of the total project is the provision of new capacity between Switzerland and France but in France the gas is odourised in the high-pressure network. Fluxys TENP had to restart the procedure again in 2013 but later the company decided to stop it completely.

BNetzA emphasises in the document that it will start a new evaluation if Fluxys TENP provides a new planning and new data.

3.2.4 BEATE: Stakeholder workshop

Stakeholders do not expect major changes in the final BNetzA decision on BEATE compared to the draft published in September. That was the common view of participants in the stakeholder workshop which the responsible Beschlusskammer 9 (BK 9) held on October 30. But BK 9 asked stakeholders for additional written statements on the draft until November 17. And the representatives of the Beschlusskammer – according to participants – explicitly invited companies and not only associations to submit their comments. The first statements demonstrated substantial differences also among TSOs and traders on several topics of

the decision (*ener|gate Gasmarkt* 11/14). All controversial topics were discussed during the workshop but BK 9 does not think that a more differentiated design of the decision which would take into account all concerns is useful. One of the reasons is the BK 9 concern that more differentiated rules and the exemptions thereof will be abused. “That was one of the main issues raised by BK 9 during the whole workshop”, one participant commented.

From the BK 9 perspective, the planned high rebates for transportation tariffs at connection points to storage facilities have especially a high potential for an abuse: It has to be avoided that the rebates at storage connection points finally subsidise transportation between market areas, BK 9 warns on one of the slides of the presentation at the workshop. The rebate may incentivise storage users to inject gas in one market area and to withdraw it in the other market area and hence save transportation fees. The storage operators shall explain whether this is a realistic scenario and how the problem can be solved.

Regarding some minor points that are important for the DSOs, clarifications will be made. For example multipliers will not be applied for the internal order of capacities from the DSOs at the TSOs. BK 9 wants to release the final decision still this year. Some observers were a bit sceptical that this will work out. The Beschlusskammer’s slides for the workshop are published on the web page of BNetzA.

3.2.5 Gasunie Deutschland: Conversion from L-gas to H-gas

According to Michael Kleemiß, who is in charge of the conversion of market regions from L-gas to H-gas at Gasunie Deutschland, the conversion process is on the right track. He explained to *ener|gate Gasmarkt* that in 2015 the borough Schneverdingen with around 6,000 households will be the first one where conversion from L-gas to H-gas takes place. Schneverdingen will be connected to an existing Gasunie Deutschland H-gas pipeline. For Mr. Kleemiß the only real bottleneck is the capacity of service companies that change the nozzles at the burners. Currently, only two companies have the necessary certification from the technical association of the gas industry DVGW. By the way, Schneverdingen was obliged to tender the service Europe-wide, a real challenge for a small company. Mr. Kleemiß estimates the share of boilers whose nozzles can-

not be changed anymore in a low one-digit percentage range. Most likely these boilers do not fit with current safety standards anyway.

The future challenge for the whole process is the conversion of storage facilities that cannot be influenced by Gasunie Deutschland: “If storage facilities switch early from low cal to high cal gas where this is feasible, we cannot prevent them from doing so”, he explained his concerns. “But if that takes place, low cal gas capacity might be missing”, he added. Another issue is the uncertainty among distribution network operators regarding the conversion process. Mr. Kleemiß said that he also experiences this uncertainty. In principle, he explained, all processes are described in the co-operation agreement (KoV) but DSOs do not always understand these descriptions. But based on the processes described in the KoV, concrete conversion schedules are negotiated and agreed with each concerned DSO. These schedules supplement the overall concept that is part of the network development plan.

What will be the next steps? In 2016, the network of Stadtwerke Böhmetal and parts of the Avacon network will be converted. An important step will take place in 2017. Conversion in the city of Bremen will begin then. It will last until 2020. During the conversion, the local network operator wesernetz Bremen will presumably shut down the cavern which it operates in the storage facility Lesum in Bremen. The cavern has a working gas volume of 75 million cubic metres. The two remaining L-gas caverns, operated by Storengy, shall provide capacity and system control energy during the conversion process.

Currently, Mr. Kleemiß sees no evidence that the L-gas supply from the Netherlands is declining faster than expected. He is confident that the Netherlands are able to manage the supply. But he pledged very clearly for an extension of the application of the conversion fee beyond 2016 (see *ener|gate Gasmarkt* 11/14). A longer technical separation of the L-gas from the H-gas market area facilitates capacity management towards the adjacent distribution system operators and is important to maintain security of supply.

Mr. Kleemiß wanted to give only a very rough assessment about the plateau level of the general contribution for the market region conversion. It might be around 30 to 40 ct/kWh/h/a (currently 2.282 ct/kWh/h/a).

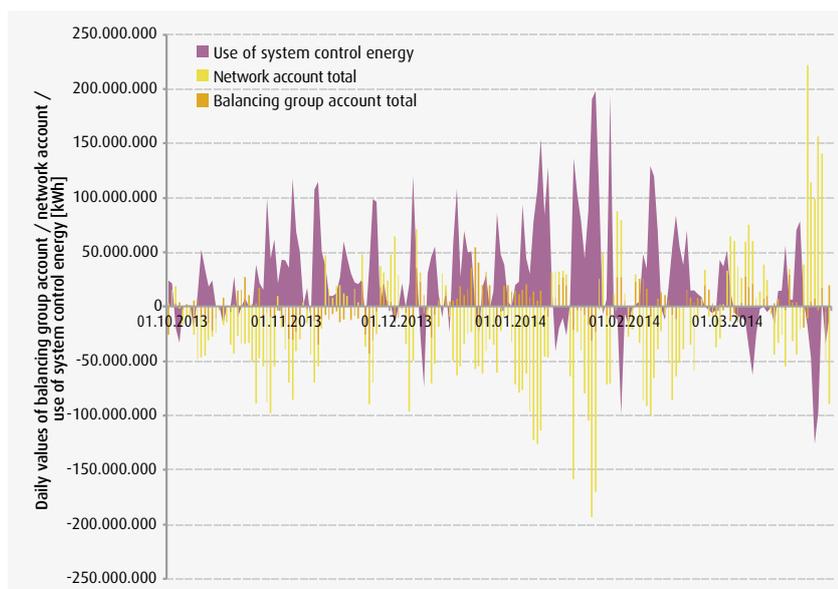
3.2.6 Gaspool: Contribution for system control energy

On October 23, Gaspool organised a shippers' meeting during which the market area operator discussed and explained the reasons for the re-introduction of the general contribution for system control energy (*ener|gate Gasmarkt* 11/14). Figure 10, taken from one of the Gaspool presentations, clearly shows that the use of system control energy was almost exclusively driven by the network accounts. This means that differences between the allocated and effective volumes in the networks of the distribution system operators caused the use of system control energy.

The 50 participants – it was heard – considered the Gaspool explanation that wrong allocations of volumes from distribution network operators who are connected to both market areas were responsible for the high imbalances of the network accounts to be generally plausible. Nevertheless, intensive discussions took place and participants wondered whether the high level of the contribution is justified. They further criticised that Gaspool paid back surpluses from the account in spring and in summer and re-introduced the contribution only a few months later. Finally, they asked whether the newly re-introduced contribution does not “penalise” the managers of balancing groups who actually are not responsible for the development. Whether the problem might be solved for example by transferring money from NCG – where the development should have caused surpluses – to Gaspool is currently a completely open question.

3.2.7 “HoKoWä”

You learn a lot of new words and names when you deal with regulation in Germany. The latest example might be “HoKoWä” or “horizontale Kostenwälzung” or “horizontal cost allocation”. The Network Code Tariff Harmonisation (NC TAR) allows the national regulatory authority to introduce such a horizontal cost allocation and hence uniform tariffs for all TSOs within one market area (*ener|gate Gasmarkt* 05/14). BNetzA's Beschlusskammer 9 (BK 9) held on November 25 (just in time when this edition went to press) a kick-off workshop for a decision procedure on the horizontal cost allocation. (*ener|gate Gasmarkt* is curious to learn the female name BK 9 will give the decision.) Originally BK 9 had the idea to regulate this issue within the BEATE framework. But



› Fig. 10: Balances of the network accounts (Netz-Saldo) and the balancing groups (Bilanzkreis-(BK)-Saldo) during winter 2013/14 (Source: Gaspool presentation at shippers' meeting on October 23 in Berlin)

finally the Beschlusskammer decided to launch a separate procedure under a new title. The TSOs oppose “HoKoWä” (let us stick to this preliminary name for the time being). In the first edition of the GRTgaz Newsletter, the GRTgaz Deutschland managing director Nicolas Delaporte argued that this will eliminate all remaining competition among TSOs. This should also lead to antitrust concerns. The TSOs propose instead a joint methodology for tariff calculation within the market area but individual tariff calculation of each TSO based on that methodology.

3.2.8 OPAL pipeline

The European Commission once more delayed the decision about an approval of the BNetzA, OPAL Gastransport and Gazprom agreement on the OPAL capacity utilisation (*ener|gate Gasmarkt* 12/13, 08/14). The latest deadline is January 2015 now.

3.3 News on storage

3.3.1 Reitbrook

The gas storage facility Reitbrook will no longer be used as a gas storage. Within the GdF Suez Group, Storengy sold the storage to the production company GdF Suez E&P Deutschland. The sales contract was signed on October 31. The responsible mining authority still has to approve the deal but this is more a formal issue. The storage was located in the so-called gas cap of an oil field.

GdF Suez E&P will now stop gas storing and start producing the oil from the field. The company assumes an annual production of 20,000 tons.

The pore storage at Reitbrook (near Hamburg) has been in operation since 1973. The working gas volume is 350 million cubic metres. The maximum injection capacity is 150,000 m³/h and the maximum withdrawal capacity 350,000 m³/h. Storengy was responsible for the operation below ground. Until September 30, 2014, E.ON Hanse was the system storage operator (SSO) and thus in charge of the utilisation and was the owner of all above-ground appliances. The service contract between Storengy and E.ON Hanse expired at the mentioned date.

In principle Storengy could have continued operating Reitbrook as a storage but some investment was necessary. Taking into account the difficult economic environment for the storage business, it seems to be plausible that the Group found an alternative solution.

3.3.2 VNG Gas Storage: Sales processes on easy store

- On November 12, VNG Gasspeicher (VGS) sold capacity for the storage facility Bernburg via its own portal easystore. The capacity is offered for one year starting on April 1, 2015. The capacity was offered on behalf of a customer, a service VGS has been offering since spring. In total, a working gas volume (WGV) of 1,000 GWh with a firm injection capacity of 440 MWh/h and a firm withdrawal capacity of 740 MWh/h was offered. The total WGV was divided into bundles with 10 GWh WGV each. Bidders could choose between the standard bundle with an injection capacity of 4.30 MWh/h and a withdrawal capacity of 7.30 MWh/h or individual configurations. The injection capacity could be chosen in a range between 2.50 and 17.50 MWh/h and the withdrawal capacity in a range between 2.50 and 25.00 MWh/h. Bidders were asked to bid a fixed price. The reservation price was not published. 19 offers were submitted, the capacity was completely sold, although not all bids exceeded the reservation price.
- On December 2, VGS will offer capacity at the virtual trading hub in the Gaspool market area. It is a physical-virtual service because the gas is physically stored in the VGS storage facilities and the user has to consider physical storage

characteristics. In total, one terawatt hour divided into 100 bundles with a WGV of 10 GWh each will be offered. The withdrawal capacity can be chosen in a range between 3.50 and 13.10 MWh/h and the injection capacity in a range between 3.50 and 9.20 MWh/h. The service is offered for the storage year 2015/16 that starts on April 1, 2015. In addition to the fixed storage fee, the user has to pay a transportation fee to and from the virtual trading point that depends on the utilisation of the storage service.

3.3.3 E.ON Gas Storage

E.ON Gas Storage (EGS) has also started the sales season now. For the Austrian storage facility 7Fields, a working gas volume (WGV) of one terawatt hour is offered from April 2015. The total volume is divided into 50 bundles, each with a WGV of 20 GWh, a withdrawal capacity of 10 MWh/h and an injection capacity of 5.56 MWh/h. Duration can be chosen between three, four or five years. Delivery point is either the German NCG market area or, as a further option, the CEGH. Transportation to the NCG market area has to be booked separately either at OGE or at bayernets. EGS already booked capacity to the CEGH VP. The price is the Summer-Winter-spread plus an auction premium. Furthermore, bidders can choose the minimum price with a separate bid. The spread is calculated from the quotation during the quarter before each storage year starts. As in every sales procedure, EGS allows bidders to opt either between the quotation for each day or only for each Tuesday and Wednesday during the price formation period. The variable fee is 0.4831 Euro/MWh on the injected volumes. In addition, EGS charges a system fee of 11,855 Euro.

The company announced further sales procedures in which capacity for the storage facilities Etzel ESE, Kraak, Epe L-gas and Rönne will be offered. With the exception of Rönne, index prices will be offered.

3.3.4 Statoil

On November 12, Statoil offered on store-x virtual storage capacity with two different variants (*ener|gate Gasmarkt* 11/14). For the service where only Day Ahead nominations are possible, eleven offers were made. For the service that allows a Within Day re-nomination, seven offers were made. The capacity was completely sold.

4. Market Structure

4.1 Company strategies and results

4.1.1 VSE

It came at no real surprise that the regional utility VSE Saarbrücken entered the market for system control energy in the gas sector. The company pools local storage facilities and interruptible units to offer their capacity as a portfolio in the market for system control energy. VSE is also active in the market for system control energy in the power sector with decentralised plants. Currently, both units are being merged to allow an optimised operation of one portfolio for system control energy in the gas and power market. The target is one platform for asset optimisation over all commodities.

Readers who think they already heard about that concept before are absolutely right. It is the model developed by Enovos since 2008 (*ener|gate Gasmarkt* 05/12). As reported, Michael Küster, who had developed that concept at Enovos, switched to VSE in mid May this year (*ener|gate Gasmarkt* 06/14). Therefore, *ener|gate Gasmarkt* was not really surprised that VSE announced its initiative. Mr. Küster had always promoted that concept with enthusiasm and he is of course now responsible for the pooling of local storage facilities and the merger of activities in the power and gas market for system control energy at VSE. In the gas sector, VSE intends to offer system control energy with partners in all market and quality areas until the end of the year.

4.1.2 Gas-Union

Gas-Union's earnings before tax dropped sharply from almost 46 million Euro to around 17 million Euro in the business year 2013. One of the main reasons – the annual report released in November explains – were expenditures for exploration drilling in the Dutch North Sea. In total, 24.7 million Euro were spent for the drilling in the field P6-Rotliegend. A second major factor was the financial burden from a long-term gas procurement with a price significantly above the current market price. Gas-Union was in 2013 in an arbitration procedure with the supplier – the name was not released – but until the decision of the arbitration court, the company had to pay the contract price. Already in 2012, a

provision for contingent losses had been made but that was not sufficient to cover the complete gap between the contract and the market price in 2013. In addition to these two factors, Gas-Union had to set aside reserves of four million Euro as a consequence of faulty allocation of volumes to customers.

The arbitration procedure is finished now and the court decision will have a positive impact on the 2014 result. The faulty allocations derive from differences between allocations based on standard load profiles (SLP) and the effective gas consumption of non-hourly metered customers. Gas-Union is not the only company that sees room for improvement in the application of SLPs. Despite the strong decline of the profit, Hugo Wiemer, one of the two Gas-Union managing directors, is satisfied with the outcome. He explained to *ener|gate Gasmarkt*: “The profit after tax in 2012 was lifted by 20 million Euro because exploration expenditures were booked as assets subsequently. The profit in 2013 is within our planning range.”

Gas-Union increased gas sales significantly from 69 to 95 billion kWh. The strong increase came mainly from additional supplies to utilities and traders. The gas sales to customers which are Gas-Union's shareholders increased as well. Gas-Union sold lower volumes than in 2012 to industrial gas users. The overall weaker economic performance and tough competition are responsible for that development, Gas-Union writes in the annual report. For the current business year, Gas-Union expects the same turnover as in 2013 (2.7 billion Euro) and a “positive” result. The volume will be slightly higher than 2013 and will reach almost 100 TWh.

Gas-Union has gained a good reputation in the wholesale business with utilities over the last years. When utilities tender standard trading products or flexible products, Gas-Union often makes attractive offers, different market participants confirm. But, as independent sources told *ener|gate Gasmarkt*, the Frankfurt-based company is also more and more visible in the market for large industrial gas users: “They offer interesting prices and take care of their customers”, a consultant of industrial gas users told *ener|gate Gasmarkt*. Gas-Union tries to extend its service business around portfolio and balancing group

management. The balancing group co-operation of the company is one of the largest in Germany. The upstream business shall also be further developed, despite the high expenditures in 2013. In addition to the 20 per cent share in the P6-Rotliegend field, Gas-Union has a 15 per cent share in a field in the British North Sea. The field is being exploited since 2011; a new drilling was started at the end of 2013 or the beginning of 2014. Whether P6-Rotliegend can still become a success story will not be decided before 2015.

The shareholders must carry a part of the burden of lower earnings and receive only a dividend of ten million Euro for 2013, after 18.2 million Euro in 2012. Shareholders are Mainova (34.27 per cent), E.ON (23.57 per cent), Kraftwerke Mainz-Wiesbaden (15.91 per cent), Städtische Werke Kassel (9.18 per cent), Stadtwerke Göttingen (6.12 per cent) and, since the beginning of 2013, Stadtwerke Essen and ewmr (a joint company of Stadtwerke Bochum, Herne and Witten) with 4.55 per cent each.

Mr. Wiemer thinks that the new shareholding of Essen and ewmr is an important strategic step. It was an asset swap. Essen and ewmr each put a 12.5 per cent share in the Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe as a contribution in kind to the Gas-Union assets (*ener|gate Gasmarkt* 01/14). Together with an equalisation payment, Gas-Union's equity capital was substantially increased. Mr. Wiemer explained the strategic aspect beyond the storage business as follows: "The strengthening of our equity capital improves our credit rating and allows us to cope with all requirements of the trading

business. This also holds for potential new requirements deriving from the financial regulation." Asked whether Gas-Union is interested in a further broadening of the shareholder basis, he replied that this is feasible if it makes sense strategically and if the shareholders agree. Such new shareholdings may offer new market opportunities. Not necessarily for storage assets as in the case of Essen and ewmr but also as a sustainable procurement or sales volume or a reliable business relation beyond gas supplies. "We believe in the business value but also in the human value of such relation networks", Mr. Wiemer emphasised. To the question how the shareholders reacted to the diluting of their share he answered that the asset swap with Essen and ewmr demonstrates that all varying interests can be satisfied. The decision to make the deal was taken unanimously. But currently Gas-Union is not in discussions with any potential partners. Just as a side remark: Gas-Union had started gas supply relations with Stadtwerke Essen already years ago. This had caused some excitement at that time.

Gas-Union wants to grow in the network sector as well. The company took part in the EVG sales process (*ener|gate Gasmarkt* 11/14) but did not submit a binding offer.

4.1.3 Nine-month figures of E.ON, RWE and EnBW

E.ON, RWE and EnBW published their results for the first nine months of 2014. Table 5 shows the sales figures for gas in Germany for the various segments.

Segment	E.ON AG		EnBW		RWE AG			
	TWh	Change to 9M 2013 in %	TWh	Change to 9M 13 in %	RWE Vertrieb		RWE Supply & Trading	
					TWh	Change to 9M 13 in %	TWh	Change to 9M 13 in %
Residential and small commercial customers	14.7	-16.0 %	5.5	-19.1 %	14.4	-26.2 %	-	-
Industrial users	62.0	-28.8 %	43,4	+10,7 %	13.7	-11.0 %	15.7	+10.6 %
Distribution companies	160.8	-34.9 %			29.3	+11.4 %	16.0	-35.5 %
Total, sales	237.5	-32.4 %	48.9	+6.3 %	57.4	-6.2 %	31.7	-18.7 %
Gas trading	434.3	+3.1 %	35.0	+37.3 %	-	-	n. a.	-

> Tab. 5: Gas sales of E.ON, EnBW and RWE in Germany during the first nine months of 2014 (Source: Company reports)

E.ON makes the mild weather in 2014 responsible for the drop of sales volumes in the residential and industrial sector. In the sector distribution companies, the business with banks and energy traders was shifted to the unit Global Trading. That is the reason for the substantial decline of sales in that sector. Gas production increased by 33 per cent to 1.42 Bcm, the main factor was increased production in the Norwegian Skarv field.

Like E.ON, EnBW blames the mild weather for lower sales volumes in the residential sector. But the company emphasises in the interim report that the temperature-adjusted sales figures were higher than during the first nine months of 2013. Industrial customers and distribution companies had to fulfil take-or-pay obligations at the end of the third quarter. This is the reason for the high increase of the sales volumes, EnBW writes in the report.

Obviously the weather was also one of the main factors for the development of the RWE sales. But in the business with distribution companies, RWE was able to overcompensate the weather effect by the acquisition of new customers. RWE Supply & Trading lost one major customer in the wholesale business. For the trading unit, long-term storage and transportation contracts were a burden because it was not possible to generate profit from these assets.

4.1.4 Hanseatic City of Hamburg

Berlin likes to compare itself with Hamburg either jealously or with malicious joy, depending on the topic. Regarding the future of the gas network, Berlin may recognise that in Hamburg the attempt to municipalise the network is also

anything but an easy task. In Berlin, the tender process for the concession to operate the network is currently the subject of legal and anti-trust evaluation (*ener|gate Gasmarkt* 11/14). In Hamburg – different than in Berlin – a majority of citizens voted in favour of the buyback of the power and gas network by the City in a public poll in 2013. Currently, the City of Hamburg has a 25.1 per cent share in the owner and operator of the gas network Hamburg Netz. 74.9 per cent are held by Hansetetz (former E.ON Hanse; shareholders are: E.ON 67.58 per cent, the remaining shares are held by eleven districts of the state of Schleswig-Holstein). Since the poll, the City of Hamburg and Hansewerk are negotiating about the takeover of the 74.9 per cent share. If the negotiations fail, the City of Hamburg has to execute its special cancellation right for the concession agreement at the end of 2014 and tender the concession afterwards. A company of the City could participate in the tender process, the game would be similar to the one in Berlin. If the City does not execute its special cancellation right, the concession agreement does not expire before the end of 2018. The transposition of the result of the public poll would be delayed for a long time. But the deadline for the special cancellation right expires at the end of November 2014. Several newspapers reported that the City of Hamburg asked Hansewerk to agree on an extension of the deadline until the end of December to have more time for negotiations.

Not really a gas issue: The next contest between Berlin and Hamburg is upcoming; both cities would like to be the national candidate that will be in the race for the Summer Olympic Games 2024 or 2028. (Mockers in Berlin say that Berlin would have to apply as a candidate for 2024 in order to get everything finished until 2028.)

5. Personnel

Since November 1, **Jozua Knol** is the new Total Energie Gas (TEG) managing director. He replaces **Christophe Waechter** who headed the company since it was founded in 2010. Mr. Waechter will take a new position in the Total Group. According to Total, TEG is among the 20 largest gas sales companies in Germany (*ener|gate Gasmarkt* 12/13). Mr. Knol was managing director of Gazprom Marketing & Trading Retail Germania located in Walluf (near Wiesbaden). The company offers in Germany power to residential and commercial customers under the trademark Gazprom Energy. Mr. Knol has a lot of sales experience outside the energy sector but no experience in the gas business. **Volker Abt** replaces him at the German Gazprom sales affiliate. Mr. Abt has worked for Yello since 2002. His last position was head of sales at the Yello Strom GmbH. The former Dong Energy manager **Kurt Bligaard Pedersen** is no longer member of the Gazprom retail company management board (*ener|gate Gasmarkt* 07/14).

The contract with the VNG CEO **Karsten Heuchert** was extended in November until 2019. Some market observers were surprised about the extension. During summer, rumours spread in Leipzig that Mr. Heuchert will leave VNG after Wintershall sold its VNG share. Mr. Heuchert was the Wintershall CFO before he switched to Leipzig. At least when he started in Leipzig, he did not look for close relations with the repre-

sentatives of the municipal shareholders, according to a number of sources. This has changed now, according to newer reports. Some observers argue that the extension is part of a trust-building process between the majority shareholder EWE and the municipal shareholders.

The association of the transmission system operators FNB Gas re-elected its board. **Ralph Bahke** (Ontras) remains CEO. **Jörg Bergmann** (OGE) replaces **Axel Botzenhardt** (Thyssengas) as Deputy CEO. **Nicolas Delaporte**, currently member of the board, becomes treasurer and replaces **Kay Borchelt** (Gastransport Nord) who also quits the body. **Frank Heunemann** was newly elected to the board.

Doug Wood replaced **Colin Lyle** as head of gas committee of the European traders' association EFET. Both are veterans of European gas market regulation (for traders perhaps better: gas market liberalisation). Mr. Lyle has been head of the committee since 2002 and has worked as EFET representative on many European regulatory projects. The development of hubs was one of his key subjects. Mr. Lyle is also board member of EFET Deutschland. Mr. Wood had been for a long time the head of gas and power regulation at BP and is therefore also very experienced in regulatory topics. Since summer this year, he has been running his own consultancy business. Mr. Wood has been member of the gas committee since 2000.

6. Market Rumours

A number of market players repeatedly report that the prices for flexibility depend on the buyer's position: "If flexibility is delivered into a sub-balancing account and it is clear that the buyer does not use it for further optimisation but to cover the flexibility need of his or her sales portfolio, it is much cheaper than if the flexibility is supplied into a balancing account of the buyer", one source commented. Other market participants add that discrimination occurs even between customer groups and this can even be seen on the brokers' screens where virtual storage is offered at interesting prices. But as soon as a trading-oriented company clicks on the offer, it suddenly vanishes, one player complained. One even mentioned a rough figure for the price difference. The price for a typical annual contract with an 80 to 120 per cent annual flexibility and an hourly flexibility between zero and more than twice of the average contract quantity varies by 1.00 Euro/MWh between delivery in a sub-balancing account and the account of the buyer.

Wintershall (not Wingas) seems to be extending its trading activities. Market players report that the traders of the oil and gas producer are actively approaching potential new trading partners in Germany. Also L-gas from the German production is offered. Wintershall bought in 2013 and 2014 a number of oil and gas licences in Norway from Statoil and substantially extended its Norwegian gas and oil portfolio. Officially, Wintershall did confirm only partially intensified gas trading or rather gas sales at the hubs. It is business as usual. "Winteshall has been selling its equity production from Germany and the North

Sea itself for decades. As a consequence of the increased equity production in particular in Norway, the volumes increased", was the official reply from Kassel.

It is heard that Gerd von Laffert who was the head of the sub-department "Basic issues of the energy policy" in the Bavarian ministry of economic affairs left the ministry in summer. Allegedly he works for the Munich fair now. Mr. von Laffert had worked very intensively on energy topics and was on the state level one of the representatives with the highest reputation. The Bavarian gas security of supply was one of his main topics (but it is not clear whether he was involved at all in the Bavarian initiative for a strategic storage reserve). Already last year, Mr. von Laffert and the head of the ministry had differing views about the planning of new high voltage power grids, it was heard. Mr. von Laffert is still listed in the official organisation chart of the ministry as one of two heads of the sub-department. A press officer of the department was rather tight-lipped on this issue.

It is heard that the German government intends to simulate the case of a severe gas crisis as part of the exercise LÜKEX (cross-state crisis management exercise) in 2017.

It is heard that the Ministry of Economic Affairs commissioned the study about a German strategic storage reserve and the implications thereof to a consortium of BBH Consulting and Professor Joachim Müller-Kirchenbauer from TU Clausthal-Zellerfeld.

Sie benötigen ein weiteres Bestellformular?
Do you need an order sheet?

Möchten Sie uns weiterempfehlen?
Would you recommend us?

Besuchen Sie uns unter www.energate.de/produkte
oder rufen Sie uns an: +49 201 1022-500

Visit us at www.energate.de/produkte
or call us: +49 201 1022-500

Impressum

Herausgeber / Publisher

ener|gate gmbh
Norbertstraße 5
D-45131 Essen

Tel.: +49 201 1022-500
Fax: +49 201 1022-555
gasmarkt@energate.de
www.energate.de/gasmarkt

Geschäftsführung / Management:

Marc Hüther, Dirk P. Lindgens
Amtsgericht Essen, HRB 24811
Ust.Id.Nr./VAT-ID: DE 291197057
V.i.S.d.P.: Dr. Heiko Lohmann
ISSN-Nr.: 1863-4311

Preis / Price

100,- Euro pro Ausgabe zzgl. MwSt.
100,- Euro per issue + VAT
Mindestlaufzeit des Abonnements:
zwölf Monate
Minimum duration of subscription:
twelve months

Autor / Author

Dr. Heiko Lohmann
Eislebener Straße 3
D-10789 Berlin

Tel.: +49 30 882-4005
lohmann@energate.de
www.energate.de

Design & Satz / Layout & Typesetting

con|energy agentur gmbh
Norbertstraße 5
45131 Essen
Tel.: +49 201 1022-403
Fax: +49 201 1022-399

Redaktionsschluss / Editorial Deadline

26.11.2014

Erscheinungsweise / Frequency of publication

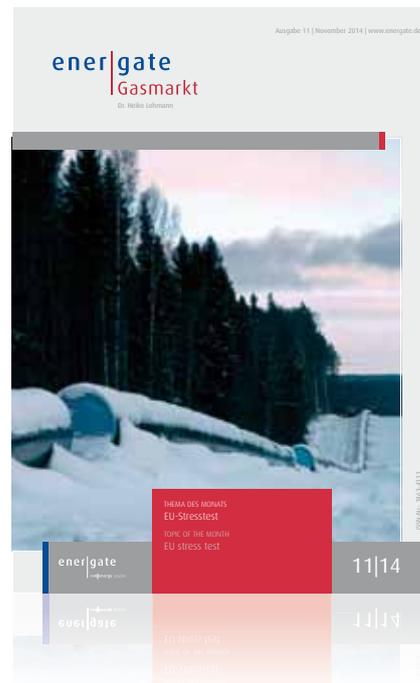
monatlich/zwölf Ausgaben pro Jahr
monthly/twelve issues per year

Sämtliche Informationen wurden mit höchster Sorgfalt erstellt. Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden. Alle Rechte vorbehalten. **Unerlaubte Vervielfältigung ist nicht gestattet!**

Der ener|gate Gasmarkt ist der monatliche Hintergrundbericht für den deutschen Gasmarkt. Er enthält die wichtigsten Entwicklungen zu Rahmenbedingungen, Unternehmen, Netzen, Geschäften, Märkten und Preisen. Abgerundet wird jede Ausgabe durch ein ausführliches Thema des Monats und die Rubriken Gerüchte und Personalien. ener|gate Gasmarkt erscheint in deutscher und englischer Sprache. Der Autor, Dr. Heiko Lohmann, ist ein anerkannter Experte und befasst sich seit Jahren intensiv mit Fragestellungen und aktuellen Themen der Gasbranche.

Erscheinungsweise: Monatlich, Versand als Print- und PDF-Ausgabe.

ener|gate
Gasmarkt



Ihre Bestellung

Hiermit bestelle ich eine Einzellizenz für den Monatsbericht ener|gate Gasmarkt zum Preis von 100,- € / Monat zzgl. MwSt. Die Mindestlaufzeit beträgt zwölf Monate und verlängert sich jeweils um weitere zwölf Monate. Eine Kündigung kann jeweils zum Ende der Laufzeit mit einer Frist von 30 Tagen erfolgen.

Für den Bezug von ener|gate Gasmarkt durch mehrere Mitarbeiter bieten wir attraktive Team- und Unternehmens-lizenzen zu Sonderkonditionen an. Bitte kontaktieren Sie uns für ein Angebot.

Name

Firma

Position

Straße

PLZ, Ort

Telefon

E-Mail (bitte für die Zustellung der PDF-Ausgabe unbedingt angeben)

Datum, Unterschrift

Es gelten unsere Allgemeinen Geschäftsbedingungen!

Datenschutzhinweis:

Ihre persönlichen Daten werden von der con|energy-Gruppe zum Zweck der schriftlichen Kundenbetreuung verwendet. Außerdem werden wir Sie in Zukunft über Produkte und Neuigkeiten informieren. Sie haben jederzeit die Möglichkeit, der Nutzung Ihrer Daten zu Werbezwecken zu widersprechen. Der Widerspruch ist zu richten an: con|energy ag, Abteilung Datenschutz, Norbertstr. 5, 45131 Essen oder per E-Mail an unsubscribe@conenergy.com. Wir werden Ihre Daten nicht an Dritte weitergeben. Folgende Unternehmen sind Mitglieder der con|energy-Gruppe: con|energy ag, con|energy agentur gmbh, con|energy akademie, con|energy unternehmensberatung gmbh, ener|gate gmbh, ener|xess GmbH, energy|app provider gmbh, E-world energy & water GmbH, nymoen|strategieberatung gmbh & co. kg.

ener|gate
con|energy gruppe

ener|gate gmbh
Norbertstraße 5
D-45131 Essen

Tel.: +49 201 1022-500
Fax: +49 201 1022-555
kundenservice@energate.de
www.energate.de

Bitte senden Sie das ausgefüllte und unterschriebene Bestellformular per Fax an +49 201 1022-555

ener|gate
con|energy gruppe

ener|gate gmbh | Norbertstraße 5 | 45131 Essen | info@energate.de | www.energate.de