

Bewegung im deutschen Gasmarkt – Beiträge unter den Decknamen GABi und KOV III

Christoph Aretz und Christof Niehörster

Gaswirtschaft, Kooperationsvereinbarung, Bilanzierungsregeln, Gastag

Nach dem Spiel ist vor dem Spiel. Diese alte Fußballerweisheit lässt sich mittlerweile auch auf den deutschen Gasmarkt übertragen: Nach der Kooperationsvereinbarung ist vor der Kooperationsvereinbarung. Inzwischen liegt den Marktteilnehmern die dritte Kooperationsvereinbarung¹ vor. Viele Neuerungen, insbesondere die Interpretation des GABi-Gas-Beschlusses BK7-08-002, sind bereits zum neuen Gaswirtschaftsjahr umzusetzen. Dabei reicht der zu bewältigende Aufgabenkatalog von kleineren Anpassungen bestehender Prozesse bis hin zu kompletten Paradigmenwechseln.

After the game is before the game. This old soccer truth can now be applied to the German gas market: After the cooperation agreement is before the cooperation agreement. By now, the market participants deal with the third cooperation agreement. Many alterations, especially the interpretation of the GABi-Gas-Decision BK7-08-002, have to be implemented as early as the start of the new business year in the gas sector. In doing so, the gas economy has to deal with a catalogue of jobs ranging from smallish adjustments in existing processes to outright replacements of paradigm.

1. Ablauf des Gastags gemäß GABi

Bei der Abwicklung des Gastages müssen sich Ausspeisernetzbetreiber (ANB), Bilanzkreisnetzbetreiber (BKN) und Bilanzkreisverantwortliche (BKV) auf die neuen Bilanzierungsregeln einstellen.

Die EU-Verordnung über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen (Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, Artikel 7, Absatz 1) fordert, dass Ausgleichsregeln auf gerechte, nicht diskriminierende und transparente Weise konzipiert werden, auf objektiven Kriterien beruhen sowie tatsächliche Netzerfordernisse widerspiegeln. Nach Möglichkeit sollen Entgelte kostenorientiert sein und Anreize zu ausgeglichener Bilanzkreisführung bieten (Absatz 3). Diesen Vorgaben inklusive der Transparenzanforderungen (Artikel 6) ist die Bundesnetzagentur mit ihrem GABi-Gas-Beschluss gefolgt. Der Anspruch an die Dienstleistungen der Netzbetreiber zur Bilanzierung und Bereitstellung von Ausgleichsleistungen ist deutlich gestiegen. Daraus resultiert unter anderem, dass die Abwicklung eines regulären Gastags ab dem 01.10.2008 für alle Marktpartner einen höheren Automatisierungsgrad verlangt.

Die neue Gestaltung des Gastags folgt dem Ziel höherer Transparenz und geringerer Diskriminierungspotenziale im Wettbewerb. Grundsätzlich führen Informationsasymme-

trien dazu, dass Marktungleichgewichte aufgebaut werden. Durch Transparenz und symmetrisch vorliegende Informationen haben alle Marktpartner die Möglichkeit, näher an ein wirtschaftliches Optimum zu kommen. Dies war in der Vergangenheit in der Gaswirtschaft nicht gesichert: Vielen Wettbewerbern standen nicht ausreichend Informationen zur Verfügung, um wirtschaftliche Risiken bewerten und minimieren zu können. Zukünftig wird dieser Missstand durch tägliche und untertägige Datenmeldungen reduziert (Bild 1).

Ab dem 1.10.2008 hat der Ausspeisernetzbetreiber täglich die Aufgabe, Lastgänge vom Vortag auszulesen und diese bis 12.00 Uhr – ohne Ersatzwerte und Brennwertkorrektur – an den Bilanzkreisnetzbetreiber zu melden. Bis zum gleichen Zeitpunkt muss er außerdem die Netzbilanzierung bzw. Allokation durchführen und deren Ergebnisse bilanzkreisscharf an den Bilanzkreisnetzbetreiber melden. Nach 12.00 Uhr wird er erneut Lastgänge für den untertägigen Zeitraum von 06.00 bis 12.00 Uhr auslesen und diese bis 18.00 Uhr – ebenfalls ohne Ersatzwerte und Brennwertkorrektur – an den Bilanzkreisnetzbetreiber melden. Parallel zu diesen Aufgaben führt der Ausspeisernetzbetreiber monatlich für Kunden mit registrierender Lastgangmessung (RLM-Kunden) bzw. jährlich für Standardlastprofil-Kunden (SLP-Kunden) die Mehr-/Mindermengenabrechnung durch (siehe unten).

Christoph Aretz und Dr.-Ing. Christof Niehörster, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Alfonsstraße 44, D-52070 Aachen.

¹ Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, Änderungsfassung vom 29.07.2008

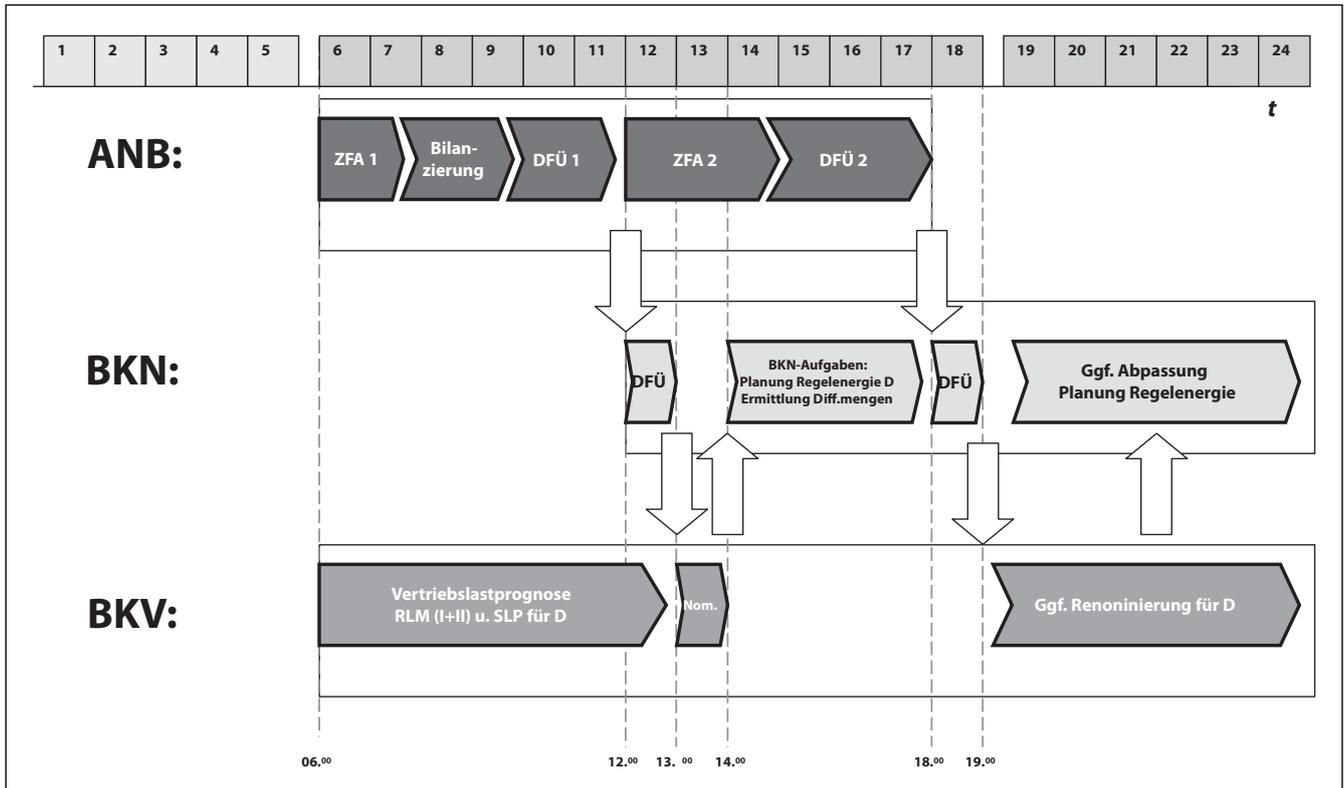


Bild 1. Tagesverlauf für Ausspeisenetzbetreiber (ANB), Bilanzkreisnetzbereiber (BKN) und Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) nach GABi und BDEW-Leitfaden – Geschäftsprozesse zur Führung und Abwicklung von Bilanzkreisen bei Gas.

Der Bilanzkreisnetzbetreiber fungiert ab dem 01.10.2008 als Daten-Clearingstelle. Er empfängt nach 12.00 Uhr die Bilanzierungsergebnisse aller in seinem Marktgebiet angesiedelten Ausspeisenetzbetreiber und aggregiert diese bilanzkreis- und kundengruppenscharf. Anschließend leitet er diese bis 13.00 Uhr an die Bilanzkreisverantwortlichen weiter. Bis 14.00 Uhr empfängt der Bilanzkreisnetzbetreiber von den Bilanzkreisverantwortlichen kundengruppenscharfe Nominierungen und kann ab 14.00 Uhr den Status für jeden Bilanzkreis in seinem Marktgebiet feststellen und den Regel- und Ausgleichsenergiebedarf für den Belieferungstag planen. Ab 18.00 Uhr übermittelt der Bilanzkreiskoordinator die untertägigen RLM-Lastgänge aggregiert bis 19.00 Uhr an die Bilanzkreisverantwortlichen. Gegebenenfalls kann er anhand der ihm nun vorliegenden Informationen seine Bedarfseinschätzung für Regel- und Ausgleichsenergie für den Tag der Belieferung anpassen.

Der Bilanzkreisverantwortliche plant und prognostiziert seinen Gasbedarf für den Belieferungstag bis ca. 13.00 Uhr. Zu diesem Zeitpunkt erhält er zum einen die Allokationsergebnisse der Bilanzierung vom Ausspeisenetzbetreiber. Diese wird er in der Regel nicht mehr verändern, da der Grundsatz gilt: „Allokiert ist gleich nominiert“. Als weitere Information erhält er zum anderen die aggregierten Lastflüsse der RLM-Kunden vom Vortag. Diese Informationen gleicht der Bilanzkreisverantwortliche mit seiner vorbereiteten Prognose ab, passt diese bei Bedarf an und meldet die Nominierung bis 14.00 Uhr dem Bilanzkreisnetzbetreiber. Ungleichgewichte, die sich aus der Prognoseannahme und der letztendlichen Nominierung ergeben, können nun für den nächsten

Tag durch den Zu- oder Verkauf von Gas ausgeglichen werden. Da jedoch bislang in den Marktgebieten keine ausreichend Liquidität besteht, ist diese skizzierte Aktivität der Bilanzkreisverantwortlichen ein theoretisches Modell. Ob ein „beliebiger“ Bilanzkreisverantwortlicher im RLM-Kunden-segment überhaupt eine Chance hat, kurzfristig seine Nominierung der Prognose anzupassen, erscheint fraglich. Immerhin ist davon auszugehen, dass sich das Angebot kurzfristiger Produkte mit steigender Nachfrage vergrößern wird.

Ab 19.00 Uhr erhält der Bilanzkreisverantwortliche über den Bilanzkreiskoordinator untertägige Daten vom Ausspeisenetzbetreiber und kann dann gegebenenfalls seine Nominierung anpassen und für den laufenden Belieferungstag eine Re-Nominierung abgeben. An dieser Stelle kommt die gleiche Kritik auf: Wie realistisch ist es, dass ein „beliebiger“ Bilanzkreisverantwortlicher zu dieser Tageszeit einen Handelspartner findet, der ihm durch An- oder Verkauf von Mengen hilft, seine Re-Nominierung zu erfüllen bzw. eine Kostensenkung zu erreichen?

Die untertägige Datenbereitstellung ist aus der Sicht des Ausspeisenetzbetreibers durchaus zu realisieren, aber sie bedarf eines enormen Aufwands. Händische Vorgehensweisen erscheinen kaum noch möglich, denn eine effiziente tägliche Durchführung muss gewährleistet sein. Das Auslesen der RLM-Lieferstellen muss entsprechend ferngeregelt sein, was derzeit noch nicht in allen Netzen realisiert worden ist. Die Forderung aus dem GABi-Beschluss zieht kurzfristige Investitionen zum 01.10.2008, bzw. spätestens zum 01.04.2009 („letzte Galgenfrist“), im Bereich Zähl- und Mess-

wesen nach sich, die letztendlich der Endkunde zahlen wird. Ob die erhoffte Wettbewerbsdynamik als Folge einfacherer Prozesse und geringerer Risiken für Transportkunden dies kompensieren kann, bleibt abzuwarten. Eine positive Auswirkung auf den Energiepreis erscheint derzeit nicht sichtbar.

Aus Sicht des Bilanzkreisverantwortlichen ergibt sich aus der täglichen Bilanzierung und Datenmeldung durchaus ein großer Vorteil. Bezogen auf den SLP-Kundenbereich hat der Bilanzkreisverantwortliche zukünftig kein Nominierungsrisiko, da der Grundsatz „allokiert wie nominiert“ gilt. Die Bewertung der Information über den Verbrauch des RLM-Kunden-Segments ist dagegen differenziert zu betrachten. Hat der Bilanzkreisverantwortliche einen direkten Beschaffungs- oder Verbrauchszugriff, so kann er seine Portfolien entsprechend der aktuellen Daten steuern. Zu viel beschaffte Energie kann beispielsweise eingespeichert oder in einem Kraftwerk verstromt werden. Zu wenig beschaffte Energie kann z. B. per Speicherzugang zur Verfügung gestellt werden. Diese Möglichkeiten werden am Markt jedoch entweder beschränkt angeboten bzw. sind für viele Marktteilnehmer nicht verfügbar. Dadurch kann der Nutzwert der kurzen Informationszyklen nicht vollständig ausgeschöpft werden.

2. Auswirkungen der Vorgaben zum Netzkonto auf die Mehr- bzw. Mindermengenabrechnung

Eine weitere starke Auswirkung des GABi-Beschlusses auf die heute bestehenden Prozesse bei Netzbetreibern findet sich bei der Abwicklung der Mehr- und Mindermengenabrechnung, die heute nur in Ausnahmefällen stattfindet.

Die Bundesnetzagentur beschreibt im Beschluss BK7-08-002 das Netzkonto als Steuerungsinstrument, welches Informationen über Ein- und Ausspeisungen an einem Netzkoppelpunkt liefert. Diese Information hat keine monetären Auswirkungen auf den Netzbetreiber, da alle Differenzmengen an den Bilanzkreisnetzbetreiber weitergegeben werden und in Form der Regelenergieumlage an alle Marktteilnehmer innerhalb der Tagesbilanzierung (SLP u. RLMmT²) sozialisiert werden.

Es ist jedoch anzunehmen, dass es ein Ziel der Bundesnetzagentur ist, die Regelenergieumlage in allen Marktgebieten anzugleichen. Das hätte den Vorteil, dass in allen Marktgebieten ein zumindest annähernd gleich hoher Preis-

bestandteil für alle Transportkunden in die Endkundenpreiskalkulation einzubeziehen wäre. Anreize für die Belieferung aus bestimmten Marktgebieten im Bereich von Marktgebietsüberlappungen würden damit abgebaut, mögliche Markteintrittsbarrieren im Bereich von Marktgebietsüberlappungen durch unterschiedlich hohe Regelenergieumlagen könnten vermieden werden.

Hieraus wird seitens der Bilanzkreisnetzbetreiber die Forderung in Richtung Ausspeisenetzbetreiber erwachsen, die Differenz im Netzkonto möglichst gering zu halten, um damit auch den Saldo des Umlagekontos³ möglichst gering zu halten. Es wurden bereits Regelungen kommuniziert, nach denen das Netzkonto zum Monatsende wirtschaftlich auszugleichen sei, was der Regulierer aber bislang ablehnt.

Die zugrunde liegenden Differenzmengen am Netzkoppelpunkt sind die Mengen, die sich aufgrund von Prognosewerten und Ist-Lastflüssen ergeben. Letztendlich spiegeln sie in Summe die Mehr-/Mindermengen eines Netzes in einer bestimmten Periode wider. Mehr-/Mindermengen entstehen dadurch, dass der Gasbezug einer Lieferstelle nicht mit der bilanzierten Menge übereinstimmt, und zwar im Regelfall nur dort, wo kein gemessenes Profil vorhanden ist, also im Standardlastprofilbereich. Der tatsächliche Verbrauch nach Ablesung stimmt sogar in der Regel nicht mit dem für die Ableseperiode prognostizierten Verbrauch überein. Für diese Differenz steht dem Transportkunden ein Mehr-/Mindermengenausgleich zu.

Mehr-/Mindermengen können im Modell der täglichen Bilanzierung nun aber auch bei Kunden mit Lastgangmessung entstehen, wenn bei der technischen Mengenermittlung noch keine endgültigen, nach G685 abrechnungsrelevanten Brennwerte vorliegen. Eine Korrektur dieser Differenz findet laut KoV III, Anlage 3, § 30 erst am 29. Werktag nach Belieferung statt.

Der Mehr-/Mindermengenausgleich hat zwar keine Bilanzkreisauswirkung, sondern dient nur zur Kompensation der ungenauen Datenbasis, die vor dem Belieferungszeitraum als Prognosegrundlage vom Transportkunden auf Bilanzkreisebene angewendet wurde. *Bild 2* skizziert das Mehr-/Mindermengeneinkasso nach GABi.

Zukünftig wird also das Interesse an einer ordnungsgemäßen Mehr-/Mindermengenabrechnung seitens des Bilanzkreisnetzbetreibers wachsen, denn ohne Abrechnung der Mehr-/Mindermengen ist das Umlagekonto nicht vollständig geführt.

Der Ausspeisenetzbetreiber wird zukünftig gemäß KoV III neben der Abrechnungsfunktion nur noch eine Inkassofunktion für den Bilanzkreisnetzbetreiber übernehmen. Ungeklärt hierbei erscheint noch die Übernahme der damit verbundenen Inkasso- und Zinsrisiken. Der Ausspeisenetzbetreiber trägt u.U. das Zahlungsausfallrisiko, das entsteht, wenn der Bilanzkreisnetzbetreiber Forderungen stellt, die der Transportkunde jedoch nicht begleicht. Eine endgültige Bewertung dieses Risikos kann erst nach gelebter Praxis stattfinden. Erfahrungen aus dem Strommarkt zeigen, dass die Mehr-/Mindermengenabrechnung von den Transportkunden sehr unterschiedlich beurteilt wird. Im Gasmarkt wird die Situation jedoch eine andere sein, da der Bilanzkreisnetzbetreiber die Mehr-/Mindermengenabrechnung

² Der Zeitreihentyp RLMmT umfasst Allokationen an den Ausspeisepunkten zu RLM-Kunden im Tagesregime bzw. Wahl-Großverbrauchern mit Tagesband (mT).

³ Zur Berechnung der Regelenergieumlage richtet der Bilanzkreisnetzbetreiber für das Marktgebiet ein Umlagekonto für Kosten und Erlöse für Regel- und Ausgleichsenergie sowie Mehr-/Mindermengen ein. Auf dieses Konto werden im wesentlichen Erlöse aus positiver Ausgleichsenergie und Kosten für negative Ausgleichsenergie, Erlöse aus Strukturierungsbeiträgen sowie Kosten und Erlöse aus der Beschaffung oder Veräußerung von externer Regelenergie verbucht. Darüber hinaus werden in das Umlagekonto Kosten und Erlöse der vom Ausspeisenetzbetreiber gegenüber dem jeweiligen Transportkunden abgerechneten Mehr-/Mindermengen aufgenommen.

Analytisches Verfahren: Ablesung in Summe = Bilanzierung in Summe

Ablesung Lieferant A	Ablesung Lieferant B	Ablesung Lieferant C	Ablesung Lieferant D
Bilanzierung Lieferant A	Bilanzierung Lieferant B	Bilanzierung Lieferant C	Bilanzierung Lieferant D

Ablesung Lieferant A	A -1	Ablesung Lieferant B	B -1	Ablesung Lieferant C	C -1	Ablesung Lieferant D	D +3
Bilanzierung Lieferant A	Bilanzierung Lieferant B	Bilanzierung Lieferant C	Bilanzierung Lieferant D				

Im analytischen Verfahren wird die Ablesung mit der analytischen Bilanzierung verglichen und es findet nur eine Umverteilung der gesamten Mehr-/Minderungen statt

$$A + B + C = D \text{ oder } A+B+C-D = 0 \text{ €}$$

Aufwand für den Netzbetreiber, aber Nullsummenspiel!

Synthetisches Verfahren: Ablesung ≠ Bilanzierung, weil Restlast nicht verteilt wird

Ablesung Lieferant A	Ablesung Lieferant B	Ablesung Lieferant C	Ablesung Lieferant D
Bilanzierung Lieferant A	Bilanzierung Lieferant B	Bilanzierung Lieferant C	Bilanzierung Lieferant D

Ablesung Lieferant A	A -1	Ablesung Lieferant B	B -1	Ablesung Lieferant C	C -1	Ablesung Lieferant D	D -1
Bilanzierung Lieferant A	Bilanzierung Lieferant B	Bilanzierung Lieferant C	Bilanzierung Lieferant D				

Im synthetischen Verfahren wird die Ablesung mit der synthetischen Bilanzierung verglichen. Die Bilanzierungsergebnisse stehen in keinem Bezug zur Netzlast und Mehr-/Minderungen heben sich nicht auf.

$$A + B + C \neq D \text{ oder } A+B+C+D \neq 0 \text{ €}$$

Aufwand und zusätzliches finanzielles Risiko des Netzbetreibers!

Bild 2. Ausgleich von Mehr- und Minderungen im synthetischen und im analytischen Bilanzierungsverfahren.

benötigt, um sein Umlagekonto nach einer Belieferungsperiode glatt zu stellen (*Bild 3*).

Durch die Wahl des analytischen Bilanzierungsverfahrens kann der Ausspeisenetzbetreiber sein Netzkonto nahezu glatt stellen und somit Risiken minimieren. Wie *Bild 2* zeigt, gibt es im analytischen Verfahren genauso wie beim synthetischen Bilanzierungsverfahren Mehr-/Minderungen im Verteilnetz. Eine Weitergabe der auch hier entstandenen Differenzmengen zwischen Prognose- und Ist-Verbrauch findet nicht statt. Die Differenzmengen werden täglich über die Zerlegung des Restlastgangs auf alle Transportkunden verteilt. Die Regelenergieumlage wird an dieser Stelle durch das Bilanzierungsverfahren in der Summenbetrachtung nicht beeinflusst. Im Zuge der Mehr-/Minderungenabrechnung findet somit nur eine Umverteilung einer Menge unter den einzelnen Transportkunden statt, die im Saldo Null ergibt.

Für Ausspeisenetzbetreiber und Bilanzkreisnetzbetreiber bedeutet dies im Gegensatz zur Situation beim synthetischen Verfahren den Wegfall des Zinsrisikos, da sie nur einen Verteilungsmechanismus von Rechnungen und Gutschriften organisieren müssen.

Es ist davon auszugehen, dass es zwischen der Abrechnung der Mehr/Minderungen, sei sie gradtags-gewichtet oder sigmoid-verteilt, zu einem Ungleichgewicht zwischen Verursachungszeitpunkt und Abrechnungszeitpunkt kommen wird. Der Bilanzkreisnetzbetreiber hat ein Interesse, dass die Mehr-/Minderungenabrechnung betragsmäßig möglichst gering ausfällt, da er bis zur tatsächlichen Abrechnung, in der Regel ein Jahr, die Zwischenfinanzierung der Ausgleichsenergie stellt und damit zumindest ein Zinsrisiko trägt.

Somit entsteht auch für den Bilanzkreisnetzbetreiber aufgrund der Notwendigkeit die Mengen transparent darzustellen und der Vermeidung eines Zinsrisikos ein gewisses Interesse an der Durchführung des analytischen Bilanzierungsverfahrens, da durch die Verteilung des Restlastgangs keine Differenzmengen zum Bilanzkreisnetzbetreiber weiter gereicht werden, sondern auf das Ausspeisenetz bezogen verursachungsgerecht verteilt werden.

De facto würde der Bilanzkreisnetzbetreiber das Finanzierungsrisiko über die angepasste Nominierung umgehen. Der Abwicklungsaufwand des Ausspeisenetzbetreibers wür-

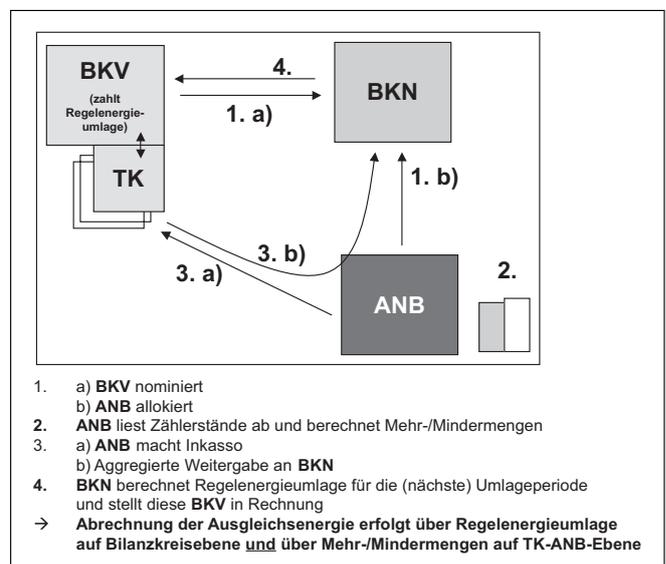


Bild 3. Mehr- und Minderungenabrechnung nach GABi bzw. KOV III.

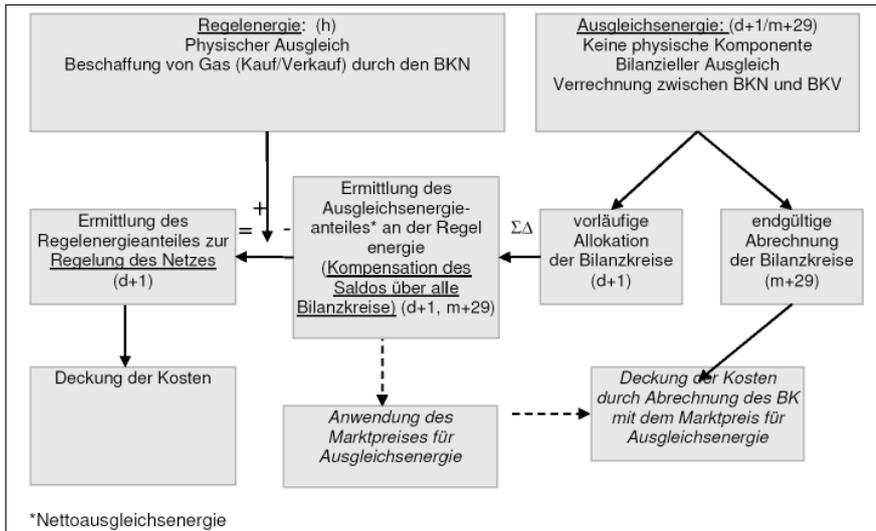


Bild 4. Identifikation von Regel- und Ausgleichsenergie (QUELLE: Bundesnetzagentur, Regel- und Ausgleichsenergiemarkt in Deutschland – Modellkonzept BDEW/VKU/GEODE, 15. Februar 2008).

de sich nach Implementierung des Verfahrens auf die jährliche Mehr-/Minderabrechnung beschränken, die aber lediglich eine Umverteilung ohne monetäres Risiko darstellen würde.

Das Netzkonto soll nach GABI bzw. KOV III keine direkten monetären Auswirkungen auf den Netzbetreiber haben, aber es kann z. B. zur Darlegung gegenüber der Bundesnetzagentur eingesetzt werden. Das Netzkonto wird somit nicht nur eine physikalischen Steuerungsfunktion haben, sondern indirekt zur Überwachung der ordnungsgemäßen Mehr-/Minderabrechnung durch Bilanzkreisnetzbetreiber und Regulierer dienen. Der Bilanzkreisnetzbetreiber wird ein erhöhtes Interesse daran haben, dass die Mengen im Netzkonto durch die Mehr-/Minderabrechnung ausgeglichen werden.

Es ist davon auszugehen, dass in Zukunft die Höhe der Regelenergieumlage und das Umlagekonto selbst in den Fokus der Bundesnetzagentur rücken werden. Der Bilanzkreisnetzbetreiber benötigt zur Reduzierung der Regelenergieumlage eine eindeutige Zuordnung der Mehr-/Minderabrechnung. Der Zusammenhang zwischen Regelenergie und Ausgleichsenergie wird in *Bild 4* verdeutlicht. In der Praxis steht der Bilanzkreisnetzbetreiber vor dem Problem, dass eine jährlich Abrechnung von Mehr-/Minderabrechnung ungleich der stündlich benötigten Struktur der Regelenergie ist. Die Feststellung, was Ausgleichsenergie und was Regel-

energie ist, wird zukünftig nur annäherungsweise möglich sein. Eine Abgrenzung beider Positionen wird nur über gradtags-gewichtete Tagessummen möglich sein, da im SLP- und RLMmT keine Informationen mit höherer Granularität zur Verfügung stehen. Ohne eine vollständige Mehr-/Minderabrechnung je Ausspeisenetzbetreiber kann die Regelenergieumlage also negativ beeinflusst werden.

3. Fazit

Mit den Beschlüssen „GeLi Gas“ und „GABI Gas“ hat die Bundesnetzagentur eindeutige Leitplanken für mehr Wettbewerb im deutschen Gasmarkt geschaffen bzw. weiter konkretisiert. Es ist festzustellen, dass die Belieferung

von Letztverbrauchern einfacher geworden ist, aber der Abwicklungsaufwand für einzelne Marktpartner enorm zunimmt. Besonders hervorzuheben sind die Rollen des Bilanzkreisnetzbetreibers als „Bilanzkoordinator und Datenclearingstelle“ und des Ausspeisenetzbetreibers als „Zähl- und Messknecht“. Fast alle Netzbetreiber werden in weitere Automatisierungen und EDV-Lösungen investieren müssen. Vor dem Hintergrund eines „effizienten Netzbetriebs“ muss zukünftig abgewogen werden, welche Prozessschritte auf welche Weise bestmöglichst abgewickelt werden können. Eine detaillierte Betrachtung der Geschäftsprozesse ist notwendig, um die gestiegenen Anforderungen erfüllen zu können. Ob die eindeutig vorliegenden Zusatzaufwendungen jedoch auch zu Zusatzerlösen für die Netzbetreiber führen werden, bleibt abzuwarten.

Eine Bewertung der Beschlüsse durch den einzelnen Marktpartner ist sehr schwierig und wird sehr unterschiedlich ausfallen. Wie die Überarbeitung der Kooperationsvereinbarung zeigt, erscheinen die Umsetzungsvorgaben an einigen Stellen leider weder eindeutig noch konstant.

Die Bundesnetzagentur wird sich in die Pflicht genommen fühlen, mit schlüssigen und durchdachten Modellerweiterungen bzw. -änderungen allen Marktpartnern eine höhere Effizienz zu ermöglichen sowie eine Planungssicherheit zu gewährleisten, die über das nächste Gaswirtschaftsjahr hinaus geht.