



**EFET Deutschland**  
Verband deutscher Gas- und Stromhändler e.V.  
Schiffbauerdamm 40  
10117 Berlin  
Tel: +49 30 2655 7824  
Fax: +49 30 2655 7825  
[www.efet-d.org](http://www.efet-d.org)  
[de@efet.org](mailto:de@efet.org)

EFET Deutschland, Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
- Beschlusskammer 7 -  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn**

Per E-Mail an: [Bilanzierung.Gas@BnetzA.de](mailto:Bilanzierung.Gas@BnetzA.de)

**Aktenzeichen: BK7-14-020  
2. Konsultation**

**Berlin, den 12.09.2014**

---

**Stellungnahme von EFET Deutschland zum Festlegungsverfahren zur Bilanzierung Gas (Umsetzung  
Netzkodex Gasbilanzierung) – 2. Konsultation**

---

Im Namen von EFET Deutschland bedankt sich die German Task Force Gas (GTFG) für die gegebene Gelegenheit zur Stellungnahme im Rahmen der Umsetzung des **Networkcode Balancing**. Die GTFG hatte bereits im Rahmen der ersten Konsultation zur Überarbeitung von GABi Gas ausführlich Position<sup>1</sup> bezogen und sich dort für die Einführung einer echten Tagesbilanzierung ausgesprochen, ein untertägliches Anreizregime als nicht erforderlich bewertet und in der vorgeschlagenen Form – insbesondere wegen der mangelhaften Datenlieferung – als nicht EU rechtskonform abgelehnt. Wir haben aber den Vorschlag der Bundesnetzagentur zur Einführung eines Tagesbands auch für RLM-Ausspeisestellen insgesamt als Schritt in die richtige Richtung, nämlich hin zu einem Tagesregime ohne untertägige Anreize begrüßt. Und Diese Ausführungen gelten unverändert weiter.

Darüber hinaus nehmen wir im Folgenden nunmehr Stellung gegenüber den von der 1. Konsultation abweichenden Regelungen des aktuellen Festlegungsentwurfs.

---

<sup>1</sup> Stellungnahme von EFET Deutschland vom 31. Januar 2014:  
[http://efet-d.org/Cms\\_Data/Contents/EFETDeutschlandDatabase/Folders/Documents/Positionspapiere/Gas/~contents/URY2FCDMH-CRWPMN3/konsultation\\_network\\_code\\_balancing.pdf](http://efet-d.org/Cms_Data/Contents/EFETDeutschlandDatabase/Folders/Documents/Positionspapiere/Gas/~contents/URY2FCDMH-CRWPMN3/konsultation_network_code_balancing.pdf)

## **Zu 1. System der Tagesbilanzierung und Allokation: Eignung von der Ausgestaltung im Detail abhängig**

### **a) Tagesbilanzierung**

EFET Deutschland bedauert, dass die BNetzA trotz der vorgenannten Argumentation für eine echte Tagesbilanzierung dennoch untertägigen Anreizsystemen den Vorzug gibt. Vor diesem Hintergrund begrüßen wir jedoch ausdrücklich die Aufnahme der Wahlmöglichkeit einer stundenscharfen Allokation (Fallgruppe RLMoT) neben der im 1. Konsultationsentwurf bereits vorgesehenen Allokation von RLM-Ausspeisungen als Tagesband. Die rückwirkende Allokation von Ausspeisemengen im RLMmT-Regime auf Lieferstunden, für die die Einspeisung nicht mehr angepasst werden kann, würde sich sonst zwangsläufig als eine Pönalisierung für ungeplante / unplanbare Ausspeisungen außerhalb der Einflussphäre des BKV darstellen. Durch den möglichen Fallgruppenwechsel ist dieses Problem im Rahmen der von der BNetzA aufgestellten Grundsätze gelöst worden.

### **Zu 2 a) Berechnung der Ausgleichsenergie**

Wir raten dazu klarzustellen, dass die mit dem AEP abzurechnende tägliche Ausgleichsenergiemenge auf Basis der D+1 gelieferten Daten zu bilden ist, NICHT hingegen die bis zum Zeitpunkt M+12 zu bereinigenden fehlenden und fehlerhaften Daten einbezieht (genauso wenig wie die bis zu diesem Zeitpunkt vorzunehmende Brennwertkorrektur). Die Differenzmengen zwischen D+1 und M+12 werden mit dem durchschnittlichen, mengengewichteten Marktpreis des relevanten Liefertages abgerechnet.

Aus der in Nr. 1 b) des Festlegungsentwurf verwendeten Formulierung geht nicht klar genug hervor, dass nur die für die Steuerung des Bilanzkreises in Frage kommenden Ausspeisedaten, die dem BKV untertägig sowie um 12 Uhr des Folgetages erstmalig vollständig zur Verfügung gestellt werden, für die Abrechnung der Ausgleichsenergie relevant sind. Die Einbeziehung von Wochen später zur Verfügung gestellten Daten kann keine Steuerungswirkung entfalten und darf dementsprechend auch nicht mit dem marginalen Regelenergiepreis des Liefertages abgerechnet werden.

### **Zu 2 b) Preis für Ausgleichsenergie (AEP): Keine Einbeziehung lokaler Produkte.**

Wir sind der Ansicht, dass lediglich RE-Käufe der MOL 1 in die Berechnung des AEP einzubeziehen sind.

Der AEP sollte nicht unter Einbeziehung der Beschaffungspreise für lokale bzw. qualitätsscharfe Regelenergieprodukte gebildet werden. Sinn und Zweck des AEP ist, einen Anreiz dazu zu setzen, am Ende des Tages einen ausgeglichenen Bilanzkreis durch eigene Beschaffung der Ausgleichsmengen zu erzielen. Der Ausgleich durch den MGV muss also teurer sein als die Kosten eigener Beschaffung am Markt. Das Risiko des Ausgleichs durch den MGV darf allerdings nicht zu so hohen potenziellen Kosten führen, dass sich diese als Markteintrittshindernis für kleinere Portfolien erweisen. Genau hierin besteht das Risiko der Bildung des AEP unter Einbeziehung lokal beschaffter bzw. qualitätsscharfer Regelenergieprodukte, da für sie im Regelfall deutliche Auf- bzw. Abschläge gegenüber Marktpreisen gerechtfertigt sind und angesetzt werden müssen. Dies gilt insbesondere für L-Gas Produkte – unter Einbeziehung solcher der MOL 2, also mit Erfüllungsort VHP. Angesichts des Rückgangs der L-Gas-Aufkommensquellen ist mit einem empfindlichen Rückgang der Flexibilität im L-Gas zu rechnen und dementsprechend mit deutlichen Preissteigerungen im RE-Markt. Die Entwicklung zwischen den H- und L-Gas RE-Preisen wird sich insofern weitgehend entkoppeln – die Bildung des AEP unter Einbeziehung von L-Gas-Produkten spiegelt insofern für den weitaus größten Teil der Marktgebiete nicht den Marktpreis

wider. Im Übrigen handelt es sich angesichts der geringen Anzahl der zur Verfügung stehenden Einspeisepunkte bei den Produkten der MOL 2 insbesondere für L-Gas sehr viel eher um lokale als um globale RE-Produkte.

Da der Bedarf für lokale Regelenenergie nicht aus den Bilanzkreissalden, sondern aus der Größe der Marktgebiete und der teilweise nicht ausreichenden hydraulischen Verbindung zwischen Ein- und Ausspeisepunkten resultiert, ist die Berücksichtigung bei der Preisbildung nicht verursachungsgerecht. Gleiches gilt für qualitätsscharfe Produkte, daher muss auch sichergestellt werden, dass eine klare Trennung zwischen zur Konvertierung und zu Zwecken der Regelenenergie beschafften Mengen erfolgt und lokale Produkte von der Preisbildung ausgeschlossen werden.

Generell raten wir dazu, lediglich den Grenzpreis der Regelenenergiebeschaffung sowie den mengengewichteten Durchschnittspreis an der EEX ohne Aufschlag zur Bildung des AEP heranzuziehen [gelöscht: und auf die Nutzung eines Durchschnittspreises plus Aufschlag zu verzichten]. In den Fällen, in denen sich überspeiste und unterspeiste Bilanzkreise die Waage halten und das System insgesamt ohne MGV-Aktivität ausgeglichen ist, wäre der durch einen Aufschlag auf den Durchschnittspreis gesetzte Anreiz zum Ausgleich individueller Bilanzkreise kontraproduktiv und volkswirtschaftlich sinnlos. In diesen Fällen sollte also der Aufschlag entfallen. In allen anderen Fällen sollte angesichts des in Deutschland gut ausgebildeten Wettbewerbs der Grenzpreis der MGV-Beschaffung (und darüber hinaus das Risiko eines hohen Grenzpreises, der sich erst gegen Ende des Gastages bildet) für jeden BKV Anreiz genug sein, selbst am Markt aktiv zu werden.

### **Zu 3. Brennwertkorrektur**

Der unter Punkt 3. beschriebene Umgang mit Brennwertkorrekturen ist zu begrüßen. Im Abschnitt 1. b) ee) letzter Satz „Die endgültig zugeordneten Mengen beinhalten die Bereinigung fehlender oder fehlerhafter Messwerte und sind um den für die Abrechnung verwendeten Brennwert zu korrigieren.“ ist jedoch „...und sind um den für die Abrechnung verwendeten Brennwert zu korrigieren.“ zu streichen, da dies im Widerspruch zu Punkt 3. zu stehen scheint.

### **Zu 4. Untertägiges Anreizsystem: nur mit Wahlrecht zwischen RLMmT und RLMoT**

#### **b) Allokation der Ausspeisemengen als Tagesband oder als Stundenwert**

Grundsätzlich halten wir ein untertägiges Anreizregime, dass über eine strafbewehrte Missbrauchskontrolle hinausgeht, für nicht erforderlich zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität.

Wenn aber untertägige Verpflichtungen zum Ausgleich der Bilanzkreise trotzdem eingeführt werden sollen, so ist unseres Erachtens weder ein Zwang zu stundenscharfer Ausgeglichenheit des Bilanzkreises noch der zu einer Einspeisung von Tagesbändern gerechtfertigt. Untertägige Verpflichtungen sind vielmehr nur akzeptabel, wenn für die Belieferung von RLM-Entnahmestellen eine Wahlmöglichkeit zwischen stundenscharfer Allokation und der Allokation eines Tagesbandes besteht.

Mit dem aktuellen Vorschlag des Festlegungsentwurfs, neben RLMmT eine weitere optionale RLM-Fallgruppe RLMoT einzuführen, ist dieser Argumentation Rechnung getragen worden.

Der Fallgruppenwechsel (RLMmT / RLMoT) sollte über bereits etablierte Prozesse nach GeLi Gas vom Transportkunden dem Verteilernetzbetreiber mitgeteilt werden. Die Meldung der Zuordnung der Fallgruppe sollte in Analogie der bereits bestehenden vertraglichen Regelung der Bevollmächtigung des TK im Namen des BKV zur Meldung von Bilanzkreisen, erfolgen. Den umständlichen Prozess zwischen MGV und BKV beizubehalten ist unseres Erachtens nicht sinnvoll.

### **c) Flexibilitätskostenbeitrag**

Wir begrüßen den Vorschlag, einen Flexibilitätskostenbeitrag nur an den Tagen zu erheben, an denen der Marktgebietsverantwortliche Regelenergie in gegenläufiger Richtung eingesetzt hat (unter Abzug der Tage, an denen dies ausschließlich zu Zwecken der Konvertierung erfolgt ist).

Wir sind aber weiterhin der Ansicht, dass lediglich die marginale Überschreitung der Toleranz pönalisiert werden sollte. Auch bezüglich der Bildung der Beitragshöhe ist aus unserer Sicht zudem eine fixe Pönale für die Überschreitung der Tagetoleranz vorzugswürdig (siehe zu beiden Positionen EFET Deutschland-Stellungnahme vom 05. Mai 2014). Unabhängig vom schlussendlich gewählten System ist unseres Erachtens aber jedenfalls eine Kappungsgrenze des Flexibilitätskostenbeitrags in Höhe von 15% des AEP (entsprechend dem heutigen Strukturierungsbeitrag im stündlichen Anreizsystem) unbedingt erforderlich, um der seltenen untertägigen Bereitstellung von Ausspeisedaten – immerhin müssen Bilanzkreise laut Vorschlag der Beschlusskammer 15 Stunden des Tages ohne jegliche Informationen über ihren Ausgleichsstatus und damit über eine evtl. Überschreitung der Toleranz gesteuert werden – sowie der nach wie vor schlechten Qualität der durch die MGV bereitgestellten untertägigen und täglichen Ausspeisedaten angemessen Rechnung zu tragen. Eine solche Kappungsgrenze würde auch dem Charakter des deutschen Bilanzierungsregimes als Tagesregime Rechnung tragen: Die selbe Pönale (AEP=Flexibilitätskostenbeitrag) gleichermaßen auf untertägige und auf endgültige Abweichungen anzuwenden, entspricht sicher nicht dem Stellenwert, den GABi Gas der Ausgeglichenheit der Ein- und Ausspeisemengen am Ende der täglichen Bilanzierungsperiode beimessen sollte.

Eine Anpassung des Flexibilitätsbeitrags kann im Übrigen in nachfolgenden Festlegungszeiträumen erfolgen, wenn wider Erwarten eine stärkere Steuerungswirkung bzgl. der untertägigen Struktur der Einspeisungen erforderlich erscheinen sollte.

In Bezug auf die Bildung des Flexibilitätspreises gelten im Übrigen unsere oben für die Bildung des AEP gemachten Anmerkungen entsprechend: Wir begrüßen daher die ausschließliche Einbeziehung der RE-Produkte des MOL Rang 1.

### **Zu 5. Untertägige Informationsbereitstellung**

Vorgeschlagen werden zwei Datenlieferungen über die gemessenen Ausspeisungen an RLM, die 9 Stunden des Gastages abdecken würden (zweite untertägige Datenlieferung nicht später als 19 Uhr beim BKV bedeutet, dass Lastflüsse bis lediglich 15 Uhr abgedeckt sein können). Ein Netznutzer muss sich also, um eine Überschreitung der untertägigen Mengentoleranz vor der ersten, zwischen den beiden oder nach der zweiten und letzten Datenlieferung zu vermeiden, unbedingt eigene Daten beschaffen.

Fraglich ist also, ob eine zweimalige Datenlieferung, insbesondere wenn sie 9 Stunden des Gastages (und 15 Stunden zwischen der letzten Datenlieferung am Liefertag und der ersten, bilanzrelevanten des Folgetages) unberücksichtigt lässt, eine angemessene Prognose in ausreichendem Maße unterstützt. Unseres Erachtens ist das nicht der Fall. Eine sehr viel häufigere Datenlieferung, die Lieferung qualitativ besserer Daten (Abweichung zu D+1 < 2%) sowie die Abdeckung mindestens der Spitzenlastzeiten des Tages ist hierzu notwendig. Bei der Überschreitung der Daten sollte sichergestellt sein, dass die erste Datenlieferung nur bei *fehlenden* Daten, *fehlerhafte* Daten [gelöscht: aber nur bei Zustimmung des BKV] überschrieben werden. Denn die Daten werden für die Absteuerung durch den BKV verwendet.

Die Verdoppelung der heutigen Frequenz der untertägigen Datenlieferungen in Deutschland fordert der NC BAL übrigens bereits ohne die Einführung untertägiger Anreizsysteme. Für die Absteuerung von Stundenmengen und damit Einhaltung von stundenscharfen untertägigen Restriktionen reicht eine zweite untertägige Datenbereitstellung keinesfalls aus.

Die Vorgaben des Art. 26 Abs. 2 lit. (b) NC BAL, der ausdrücklich die Lieferung („where network users are provided with“) angemessener Daten fordert, und nicht darauf abstellt, ob sie irgendwie zur Verfügung stehen („where network users have“), werden von dem vorgeschlagenen System nicht erfüllt.

## **Zu 6. Regelenergie**

Wir begrüßen die Regelung im Festlegungsentwurf, die eine kurzfristige Beschaffung von Transportkapazität zum Zwecke der Beschaffung von RE in angrenzenden Märkten vorschreibt. Denn die Beschaffung von Regelenergie in angrenzenden Marktgebieten birgt unserer Auffassung nach ansonsten die Gefahr, dass dem Markt Transportkapazität entzogen wird. Deswegen muss sichergestellt sein, dass wie von der BNetzA angestrebt, Kapazitätsbuchungen für die Beschaffung von Regelenergie in angrenzenden Marktgebieten nur nachrangig zum Markt, d.h. sehr kurzfristig und nach Möglichkeit unterbrechbar gebucht wird.

## **Zu 10. Veröffentlichungspflicht**

### **d) Veröffentlichung der Berechnungsgrundlage und -schritte der Prognose der RE-Umlage**

EFET Deutschland begrüßt auch diese Veröffentlichungspflicht sehr. Angesichts der aktuellen, für die Marktteilnehmer überraschenden und in ihrer Höhe nicht nachvollziehbaren Wiedereinführung der RE-Umlage durch GASPOOL zum Gaswirtschaftsjahr 2014/15, tut eine höhere Transparenz und entsprechende Prognosefähigkeit dieser durchaus entscheidenden Transportkostenkomponente dringend not. Die zu veröffentlichen Informationen sollten den Marktteilnehmern nicht nur erlauben, die Berechnungsgrundlage der Regelenergieumlage grundsätzlich nachzuvollziehen, sie sollten sie auch in die Lage versetzen, die Entwicklung der Umlage für die Zukunft mit angemessener Sicherheit voraussagen zu können.

### **Zu 12 a) Gestaffelte Umsetzung**

Die veränderte Bildung der AEP, die zum 1.10.2015 umzusetzen sind, führt im Rahmen des bestehenden untertägigen Anreizregimes – das erst zum 1.10.2016 verändert werden wird – zu stark erhöhten Strukturierungsbeiträgen: Statt wie zur Zeit 15% des durchschnittlichen Marktpreises (entspricht in etwa 2,50 €/MWh) würden 15% des marginalen RE-Beschaffungspreises (entspricht bis zu 11 €/MWh). Wir bitten insofern um die Klarstellung, dass der Strukturierungsbeitrag bis zu seiner Ablösung durch den Flexibilitätskostenbeitrag am 1.10.2016 nicht auf Basis des AEP sondern auf Basis des mengengewichteten Gasdurchschnittspreises für den jeweiligen Gastag gebildet wird.

### **Zu ‚Begründung‘: Verkürzung der Nominierungsfrist am Virtuellen Handlungspunkt**

EFET Deutschland unterstützt den Vorschlag der BNetzA, dass die konkrete Umsetzung der Vorgaben aus dem Netzkodex in der Kooperationsvereinbarung Gas geregelt werden sollte. Allerdings sollte im Zuge dessen auch die Nominierungsfrist für inländische Speicher und Produktionsanlagen auf 30 Minuten verkürzt werden. Andernfalls liefe die Verkürzung der VHP-Nominierungsfristen weitgehend leer, da sie allenfalls auf die zur Verfügung stehenden Toleranzen der Bilanzkreise gestützt werden könnten.