

## Stellungnahme

# Guideline on electricity balancing

Bewertung des “Service-level drafts for the purposes of an initial discussion with Member States” vom 23. Juni 2016

Berlin, 1. August 2016

## 1. Einleitung

Der Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft (BDEW) vertritt mehr als 1800 Unternehmen der Branche in Deutschland. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Stromabsatzes in Deutschland.

Da die im BDEW organisierten Übertragungsnetzbetreiber bei der Erarbeitung der vorliegenden Guideline beteiligt waren, erfolgt die Positionierung des BDEW in diesem Papier mit der Enthaltung der Übertragungsnetzbetreiber.

Die Ausgestaltung einheitlicher Regeln für den Stromhandel durch die Electricity Balancing Guideline (EBGL), bildet die Grundlage für einen erfolgreichen Europäischen Binnenmarkt. Neben der Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM), in der u.a. die einheitlichen Regeln für einen grenzüberschreitenden Intraday-Handel definiert worden sind, kommt der Ausgestaltung der EBGL eine besondere Rolle zu.

In der aktuellen Fassung sind allerdings auch Instrumente dargestellt, die mit dem Intraday-Markt interagieren und negative Auswirkungen, vor allem auf das sehr gut entwickelte System in Deutschland, haben können.

Der Intraday-Markt in Deutschland ist im Vergleich zu anderen Märkten liquide, funktioniert sehr gut und seine Funktion ist eine wesentliche Säule der Pläne der Bundesregierung zur Ertüchtigung des Energy-Only-Marktes (EOM). Die Anpassungen von regulatorischen Vorgaben durch die EBGL dürfen diese Funktion nicht negativ beeinträchtigen.

Es muss vielmehr erreicht werden, dass die Liquidität in den Spotmärkten noch weiter steigt. Besonders kritisch sieht der BDEW mögliche negative Konsequenzen des vorgesehenen kurzfristigen Arbeitsmarktes auf den liquiden Intraday-Markt. Denn wenn ein liquider Markt aufgeteilt wird, wird mit der Teilung auch die Liquidität der Teilmärkte reduziert.

Der BDEW ist der Auffassung, dass die Einführung eines kurzfristigen Arbeitsmarktes nicht mit einem liquiden Intraday-Markt vereinbar ist. Daher sollte aus Sicht des BDEW die Einführung eines kurzfristigen Arbeitsmarktes eine Option und keine Verpflichtung darstellen. Vielmehr sieht der BDEW sehr gute Alternativen zum kurzfristigen Arbeitsmarkt, ohne die Anreize und Möglichkeiten zum selbständigen kurzfristigen Bilanzausgleich einzuschränken und den grenzüberschreitenden Intraday-Markt zu stärken; diese werden nachfolgend weiter ausgeführt.

## **2. Wichtige Punkte für den Erhalt des deutschen Markts**

### **2.1. Grenzüberschreitend Intraday Märkte stärken, stärkt kurzfristige Flexibilität**

In zahlreichen Mitgliedstaaten wird der kurzfristige Ausgleich (d.h. für Fristen unter 60 Minuten) der Bilanzkreise nicht im Intraday-Markt geklärt, sondern durch den Übertragungsnetzbetreiber gewährleistet. Kurzfristig verfügbare Flexibilität wird quasi vom ÜNB eingesammelt und eingesetzt; de facto übernimmt der ÜNB dadurch die Bilanzkreisverantwortung für alle Marktteilnehmer. Diese proaktive Rolle der ÜNB findet sich in vielen Festlegungen der Electricity Balancing Guideline wieder.

Für den BDEW steht dies im Widerspruch zum Ansatz der individuellen Bilanzkreisverantwortung der Marktteilnehmer, wie er in Deutschland etabliert ist. Die Stärkung der Bilanzkreistreue ist durch zahlreiche Maßnahmen i.R. des Strommarktgesetz / Energy-Only Markt 2.0 ein zentrales Instrument, um den Markt weiter zu entwickeln, Wettbewerb weiter zu forcieren und die Herausforderungen der Energiewende erfolgreich zu meistern.

Eine verpflichtende Einführung eines kurzfristigen Markts für Minutenreservearbeit steht dem Bestreben der europäischen Ausweitung des Intraday-Markts (Zielmodell) entgegen. BDEW hat in seiner Stellungnahme vom 18. November 2014 bereits ausführlich auf die negativen Auswirkungen hingewiesen<sup>1</sup>.

Aktuell hat sich im Rahmen des aktuellen Festlegungsverfahrens der BNetzA zur Weiterentwicklung der SRL und MRL-Märkte die Branche geschlossen kritisch zu einem Markt für Minutenreservearbeit ausgesprochen.

BDEW sieht einen parallelen Verlauf von Intraday- und Regelarbeitsmarkt vor allem mit großen Gefahren für beide Märkte. Wenn ein liquider Markt aufgeteilt wird, werden die neuen Teilmärkte jeweils weniger Liquidität bieten.

Ein solcher Schritt erschwert den Fortbestand von etablierten kurzfristigen Intraday-Märkten und verhindert die Entstehung von neuen Intraday-Märkten, sowie einem liquiden europäisch integrierten Intraday-Markt.

Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass es zu keiner Blockierung oder Reservierung von Grenzkapazitäten für Regelenergieaustausch kommt und damit eine massive Einschränkung des grenzüberschreitenden Intraday-Handels eintritt.

Daher sollten die Artikel 35 bis 40 kritisch überprüft werden. Hierzu erarbeitet der BDEW Lösungen.

#### **2.1.1. BDEW Vorschlag: Änderungen in den Artikeln 35-40**

Die Rolle des ÜNB als Halter und Käufer von Grenzkapazitäten wird abgelehnt. Dafür sollen BSPs die Möglichkeit erhalten, Grenzkapazitäten zu kaufen. Die BSPs tragen dann auch das tatsächliche Risiko, das mit dem Kauf der Kapazität einhergeht. Damit soll erreicht werden,

---

<sup>1</sup> „Bewertung der Instrumente des Network Code on Electricity Balancing zum kurzfristigen Bilanzausgleich“. 18. November 2014

dass die Intention der GL weiter erhalten bleibt und sich neben einem Intraday-Markt auch ein grenzüberschreitender Markt für Regelernergie etablieren kann.

*Article 35*

*General requirements for reservation of cross-zonal capacity*

1. Each **TSO BSP** shall have the right to ~~reserve~~ **purchase** cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity or sharing of reserves ~~when socio-economic efficiency is proved in accordance with this Chapter using one of the following approaches:~~
  - ~~(a) co-optimised capacity allocation process pursuant to Article 37;~~
  - ~~(a) market based reservation process pursuant to Article 38;~~
  - ~~(b) reservation based on economic efficiency analysis, pursuant to Article 39.~~
- ~~2. Each TSO shall be able to reserve cross-zonal capacity only when cross-zonal capacity is calculated in line with the capacity calculation methodologies developed pursuant to Commission Regulation (EU) 2016/000 [FCA] and pursuant to Commission Regulation (EU) 2015/1222.~~
3. Cross-zonal capacity **reserved purchased** for the exchange of balancing capacity or sharing of reserves shall be included as previously allocated cross-zonal capacity in calculations of cross-zonal capacity.
4. In case cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity is **reserved purchased** by physical transmission right holders it shall be considered as nominated solely for the purpose of excluding it from the application of the use-it-or-sell-it (hereafter "UIOSI") principle.
5. Cross-zonal capacity **reserved purchased** for the exchange of balancing capacity or sharing of reserves shall be used exclusively for frequency restoration reserves with manual activation or frequency restoration reserves with automatic activation or replacement reserves.
- ~~6. Each TSO shall regularly assess whether the cross-zonal capacity reserved for the exchange of balancing capacity or sharing of reserves is still needed for that purpose. When cross-zonal capacity reserved for the exchange of balancing capacity or sharing of reserves is no longer needed for that purpose, it shall be released and returned for allocation of cross-zonal capacity in the following capacity allocation timeframes. Such cross-zonal capacity shall not longer be included as previously allocated cross-zonal capacity in the capacity calculation methodology.~~
7. When cross-zonal capacity **reserved purchased** for the exchange of balancing capacity or sharing of reserves has not been used for the associated exchange of balancing energy it shall be released for the exchange of balancing energy with shorter activation times or for operating the imbalance netting process.
8. No later than four years after entry into force of this Regulation, all TSOs shall develop a proposal for a harmonised methodology for **reservation Purchasing** of cross-zonal capacity. This methodology shall establish a single methodology for reservation of cross-zonal capacity for a specific market timeframe based on either co-optimised capacity allocation or market-based reservation. When this methodology is imple-

mented, any other methodologies for the reservation of cross-zonal capacity shall no longer be allowed.

Das Prinzip der Reservierung von grenzüberschreitender Kapazität für den Regelenergie-markt wird aus der EBGL gestrichen, daher sind die Artikel 36 – 39 nicht weiter erforderlich und können entfallen

**Die Artikel 36, 37, 38 und 39 entfallen komplett.**

### **2.1.2. BDEW Vorschlag: Kurzfristiger Arbeitsmarkt für Minutenreserve als Option**

Die Einführung eines kurzfristigen Arbeitsmarktes wird abgelehnt, weil dadurch Anbieter von Regelenergie, die diese z.B. mit alternativen Technologien bereitstellten (wie z.B. Power-to-Heat, Batterien, usw.) aus dem Markt für Regelleistung verdrängt werden würden. Es sollte zumindest eine Option in der GL EB vorgesehen werden, die ein Abgehen vom kurzfristigen Arbeitsmarkt ermöglicht.

In früheren Entwürfen der Guideline<sup>2</sup> wurde im Artikel 25 festgeschrieben, dass die Balancing Energy Gate Closure Time nach der Intraday Gate Closure Time sein sollte. Leider wurde diese Regel im nun vorliegenden Entwurf entfernt. Um eine Überlappung von Intraday- und Regelarbeitsmärkten zu vermeiden, sollte diese Regelung unbedingt wieder aufgenommen werden.

#### *Article 25*

#### *Balancing energy gate closure time*

3. A balancing energy gate closure time shall:

- (a) be as close as possible to real time;
- (b) not be further than sixty minutes before real time;**
- (c) be after the Intraday Cross Zonal Gate Closure Time for all balancing energy bids and avoid cross zonal Intraday Market and Balancing Market taking place at the same time;**
- (d) ensure sufficient time for the necessary balancing processes.

### **2.1.3. BDEW Vorschlag zu nicht benötigten Arbeitsgeboten**

Es muss sichergestellt sein, dass nach Abschluss des Regelarbeitsmarkts auch sämtliche Gebote, die über die ursprünglich kontrahierte Leistung hinausgehen (also nicht dafür „benötigt“ werden) wieder an die Anbieter zurückgehen; diese müssen diese Flexibilität dann selbst nutzen dürfen zur kurzfristigen Vermarktung (z.B. OTC) oder zum Einsatz im eigenen Bilanzkreis.

Nicht benötigte Arbeitsgebote (jenseits der Leistungsdimensionierung) müssen nach de Balancing Energy GCT wieder an den Anbieter zurückgeben werden.

---

<sup>2</sup> “ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing, Version 3.0”, 6.8.2014

*Article 19*  
*Role of balancing service providers*

10. (NEW) **All balancing service providers shall have the right to freely use their balancing energy bids after balancing energy gate closure time, that, after being sorted according to energy price within the common merit order, exceed the original TSO capacity requirement.**

## **2.2. Grenzüberschreitender Wettbewerb der Flexibilitäten nur mit Level-Playing Field**

Der Wettbewerb der Flexibilitätsanbieter kann nur mit fairen Bedingungen funktionieren. Und gerade bei der Integration der Regelenergiemärkte muss dies bei der Harmonisierung der Regeln für die nationalen Beschaffungsmärkte gelten.

Für einen fairen Wettbewerb von Flexibilitätsanbietern auf dem kurzfristigen Regelarbeitsmarkt müssen auch die Produktlaufzeiten und Beschaffungszyklen für Regelleistung harmonisiert werden.

Im Rahmen des aktuellen Festlegungsverfahrens zur Weiterentwicklung der SRL- und MRL Märkte, sind für deutsche Anbieter Produktlaufzeiten von vier Stunden bei täglicher Beschaffung vorgesehen.

Gleichzeitig ist bei den aktuellen Rahmenbedingungen der europäische Kontext zu sehen, denn ausländische Wettbewerber hätten gegenüber deutschen Marktteilnehmern in einem grenzüberschreitenden Arbeitsmarkt inhärente Vorteile:

Die Beschaffung der notwendigen Regelleistung erfolgt in Nachbarländern häufig in einer langfristigen Auktion (monatlich/jährlich), so dass Marktteilnehmer dort einen großen Teil ihrer Vollkosten langfristig bereits decken können.

Gleichzeitig haben deutsche Marktteilnehmer aufgrund der sehr kurzfristigen und kleinteiligen Ausschreibungen diese Möglichkeit nicht, was zu einer systematischen Benachteiligung führen würde.

## **2.3. Belange der Marktteilnehmer adäquat berücksichtigen**

Der deutsche Stromgroßhandelsmarkt ist einer der am weitesten entwickelte in Europa; so weist der Intraday-Markt die höchste Liquidität auf, die sich stetig verbessert.

Der Regelenergiemarkt ist seit Jahren durch eine klare markt- und wettbewerbliche Ausgestaltung geprägt; im Rahmen des aktuellen Festlegungsverfahrens werden diese in Kooperation mit den Marktteilnehmer weiter an die Bedürfnisse der Energiewende angepasst.

Vor diesem Hintergrund ist es zentral, dass die Electricity Balancing Guideline diese Entwicklungen nicht konterkariert. So hat sich die überwiegende Mehrheit der Branche im Rahmen der aktuellen Festlegung kritisch zu verschiedenen Elementen ausgesprochen, die auch in der Guideline geplant sind.

Insbesondere die geplante Vorgabe zur verbindlichen Einführung des Marginal Pricing als Bepreisungsmethode für SRL wird abgelehnt, und es hat sich gezeigt, dass dies nicht nur von

den BDEW Mitgliedern, sondern insbesondere auch die Bundesnetzagentur und die Gutachter der begleitenden Leitstudie des Weißbuchs geteilt wird. So äußern diese erhebliche Bedenken gegen die Einführung von Marginal Pricing für SRL. Es ist wichtig zu sehen, dass eine Übertragung von vermeintlichen Erfahrungen aus anderen Mitgliedstaaten nicht sachgerecht ist, da sich Regelkonzept, Aktivierungsreihenfolge und -geschwindigkeit z.T. erheblich unterscheiden.

Der BDEW hatte in 2015 festgestellt, dass eine Änderung Bepreisung direkte Auswirkungen auf die Bilanzkreisbewirtschaftung hat. So sieht der BDEW; dass im aktuellen Marktdesign für Regel- und Ausgleichsenergie bereits große Verbesserungspotentiale gehoben wurden und ausreichende Anreize für die aktive Bewirtschaftung von Bilanzkreisen entstehen. Damit ist jede Anpassung der Bepreisung kritisch in einer Kosten-Nutzenanalyse zu evaluieren. Dabei ist zu prüfen, ob eine Anpassung der Anreize mit den verbundenen Risiken notwendig erscheint.<sup>3</sup>

### 2.3.1. BDEW lehnt eine Vorfestlegung auf Marginal Pricing ab

Der BDEW lehnt eine Vorfestlegung auf Marginal Pricing in der Guideline Electricity Balancing ab. Stattdessen müssen die Ergebnisse und Erfahrung aus den laufenden Pilotprojekten (z.B. EXPLORE) abgewartet werden. Artikel 31 sollte dementsprechend formuliert werden

*Article 31*  
*Pricing method for balancing energy*

- †. No later than one year after the entry into force of this Regulation, all TSOs shall develop a proposal for harmonised pricing method for balancing energy. **The proposed pricing method shall be in line with the general objectives defined in Article 11 and draw on experience gained through existing balancing cooperation projects.** ~~The proposed pricing method shall be based on marginal pricing (pay as cleared), unless TSOs complement the proposal with a detailed analysis demonstrating that a different pricing method is more efficient for European wide implementation pursuing the general objectives defined in Article 11.~~

### 2.4. Relevante Informationen auch für VNB bereitstellen

Artikel 25 (4) sieht vor, dass ein unvorhergesehener Ausfall der angebotenen Regelenergie, der erst nach Gate Closure bekannt wird, ohne Verzögerung dem ÜNB gemeldet wird.

Nach Ansicht des BDEW ist es unabdingbar, dass, wenn die betroffene(n) Einheit(en) am Verteilernetz angeschlossen ist/sind, auch der VNB unverzüglich diese Information erhält. Genauso wie das Anbieten von Flexibilität mit Einheiten, die an den Verteilernetzen angeschlossen sind, kann auch der unvorhergesehene Ausfall des Regelenergieangebots bedeutenden Einfluss auf mögliche Engpässe im Verteilernetz haben; daher benötigt der VNB diese Informationen.

---

<sup>3</sup> „Analyse und Bewertung von Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes Strom“, 24. April 2015

### 2.4.1. BDEW Forderung zur Information an den Anschluss VNB

Der Anschluss-VNB ist unverzüglich darüber zu informieren, wenn angebotene Regelenergie ausfällt. Damit wird auch der Anforderung der von ACER in der „reasoned opinion“ vom 21. April 2014 nachgekommen,

Zitat: „*The Network Code provisions on cooperation with DSOs as well as other network codes should also ensure that DSOs receive all data from BSPs which are necessary to evaluate the balancing service provided, at both the pre-qualification stage and real-time operation of the system, without hindering the participation of smaller units.*”

Zusätzlich wird der Festlegung in Art. 18(2) der Guideline on Electricity Balancing gefolgt, Zitat: „DSOs, TSOs, balancing service providers and balance responsible parties shall cooperate to ensure efficient and effective balancing.“

Textvorschlag für Guideline on Electricity Balancing, unter Rückgriff auf die bereits gefundene und verabschiedete Formulierung in der Guideline on Electricity Transmission System Operation (vgl. Art. 48-50 und Art. 53 GL SO). Um doppelte Datenkanäle und Reportpflichten zu vermeiden, soll die Information vom Anschlussnetzbetreiber an den vorgelagerten ÜNB weitergegeben werden, wie bereits in der GL SO vorgesehen und auch in Art. 18(3) der Guideline on Electricity Balancing angelegt:

#### *Article 25*

#### *Requirements for standard products*

4. Unexpected unavailable volumes of balancing energy bids of a balancing service provider after the balancing energy gate closure time shall be reported without undue delay by the balancing service provider to the connecting TSO **and to the DSO to which it has a connection point**. Connecting TSOs shall qualify such balancing energy bids as invalid within the concerned common merit order list.

### 2.5. ÜNBs sollen nicht zu Anbietern von Balancing Services werden

Die vorherige Version der Guideline sah explizit vor, dass ÜNBs nicht selbst Balancing Services anbieten sollten. Das hält der BDEW für ein wichtiges Prinzip im Sinne des Marktmodells aus dem dritten Binnenmarktpakets. Diese Regelung wurde in der letzten Version der Guideline entfernt, sollte aber unbedingt wieder eingefügt werden.

#### 2.5.1. BDEW Vorschlag

#### *Article 17*

#### *Role of TSOs*

**(new) 4. TSOs shall not offer Balancing Energy themselves.**

## **2.6. Imbalance Settlement Period (ISP) sollte weiter 15 Minuten anstreben**

Der BDEW vermisst eine Regelung zur ISP im letzten Entwurf der Guideline. Der BDEW schlägt vor, dass nochmals versucht werden sollte, eine ISP von 15min in der EU festzulegen.

## **2.7. Counter activation of balancing energy**

Im TERRE Pilotprojekt ist die Option der "counter activation" vorgesehen. Dies bedeute nach unserem Verständnis, dass die ÜNB gegenläufig Regelernergie aktivieren können um Wohlfahrt zu genießen.

Der BDEW befürchtet, dass damit ein zweiter paralleler Markt etabliert werden würde, da insbesondere mit Einführung eines kurzfristigen Arbeitsmarkts sich der Marktteilnehmer zwischen ID-Markt oder Reserve-Markt entscheiden muss. Dessen ungeachtet sollte die originäre Aufgabe des Netzbetreibers sein, unvorhergesehene Leistungsschwankungen in seinem Stromnetz auszugleichen. Hierzu sollte der Netzbetreiber natürlich auch Regelleistung aus benachbarten Zonen nutzen. Ein Abruf von Regelleistung ausschließlich um Arbitrage auszunutzen ist nicht notwendig um Systemsicherheit zu gewährleisten oder Leistungsschwankungen zu kompensieren.

### 3. Konkrete Fragestellungen

Im Folgenden geht der BDEW auf die spezifischen Fragen des BMWi zum Entwurf der EBGL ein und schlägt zudem konkrete Änderungen vor, wo diese notwendig sind.

#### 3.1. Sollen eigene Regelarbeitsmärkte mit Zugangsmöglichkeiten für Drittanbieter (die nicht in der Leistungsausschreibung kontrahiert wurden) eingeführt werden (Art. 19)?

Die Einführung von Regelarbeitsmärkten sollte keine Verpflichtung für Mitgliedsstaaten, sondern eine Option darstellen.

Der BDEW ist der Auffassung, dass ein kurzfristiger Arbeitsmarkt keine negativen Auswirkungen auf den sehr gut entwickelten deutschen Intraday-Markt haben darf. Ohne eine intensive Prüfung der Auswirkungen auf die Funktion des Intraday-Marktes, insbesondere der Auswirkungen auf die Liquidität, lehnt der BDEW die Einführung eines kurzfristigen Arbeitsmarktes ab. Die Einführung des Instruments eines kurzfristigen Arbeitsmarktes darf nur eine Option und keine Verpflichtung sein.

Der Intraday-Markt sollte weiter attraktiv gestaltet werden und als zentrale Plattform für alle kurzfristigen Erzeugungs- und Verbrauchspotenzial - über die ¼-Stunde hinaus- zur Bereitstellung von flexibler Energie genutzt werden.

#### Empfehlung zur Anpassung des Art 19.

Zur Begründung siehe 2.1.

**(new) 10. All balancing service providers shall have the right to freely use their balancing energy bids after balancing energy gate closure time, that, after being sorted according to energy price within the common merit order, exceed the original TSO capacity requirement.**

#### 3.2. Sollen in jedem Land alle Standardprodukte angeboten und gehandelt werden (Art. 13+14)?

Die langfristige Harmonisierung der Standardprodukte ist ein wichtiger Schritt, um den grenzüberschreitenden Austausch von Regelenergie zu ermöglichen. Standardprodukte sollten nur für bereits etablierte Segmente des Regelenergiemarktes angeboten werden.

Die Regelenergiemärkte in Europa sind unterschiedlich ausgestaltet und folgen unterschiedlichen Philosophien. Ziel muss es sein, Regionen über die Spotmärkte zusammenzuführen und allen Marktteilnehmern den einen effizienten Selbstaussgleich zu ermöglichen. Sofern diese Voraussetzung erfüllt ist, ist das Anbieten von Standardprodukten im Regelenergiemarkt eine sinnvolle Weiterentwicklung.

### **3.3. Sollen in jedem Land alle Standardprodukte angeboten und gehandelt werden (Art. 13+14)?**

Die langfristige Harmonisierung der Standardprodukte ist ein wichtiger Schritt, um den grenzüberschreitenden Austausch von Regelenergie zu ermöglichen. Standardprodukte sollten nur für bereits etablierte Segmente des Regelenergiemarktes angeboten werden.

Die Regelenergiemärkte in Europa sind unterschiedlich ausgestaltet und folgen unterschiedlichen Philosophien. Ziel muss es sein, Regionen über die Spotmärkte zusammenzuführen und allen Marktteilnehmern den einen effizienten Selbstaussgleich zu ermöglichen. Sofern diese Voraussetzung erfüllt ist, ist das Anbieten von Standardprodukten im Regelenergiemarkt eine sinnvolle Weiterentwicklung.

Mit dem Strommarktgesetz soll im EOM 2.0 gerade die individuelle Bilanzkreisverantwortung der Marktteilnehmer weiter gestärkt werden. Deshalb ist es wichtig, dass die Produkte vor diesem Hintergrund evaluiert werden. So ist das Produkt „Replacement Reserve“ zumindest für den deutschen Markt abzulehnen, da dieses Produkt eine proaktive Rolle des ÜNB voraussetzt (u.a. aufgrund Vorlaufzeit von 30 Minuten).

### **3.4. Soll die Berechnung der Ausgleichsenergiepreise EU-weit harmonisiert werden (Art. 16 (2))?**

Um einheitliche Marktbedingungen zu erreichen, kann eine Harmonisierung der Ausgleichsenergie-Preisberechnung hilfreich sein.

WICHTIG: In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass der Grundsatz der symmetrischen Preise unbedingt beibehalten werden muss. Art 16(2) (e) lässt allerdings die Möglichkeit von asymmetrischen Preisen zu.

#### **3.4.1. Empfehlung zur Anpassung des Artikels 16**

*Article 16  
Targets for imbalance settlement*

2 . The proposal pursuant to paragraph 1 shall take into consideration the requirements in Articles 52, 53 and 54, and harmonise:

- (a) the calculation of a position, imbalance, allocated volume and imbalance adjustment;
- (b) the definition of imbalance price area equal to a bidding zone in case of self-dispatching model;
- (c) the calculation of imbalance price;
- (d) price components included in the imbalance price;
- (e) the use of single price for all imbalances ~~with clear criteria outlining the justifications required for an application of dual pricing to be made as part of the terms and conditions related to balancing pursuant to Article 21.~~

### **3.5. Welche Regelungen braucht es zur Gate Closure-Zeit für Regularbeitsmärkte, im nationalen und cross border-Handel (Art. 25)?**

Die Gate Closure Zeit für Regularbeitsmärkte sollte zwingend nach der Gate Closure Zeit des nationalen Intraday Marktes sein, so dass negative Effekte auf den Intraday-Markt vermieden werden können. In Deutschland liegt die Gate Closure Zeit des Intraday-Handels (OTC) bei 15 Minuten vor Lieferung. Innerhalb einer Regelzone kann sogar bis zur Lieferung gehandelt werden und erlaubt so Bilanzkreisverantwortlichen auch sehr kurzfristig prognostizierbare Bilanzkreisabweichungen eigenständig auszugleichen.

Die Gate Closure Zeit des börslichen Intraday-Marktes der EPEX Spot für grenzüberschreitenden Handel liegt derzeit bei 60 Minuten. Eine Verkürzung ist anzustreben, um den effektiven Selbstaussgleich der Marktparteien auch grenzüberschreitend zuzulassen.

Der kurzfristige Arbeitsmarkt -nach Vorbild der EBGL- zielt darauf ab, dem ÜNB einen effizienten Zugriff auf alle kurzfristig verfügbaren Einheiten zu ermöglichen. Ab einem gewissen Zeitpunkt (Balancing-Energy-GCT), welcher deutlich vor der Gate-Closure der Intraday-Marktperiode (z.B. H-1) liegt, sind alle Gebote auf dem kurzfristigen Arbeitsmarkt verbindlich und die entsprechende Kapazität ist dem Markt entzogen.

Eine mögliche Einführung eines kurzfristigen Arbeitsmarkts darf daher nicht mit verschiedenen unerwünschten Konsequenzen einhergehen:

1. Einschränkung der potenziellen Möglichkeiten zum eigenständigen Bilanzkreisausgleich (Intraday-Handel, Frist für Positionsänderungen)
2. Reduzierung der Anreize zur ausgeglichenen Bilanzkreisbewirtschaftung und Intraday-Aktivität durch Angleichung der Preise des Intraday-Marktes und der Ausgleichsenergie
3. Darüber hinaus liefert der kurzfristige Arbeitsmarkt nur sehr geringen zusätzlichen Beitrag zur Systemsicherheit

### **3.6. Wie sollten sich die Gate Closure-Zeiten von Regularbeits- und Intraday-Märkten zueinander verhalten (sowohl national wie cross border)? Wie würde sich dies jeweils auf die Liquidität in den beiden Marktsegmenten auswirken?**

Die Gate Closure Zeit des Intraday Marktes sollte möglichst nahe am Lieferzeitpunkt sein. Im OTC Handel ist dies deutschlandweit bereits bis 15 Minuten vor Lieferung möglich, innerhalb einer Regelzone bis kurz vor der Erfüllung. Die Gate Closure Zeit eines Regularbeitsmarkts sollte erst nach dem Intraday-Markt geöffnet werden.

Auswirkungen auf Liquidität:

Zeitlich parallel laufende Märkte sind abzulehnen, da hierdurch die Liquidität gespalten würde und in beiden Teilmärkten schwächer wird, als in einem gebündelten Markt.

### **3.7. Welche Ansätze für den grenzüberschreitenden Austausch von Regelleistung bzw. –arbeit sind akzeptabel (Art. 35+41)?**

Grundsätzlich sollten ÜNB die Optimierung dem Markt überlassen und nur nach strikten Vorgaben selbst agieren; dies gilt folglich auch für die Kontrahierung von Transportkapazitäten: Eine Reservierung oder Vorhaltung ist abzulehnen. Die vorhandene Kapazität muss dem Markt (Forward, Spot, Marketcoupling und Intraday) zur Verfügung stehen. Jegliche Reduzierung wirkt sich negativ auf die Liquidität der Marktsegmente aus und folglich mindern sich die Wohlfahrtseffekte aus der Optimierung. Außerdem sollten den Bilanzkreisverantwortlichen alle Möglichkeiten eröffnet werden, sich eigenständig auszugleichen.

Die EBGL räumt dem ÜNB das Recht ein, Kapazitäten für grenzüberschreitende engpassbehaftete Leitungen zwischen Regelzonen einer CoBA kontrahieren zu können. Wenn diese Regelung dennoch Anwendung findet solange der Engpass nicht beseitigt ist, muss bei der Ausgestaltung der Kontrahierung marktbasierter Allokationsmechanismen von Kapazitäten für den Austausch von Regelenergie-Produkten der Vorzug gegeben werden.

### **3.8. Soll eine Buchung von Grenzkuppelkapazitäten zulässig sein?**

Eine Reservierung von Grenzkuppelkapazität ist abzulehnen. Grenzüberschreitende Effekte müssen vorher im Day Ahead und Intraday Markt erfolgen. Jede Reservierung von Kapazitäten an der Grenze reduziert die Möglichkeit zur Klärung im Markt und kann möglicherweise sogar negative Effekte noch bestärken.

Der Kauf von Kuppelkapazitäten für Regelenergieprodukte durch TSOs/ BSPs kann aber möglich sein.

### **3.9. Soll der Austausch von Regelarbeit analog zu Day-ahead und Intraday behandelt werden (d.h., Zuerst optimierte Vergabe an DA-Märkten, anschließend Intraday, und danach Regelenergie)?**

Ja, die vorhandene Kapazität muss dem Markt (Forward, Spot, Marketcoupling und Intraday) zur Verfügung stehen. Die verbleibende Grenzkuppelkapazität (in beide Richtungen) nach GTC des ID-Marktes sollte den ÜNB für den grenzüberschreitenden Austausch von Regelenergie zur Verfügung stehen.

Jegliche Reduzierung wirkt sich negativ auf die Liquidität der Marktsegmente aus und folglich mindern sich die Wohlfahrtseffekte aus der Optimierung.

### **3.10. Wie werden die Rahmenvorgaben zur Berechnung des Marktwerts beurteilt (Art. 36)?**

Der BDEW lehnt die Reservierung von grenzüberschreitenden Kapazitäten ab.

**3.11. Soll es eine single entity als Plattformbetreiber für den Austausch von Regelenergie geben (Art. 12 (3), 13 (3), 14 (3))?**

Ja, die Erfahrung mit der regelleistung.net zeigt, dass durch eine gemeinsame Ausschreibung bzw. Aktivierung von Regelenergie effizientere Ergebnisse erreicht werden können.

**3.12. Soll die Etablierung eines europäischen Regelenergiemarktes eher über einen regionalen Zwischenschritt (Coordinated Balancing Areas) erfolgen, oder von vorneherein EU-weit?**

Unabhängig von der Frage zur Etablierung eines europäischen Regelenergiemarktes ist zunächst die Möglichkeiten für den eigenständigen Bilanzausgleich weiter zu verbessern.

Die Einrichtung einer grenzüberschreitenden Intraday-Plattform und die Verkürzung der Gate Closure-Zeiten für den grenzüberschreitenden (börslichen) Intraday-Handel von derzeit 60 Minuten sind wichtige Schritte. Erst im zweiten Schritt sind die verbliebenden nicht prognostizierbaren Abweichungen effizient in einem integrierten Regelenergiemarkt ausgeglichen werden.

Der CoBA-Ansatz ist ein sinnvolles Instrument um Regelenergiemärkte zusammenzuführen.

Dies ist in Erwägungsgrund 7 auch explizit so vorgesehen

*[(7): In fulfilling the requirements of this Regulation, TSOs and regulatory authorities should exploit synergies and draw on experience gained through existing balancing cooperation projects which have commenced, have been concluded or are on-going at the date of the entry into force of this Regulation.].*

Leider ist im aktuell vorliegenden Entwurf der Guideline diese Vorgabe vollkommen verloren gegangen; d.h. es gibt keinerlei Bezug zu den laufenden early implementation Projekten mehr. Diese Pilotstudien sind aber essentiell und sollten als Basis dienen für die finalen Regulierungsvorgaben. Die Erfahrungen z.B. aus dem Explore Projekt zeigt, dass die Anwendbarkeit spezifischer Regeln (wie z.B. Marginal Pricing) nicht trivial ist und zahlreiche Aspekte noch nicht gelöst sind, um eine Umsetzung zu ermöglichen. Die Guideline sollte deshalb ausreichend Flexibilität bieten, um diese Erfahrungen einfließen lassen zu können.

Dabei sollte ein gesamteuropäisches Zielmodell für den Regelenergiemarkt verfolgt werden

#### **4. Anlagen**

1. „Analyse und Bewertung von Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des Regelenergie-marktes Strom“, 24.4.2015
2. „Comments on the revised Network Code on Electricity Balancing“, 9.1.2015
3. „Bewertung der Instrumente des Network Code on Electricity Balancing zum kurzfris-tigen Bilanzausgleich“, 18.11.2014

#### **Ansprechpartner:**

Marcel Steinbach  
Telefon: +49 30 300199-1550  
marcel.steinbach@bdew.de