

# Analyse und Bewertung von Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des Regelener- giemarktes Strom

im Rahmen der Veränderungen auf europäischer Ebene

Berlin, den 08.07.2019

**Inhalt**

1	Einleitung.....	5
2	Einordnung und Definitionen.....	7
2.1	Einordnung der Weiterentwicklungsvorschläge.....	7
2.2	Beschreibung Regelenergie.....	15
2.3	Beschreibung Ausgleichsenergie.....	16
2.4	Beschreibung Redispatching.....	16
3	Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarkts.....	18
3.1	Ausgleichsenergie beziehungsweise Regelenergie aus Sicht der BKV.....	18
3.1.1	Systematische Abweichungen in Bilanzkreisen.....	18
3.1.2	Ausgleichsenergiepreise.....	26
3.1.3	Bepreisung von Regelenergie.....	27
3.2	Regelenergiemarkt (aus Sicht der Anbieter).....	30
3.2.1	Präqualifikation und Produktgestaltung.....	30
3.2.2	Einführung eines kurzfristigen Arbeitsmarkts.....	33
3.2.3	Grenzüberschreitende Regelenergiemärkte.....	44
3.3	Beschaffung von Regelenergie.....	49
3.3.1	Dimensionierungsverfahren zur Ermittlung des Regelleistungsbedarfs.....	49
3.4	Nicht weiterzuverfolgende Konzepte.....	51
4	Empfehlungen.....	52
4.1	Sowieso-Maßnahmen zur Weiterentwicklung.....	52

## **Abkürzungsverzeichnis**

ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators  
aFRR – Automatic Frequency Restoration Reserve (deutsch: SRL)  
AM – Arbeitsmarkt  
BKV – Bilanzkreisverantwortliche  
BNetzA – Bundesnetzagentur  
BSG – Balancing Stakeholder Group  
EB GL – Electricity Balancing Guideline  
EE – Erneuerbaren Energien  
EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz  
EEX – European Energy Exchange  
EFET – European Federation of Energy Traders  
ENTSO-E – Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber  
EnWG – Energiewirtschaftsgesetz  
EOM – Energy Only Markt  
EPEX SPOT – European Power Exchange  
EXAA – Energy Exchange Austria  
FAT – Full Activation Time  
FCR – Frequency Containment Reserve  
FRR – Frequency Restoration Reserve  
GCTs – Gate Closure Times  
GW – Gigawatt  
ID-Markt – Intraday-Markt  
IGCC – International Grid Control Cooperation  
kAM – kurzfristiger Arbeitsmarkt  
LFR – Leistungs-Frequenz-Regler  
MESCC – Market European Stakeholder Committee  
mFRR – Manual Frequency Restoration Reserve (deutsch: MRL)  
MPP – Market Parties Platform  
MRL – Minutenreserveleistung (englisch: mFRR)  
MW – Megawatt

NC EB – Electricity Balancing Network Code  
NRA – National Regulatory Authorities  
OTC – Over-The-Counter  
PRL – Primärregelleistung (englisch: FCR)  
PQ – Präqualifikation  
PV - Photovoltaik  
reBAP – regelzonenübergreifender Bilanzausgleichsenergiepreis  
RLM – Registrierende Leistungsmessung  
RR – Replacement Reserve  
SEP – Standard-Einspeise-Profil  
SLP – Standard-Last-Profil  
SO GL – System Operation Guideline  
SRL – Sekundärregelleistung (englisch: aFRR)  
StromNZV – Stromnetzzugangsverordnung  
TLP – Temperatur-Lastprofilen  
ÜNB – Übertragungsnetzbetreiber  
VNB – Verteilnetzbetreiber  
XB ID – Cross-Border Intraday

## 1 Einleitung

Aktuell wird das Strommarktdesign im Rahmen der Implementierung der Guidelines des dritten Binnenmarktpakets intensiv diskutiert und angepasst. Die Verordnung der europäischen Kommission 2017/2195 "Festlegung einer Leitlinie für den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem" (Englisch: Electricity Balancing Guideline (EB GL)) ist am 23. November 2017 in Kraft getreten. Die Verordnung der europäischen Kommission 2017/1485 „Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb“ (Englisch: System Operation Guideline (SO GL)) ist am 2. August 2017 in Kraft getreten. Diese Verordnungen sehen erhebliche Veränderungen im Regelenergiemarkt vor, von denen alle Regelenergieprodukte betroffen sind.

Zur weiteren Stärkung des Energy Only Markets (EOM) hatte der BDEW bereits in 2013 und 2015 Vorschläge geprüft und festgestellt, dass bei der Weiterentwicklung der Regelenergiemärkte ein großes Ausgestaltungspotential besteht.

Der BDEW hatte 2015 den Regelenergiemarkt in Deutschland grundlegend analysiert und dessen Rolle im Rahmen des Stromgroßhandels bewertet. Dabei wurden relevante Weiterentwicklungsoptionen geprüft und drei Handlungsempfehlungen abgeleitet.

- I. Der Spotmarkt muss weiterentwickelt werden. Dem Regelenergiemarkt kommt nur eine unterstützende Funktion zu.
- II. Der (erleichterte) Zugang für Anbieter im Regelenergiemarkt sollte geprüft werden.
- III. Anreize und Produkte sind ausreichend, sollten aber für das zukünftige Marktdesign aktiv weiterentwickelt werden.

In der Analyse hatte sich gezeigt, dass im Bilanzkreismanagement die Anreize so ausgestaltet waren, dass die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) in den Jahren zuvor viele Verbesserungen bereits getätigt hatten. Insbesondere wurde deutlich, dass der aktive Ausgleich der Abweichungen in den Bilanzkreisen gerade dann besser wurde, wenn der Markt liquide ist und im Intraday-Markt (ID-Markt) der Handelsschluss möglichst nah an der tatsächlichen Erfüllung ist.

Der BDEW hatte daher empfohlen, diese positiven Entwicklungen weiter zu stützen und Weiterentwicklungsoptionen immer dahingehend zu prüfen, ob diese nicht besser im Spotmarkt vollzogen werden können.

Des Weiteren wurde festgestellt, dass die Erzeugungslandschaft über die Jahre hinweg dezentraler wurde. Insbesondere das flexible Lastmanagement wurde ein wichtiger Baustein für die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns.

Der BDEW hatte daher empfohlen den Zugang zu den Märkten so zu gestalten, dass Anbieter entweder über den Spotmarkt agieren oder ihre Produkte über den Regelenergiemarkt anbieten können. Das Schaffen von Parallelstrukturen im Stromhandel sollte dabei unbedingt vermieden werden.

Außerdem wurde deutlich, dass neue Anbieter, neue Erzeugungsarten, sowie die Ausweitung der aktiven Bewirtschaftung robuste Rahmenbedingungen erfordern, bei denen neue Entwicklungen adäquat integriert werden sollten.

Der BDEW hatte daher eine offene Prüfung empfohlen, inwieweit mit der Ausweitung des Marktzugangs auch neue Produkte erforderlich sein können, beziehungsweise ob neue Anreize geschaffen werden sollten.

Grundsätzlich sind diese Positionen weiterhin gültig. Der BDEW hat jedoch nach drei Jahren Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes die Möglichkeit genutzt, das weitere Gestaltungspotential erneut zu prüfen und dieses in den Zusammenhang mit den weitgehenden Veränderungen durch die Implementierung der EB GL zu stellen.

Aufgrund der fortlaufenden Weiterentwicklung, weist der BDEW darauf hin, dass Teile des Papiers in Zukunft möglicherweise an neue Vorgaben angepasst werden müssen.

## 2 Einordnung und Definitionen

In seiner Funktion zur Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung nimmt der Regelenergiemarkt eine besondere Rolle ein: Die Regelleistung ist die letzte zu ergreifende, marktlich konstituierte Maßnahme zum Erhalt des Leistungsausgleichs und damit auch der Frequenz. Erst wenn dieses Instrument genutzt und ausgeschöpft wurde, erfolgen Eingriffe und Zwangsmaßnahmen zum Erhalt der Systemsicherheit.

Gemäß Artikel 2 der EB GL, welcher die Verwendung der Begriffe im Regelenergiemarkt beinhaltet, wird der Begriff Regelreserve als Oberbegriff für Regularbeit und Regelleistung verwendet. Um die Kontinuität, auch im Hinblick bereits veröffentlichter Papiere des BDEW zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarkts zu wahren, wird der Terminus Regelenergie als Oberbegriff für Regelleistung und Regularbeit im vorliegenden Papier beibehalten.

Weiterentwicklungen im Regelenergiemarkt bergen das Potential, die Gesamtkosten des Systems zu reduzieren. Dies ist möglich, wenn das erforderliche Volumen an Ausgleichsenergie sinkt und/oder die Ausgleichsenergiepreise sinken. Erreicht werden kann dies, wenn die Anreize für ausgeglichene Bilanzkreise optimal gesetzt sind und dementsprechend wirken sowie indem die Kosten für die Beschaffung von Regelenergie durch mehr Wettbewerb sinken.

### 2.1 Einordnung der Weiterentwicklungsvorschläge

Die aktuellen Regelungen des Regelenergiemarktes in Deutschland stellen grundsätzlich ein etabliertes und gut funktionierendes Verfahren dar. Diese Regelungen werden zukünftig durch die Implementierung der EB GL grundlegend verändert.

Die Untersuchung von Verbesserungspotentialen im Regelenergiemarkt und dessen Optimierung sind jedoch weiterhin wichtige Bausteine, um die Systemstabilität wie bisher zu gewährleisten und gleichzeitig den Wettbewerb im Markt zu stärken. Sie müssen jedoch im Kontext der anstehenden Veränderungen auf europäischer Ebene analysiert werden.

Aus Sicht des BDEW bietet der Regelenergiemarkt Möglichkeiten, Fahrplantreue und damit aktiveres Bilanzkreismanagement zu fördern. Das Potential, durch Änderungsmaßnahmen im Regelenergiemarkt in Kombination mit dem Preissystem für Ausgleichsenergie eine aktivere Bewirtschaftung der Bilanzkreise anzureizen, muss deshalb erörtert werden. Die Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes alleine wird nicht ausreichend sein, um das Potential des EOMs voll zu nutzen. Daher ist die Verbesserung des Regelenergiemarktes immer in der Gesamtschau mit allen Marktsegmenten des EOMs zu bewerten.

Aufbauend auf bereits vorliegenden, im Vorfeld erarbeiteten, grundsätzlichen Positionen des BDEW für das Marktdesign der Regelenergie werden in vorliegender Ausarbeitung das Optimierungspotential im Regel- und Ausgleichsenergiesystem untersucht und Vorschläge zur Weiterentwicklung vorgelegt.

## **Veränderungen durch Implementierungen der EB GL und der SO GL**

Im Rahmen der Implementierungen der EB GL und der SO GL wird der Handel von allen Regelenergieprodukten derzeit auf europäischer Ebene harmonisiert. Mit dieser Harmonisierung werden sich Ausschreibungsabstände und -zeiten, die Produktdauer, die Produktstruktur und andere Rahmenbedingungen des Marktdesigns verändern.

Insbesondere ist hierbei hervorzuheben, dass die Veränderungen sowohl die Rahmenbedingungen der Aktivierung als auch die der Abrechnung betreffen werden. Die Regelenergieprodukte und ihre Eigenschaften werden neu definiert, was auch die Neugestaltung von Zuschlagungs- und Aktivierungsregeln beinhaltet.

Zudem ist die Einführung eines Regelarbeitsmarktes vorgesehen. Dies wird in Kapitel 3.2.2 nochmals ausführlich diskutiert. In diesem wird auch auf die Fragestellungen eingegangen, wie die Rückgabe von nicht abgerufenen Geboten, so genannte free bids an den ID-Markt erfolgen kann und wie die Gate Closure Times (GCTs) ausgestaltet sein müssen, sodass die Liquidität des ID-Markts so geringfügig wie möglich von der Einführung des Regelarbeitsmarktes beeinflusst wird.

Auch die Spezifizierung und Berechnung der Ausgleichsenergiebepreisung wird auf europäischer Ebene harmonisiert. Bei der Ausgestaltung der Abrechnung ist zukünftig die Einführung von dual pricing unter bestimmten Umständen vorgesehen. Dies bedeutet, dass unterschiedliche Ausgleichsenergiepreise für positive und negative Regelenergie angesetzt werden. Für die Ausgestaltung insgesamt wird eine preiselastische Nachfrage der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu Grunde gelegt.

Gemäß der SO GL müssen zudem die nationalen Dimensionierungsmethodiken für die Ermittlung des Bedarfs von Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) angepasst werden. Die deutschen ÜNB haben ein neues Dimensionierungsverfahren auf Basis einer Studie von Consentec entwickelt. Dieses basiert auf Erfahrungswerten und beinhaltet eine probabilistische und situationsabhängige Dimensionierung.

Im Rahmen der EB GL und SO GL mussten die ÜNB innerhalb eines Jahres des Inkrafttretens der Verordnungen Vorschläge erstellen und diese zu Konsultation stellen. Der BDEW hat sich an den zahlreichen Konsultationsprozessen mit Stellungnahmen beteiligt. Die Prozesse werden für das Jahr 2018 in Abbildung 1 dargestellt. Dabei wird zwischen Konsultationen der nationalen ÜNB, der BNetzA und ENTSO-E differenziert.



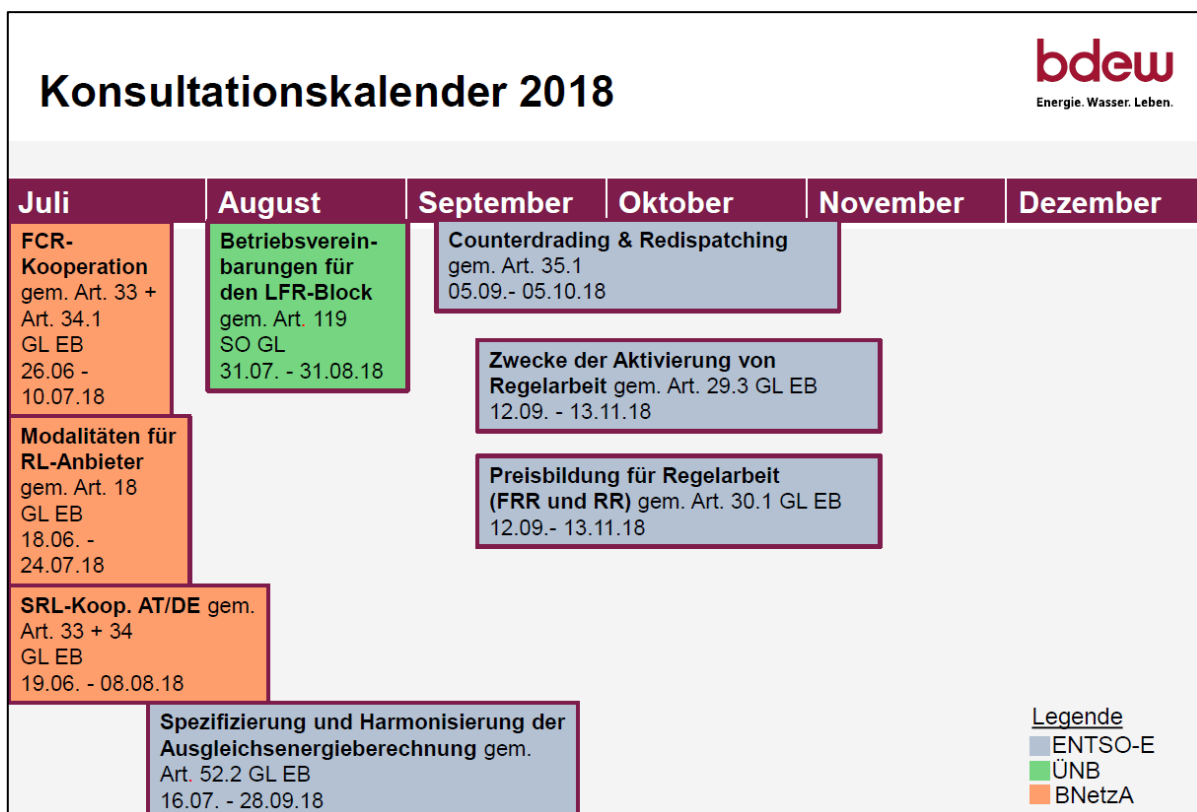
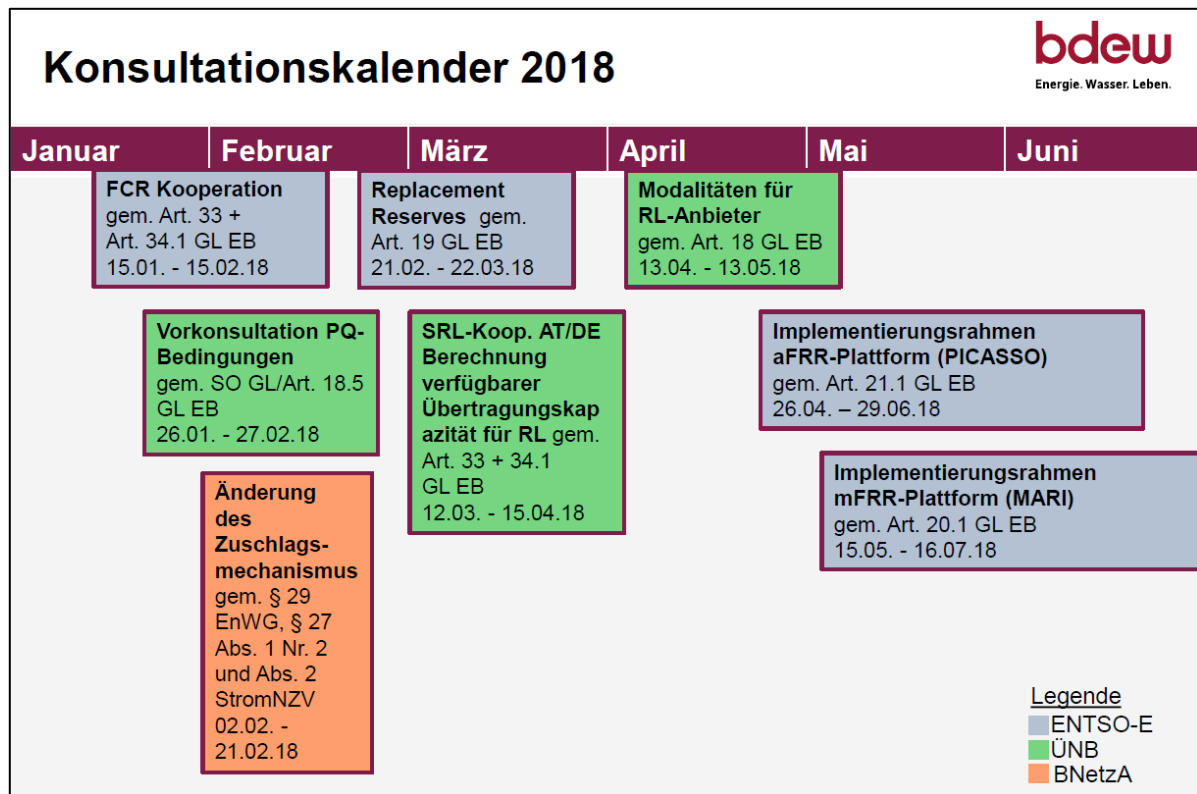


Abbildung 1: Konsultationskalender 2018, Quelle: Eigene Darstellung

Während die Vorschläge je nach Thematik von den deutschen ÜNB vorgelegt werden, ist bei europäischen Themen der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E für den ersten Vorschlag verantwortlich.

Zu den Konsultationen bezüglich der Vorschläge der ÜNB wird von transnationalen und nationalen Akteuren Stellung genommen. Neben dem BDEW sind hierbei die Market Parties Platform (MPP), eine Kooperation der Verbände der Energiewirtschaft in Zentralwesteuropa für den Strommarkt (<https://marketpartiesplatform.eu/>), und Eurelectric, der europäische Dachverband der Stromwirtschaft, zu nennen.

Die Genehmigung der Vorschläge erfolgt über die Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) und die Bundesnetzagentur (BNetzA). Die Abstimmung auf europäischer Ebene erfolgt über die Eurelectric-Gremien. Ein direkter Austausch mit den Regulierungsbehörden findet dabei in der Balancing Stakeholder Group (BSG) und dem Market European Stakeholder Committee (MESOC) statt. Die Abstimmung auf nationaler Ebene erfolgt direkt mit der BNetzA.

Abbildung 2 macht die Wechselbeziehungen zwischen den einzelnen Akteuren im Gesetzgebungsprozess deutlich. Gemäß EB GL ist ENTSO-E verpflichtet Vorschläge für die Umsetzung der Verordnung zu erarbeiten und zur Konsultation zu stellen. An dieser Konsultation können sich die Marktteilnehmer beteiligen, unter anderem auch über den BDEW, die MPP und Eurelectric. Auf Basis der Rückmeldungen durch den Konsultationsprozess werden die Vorschläge angepasst und dann an die nationalen Regulierungsbehörden übergeben. Jeder Vorschlag muss von der nationalen Regulierungsbehörde genehmigt werden. Sollte es zu keiner Einigung kommen, muss ACER über die Genehmigung des Vorschlags entscheiden.

Für Änderungen, die auf nationaler Ebene umgesetzt werden, wie zum Beispiel die Dimensionierung für FRR-Produkte, die PQ-Bedingungen, sowie die Modalitäten, erarbeiten die nationalen ÜNB Vorschläge. Diese werden dann zur Konsultation gestellt und müssen nach diesem Konsultationsprozess von der BNetzA genehmigt werden.

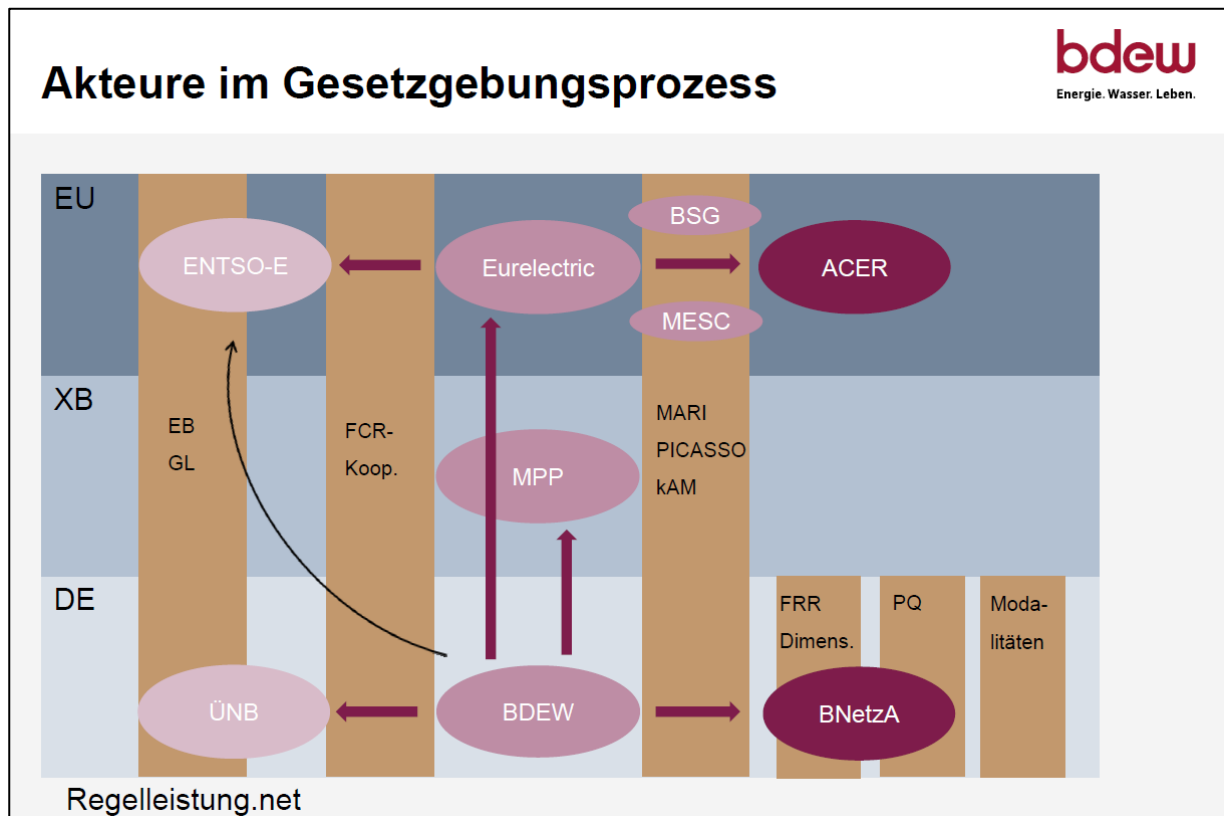


Abbildung 2: Akteure im Gesetzgebungsprozess, Quelle: Eigene Darstellung

### Einführung FCR

Die Einführung der ersten Stufe im Rahmen der Vereinheitlichung des Primärregelung (PRL)-Handels auf europäischer Ebene sollte im November 2018 erfolgen.

Der BDEW hatte in seiner Stellungnahme gegenüber der BNetzA für eine Einführung des Zielmodells am 1. Juli 2019 mit einer Implementierungszeit von sechs Monaten plädiert. Diese Forderung wurde auch von anderen Europäischen Verbänden, insbesondere Eurelectric und der MPP unterstützt.

Die europäischen National Regulatory Authorities (NRAs) sind der Empfehlung gefolgt. Dementsprechend wurde zum 18. Oktober ein neuer Vorschlag der ÜNB zur Ausgestaltung des PRL-Handels vorgelegt, der eine Einführung des Zielmodells zum 1. Juli 2019 beinhaltet.

Die Einführung am 1. Juli 2019 beinhaltet die Umstellung auf eine tägliche Ausschreibung mit einer GCT von 15:00 Uhr, die Umstellung auf das ÜNB-ÜNB Abrechnungsmodell und die Umstellung auf Marginal Pricing. Des Weiteren ist kein grenzüberschreitender Sekundärhandel für PRL und die Einführung von teilbaren und nicht teilbaren Geboten vorgesehen.

Ein Jahr später, das heißt im Juli 2020 erfolgt der europäisch vollständig harmonisierte Handel von PRL mit einer angesetzten GCT von 08:00 Uhr D-1.

## **Einführung von MARI und PICASSO**

Für den Handel der Regelenergieprodukte SRL und MRL werden zukünftig europäische Plattformen eingeführt. Die Implementierung dieser erfolgt erstmals im Dezember 2020 und soll bis Dezember 2021 finalisiert werden. Für SRL (Englisch: aFRR, Automatic Frequency Restoration Reserve aFRR) werden somit final ab Dezember 2021 alle Regelarbeitsgebote auf der PICASSO-Plattform gehandelt. Das Pendant für die MRL (Englisch: mFRR, Manual Frequency Restoration Reserve) bildet die MARI-Plattform.

Durch die Vereinheitlichung des SRL- und MRL-Handels auf europäischer Ebene werden sich die Ausschreibungszeiten, die Produktdauer, die Produktstruktur und andere Rahmenbedingungen verändern. Für den SRL- und den MRL-Handel ist, wie auch für den PRL-Handel, ein ÜNB-ÜNB Abrechnungsmodell und eine gemeinsame Merit Order List vorgesehen.

Für mFRR ist sowohl eine direkte als auch eine geplante Aktivierung vorgesehen. Während die direkte Aktivierung unmittelbar erfolgt, setzt die geplante Aktivierung eine Fahrplanmeldung voraus. Des Weiteren soll die Bepreisung der Nachfrage auf den Plattformen auf Basis eines elastischen Bedarfs der ÜNB erfolgen dürfen, sofern die jeweilige nationale Regulierungsbehörde dies genehmigt. Für mFRR schlagen die ÜNB eine Full Activation Time (FAT) von 12.5 Minuten. Für aFRR wird eine FAT von fünf Minuten vorgeschlagen.

### Regelarbeitsmarkt:

Die wichtigste Veränderung ist, dass mit der Einführung der Plattformen für aFRR und mFRR ein kurzfristiger Regelarbeitsmarkt eingeführt wird. Dies stellt eine besondere Herausforderung für den Regelenergiemarkt in Deutschland dar, da sich der Regelarbeitsmarkt mit dem Intraday-Markt (ID-Markt) überschneidet und sich die Liquidität des ID-Markts auch auf den Regelarbeitsmarkt verschieben könnte.

### **Bepreisung und Aktivierung am Regelarbeitsmarkt**

Die europäischen ÜNB haben ihre Vorschläge für die Zwecke der Aktivierung von Regelarbeit und die Preisbildung für die Regelarbeit zur Konsultation gestellt. Das Konsultationsverfahren lief bis zum 13. November 2018.

Der erste Vorschlag beinhaltet die Zwecke der Aktivierung von Regelenergiegeboten sowohl für Regelenergie als auch für Systemeinschränkungen. Zukünftig ist dementsprechend vorgesehen, dass Regelenergiegebote sowohl für Redispatching als auch für Countertrading aktiviert werden können.

Der zweite Vorschlag beinhaltet die Methodik für die Preisbildung am Regelarbeitsmarkt. In diesem ist für aFRR eine Preisbildung auf Basis eines Optimierungszyklus von vier Sekunden vorgesehen.

## **Ausgleichsenergiebepreisung**

Auch die Spezifizierung der Ausgleichsenergiepreise wird mit Umsetzung der GL EB im europäischen Rahmen harmonisiert. Die neue Ausgestaltung beinhaltet unter anderem die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises auf Basis von entweder der entgangenen Aktivierung von Regelenergie, oder des Preises der Volumina, pro Richtung, der für die Aktivierung von Regelenergie von einem ÜNB in einer bestimmten Abrechnungsperiode angesetzt wurde. Des Weiteren ist die Einführung von „dual pricing“ unter bestimmten Voraussetzungen vorgesehen. Dies bedeutet, dass unterschiedliche Ausgleichsenergiepreise für positive und negative Regelenergie angesetzt werden. Der Konsultationsprozess diesbezüglich fand bis Ende September 2018 statt, woran sich der BDEW mit einer Stellungnahme beteiligt hat. Die Implementierung der neuen Ausgleichsenergiebepreisung ist innerhalb von 18 Monaten nach der Bestätigung der Regulierungsbehörden vorgesehen.

## **Veränderung der Dimensionierung für FRR**

Gemäß der SO GL soll das nationale Dimensionierungsverfahren für PRL und MRL überprüft werden. Das deutsche Dimensionierungsverfahren soll so umgestellt werden, dass das für das heutige System erforderliche Sicherheitsniveau gewährleistet werden kann. Dabei wird eine probabilistische und situationsabhängige Dimensionierung angestrebt. Das neue Dimensionierungsverfahren wird dabei zu einer leichten Reduzierung der ausgeschriebenen Leistung führen. Besonders wichtig ist zu beobachten, wie sich das neue Dimensionierungsverfahren auf die marktwirtschaftliche Flexibilität und die Systemsicherheit auswirken wird, gerade in Anbetracht dessen, dass politisch mehr Sicherheit gefordert wird. Zur Einführung des neuen Dimensionierungsverfahrens kommt es im Oktober 2019.

## **Modalitäten Regelreserveanbieter**

Die Modalitäten beinhalten u. a. das Qualifikationsverfahren, die Beschaffung, die Besicherung und das Vorgehen beim Verstoß gegen die Modalitäten für PRL, SRL und MRL und die Ausgestaltung des nationalen Regelarbeitsmarkts, der voraussichtlich 2020 in Deutschland eingeführt wird. Die Möglichkeit einer regelzonenübergreifenden Besicherung ist in den Modalitäten festgehalten, welche gemäß BK6-15-158 und BK6-15-159 bereits festgelegt und am 12. Juli 2019 durch die ÜNB einzuführen ist.

### Regelarbeitsmarkt:

Derzeit ist in den Modalitäten für den Regelarbeitsmarkt vorgesehen, dass zum einen die Arbeitspreise von am Regelleistungsmarkt bezuschlagten Geboten bis zum Zeitpunkt der Schließung des Regelarbeitsmarkts angepasst werden. Zum anderen können leistungspreisfreie Gebote bis zum Zeitpunkt der Schließung des Regelarbeitsmarkts angepasst werden. Der Zeitpunkt der Schließung des Marktes ist mit einer Stunde vor Beginn der Produktzeitscheibe angesetzt.

## **Präqualifikations (PQ)-Bedingungen**

Die ÜNB haben am 26. Oktober die Präqualifikationsbedingungen (PQ)-Bedingungen, unter Berücksichtigung der Rückmeldungen aus der Konsultation sowie der Anforderungen aus der

SO GL veröffentlicht. Die wesentlichen Neuerungen beinhalten die Einführung von Reserveeinheiten und Reservegruppen und die Nachpräqualifikation alle fünf Jahre, welche beide ab sofort gültig sind. Des Weiteren sind die Einführung eines neuen Doppelhöcker-Verfahrens (gültig ab 01.08.2019) und die Bestimmung der vermarktbaren Leistung auf Ebene des Pools durch den Anbieter anhand noch festzulegender Kriterien vorgesehen.

**Weiteres Vorgehen**

In einem Zeitraum von bis zum einem Jahr nach in Kraft treten der EB GL sind die ÜNB verpflichtet zu allen Regelenergieprodukten Harmonisierungsvorschläge zur Konsultation zu stellen. Dementsprechend liegen den Marktteilnehmern zu diesem Zeitpunkt alle Vorschläge der ÜNB vor. Die nachfolgende Graphik gibt einen Ausblick auf das weitere Verfahren und beinhaltet die voraussichtlichen Entscheidenden beziehungsweise Genehmigungen der BNetzA zu den einzelnen Prozessen. Da der Prozessverlauf noch nicht vollständig absehbar ist, müssen die aufgeführten Daten weitestgehend als voraussichtliche Daten betrachtet werden. Bei einer derart komplexen Umstellung kann mit Verzögerungen gerechnet werden. Abbildung 3 verdeutlicht die Umsetzungen, die seit Oktober 2018 im Regelenergiemarkt stattgefunden haben und gibt einen Überblick darüber wann mit den zukünftigen Veränderungen zu rechnen ist. Dabei wird zwischen Prozessen, die alle drei Regelenergieprodukte, nur PRL oder nur SRL und MRL betreffen, unterschieden.

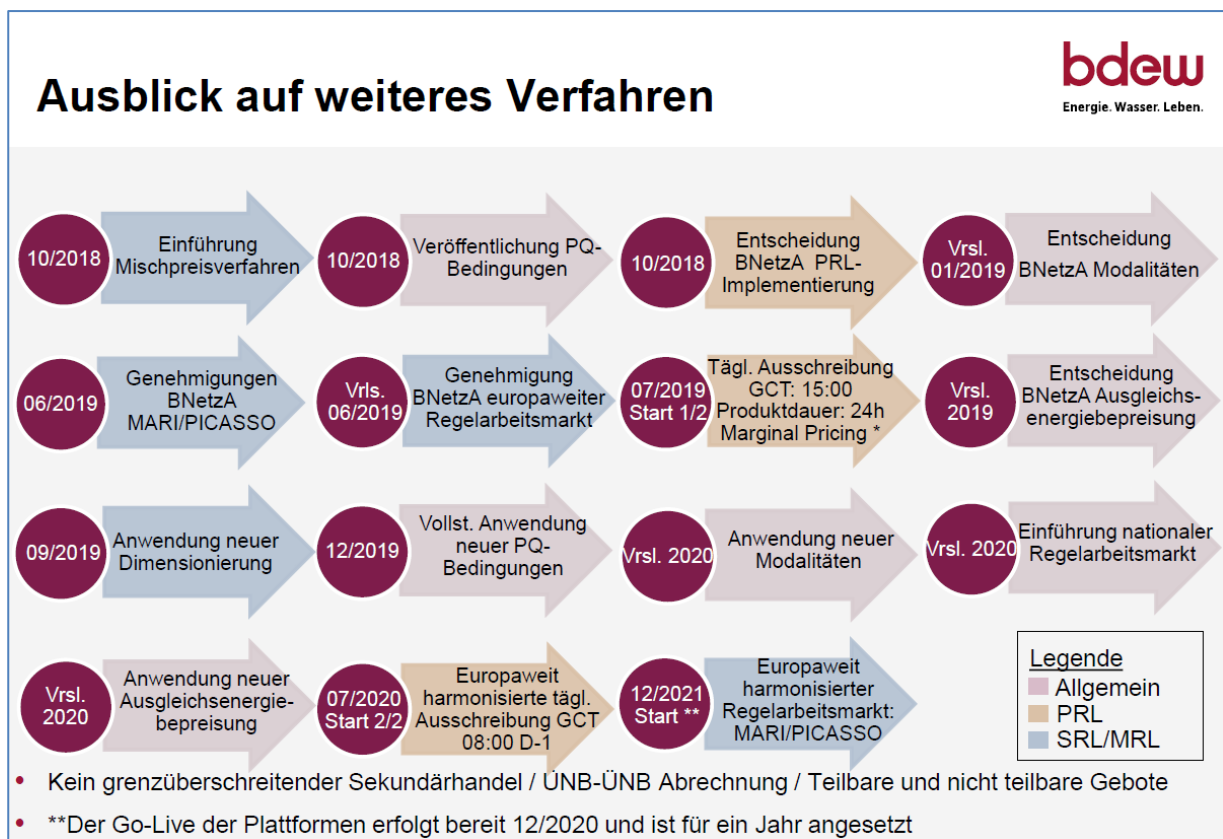


Abbildung 3: Ausblick auf weiteres Verfahren, Quelle: Eigene Darstellung

## 2.2 Beschreibung Regelenergie

Regelenergie ist ein Instrument, das die Übertragungsnetzbetreiber zum Ausgleich von Frequenz- und Leistungsschwankungen einsetzen können. Diese Schwankungen entstehen durch Über- oder Unterspeisungen von Bilanzkreisen innerhalb der Regelzonen. Der Einsatz von Regelenergie hilft daher das permanente Gleichgewicht zwischen Ein- und Ausspeisung im Stromnetz zu erhalten.

Regelenergie ist unterteilt in Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserveleistung. Während PRL automatisch innerhalb von 30 Sekunden zum Ausgleich von Frequenzschwankungen abgerufen und regelzonenübergreifend aktiviert wird, dient die ebenfalls automatisch aktivierte SRL dem Ausgleich von Leistungsdefiziten/-überschüssen innerhalb des Netzgebiets des von der Leistungsabweichung betroffenen ÜNBs und muss innerhalb von maximal fünf Minuten vollständig erbracht werden können. MRL wird manuell abgerufen, muss nach 15 Minuten in vollem Umfang verfügbar sein und dient der Ablösung der SRL beim Ausgleich länger anhaltender Leistungsungleichgewichte.

Die ausgeschriebene Menge an PRL, derzeit gemäß SO GL Artikel 153(2b.i) 3000 MW wird für das ENTSO-E Netzgebiet festgelegt. Sie beläuft sich anteilig für Deutschland auf 620 MW. Der Bedarf an auszuschreibender SRL und MRL soll zukünftig von den ÜNB in einem dynamischen, probabilistischen, aber vergangenheitsbasierten Verfahren festgelegt werden. PRL wird derzeit symmetrisch (positive und negative Regelleistung zusammen) und ohne Einteilung in Zeitscheiben wöchentlich ausgeschrieben. Die seit Juli 2018 täglich auktionierte SRL ist in sechs Mal vier-Stundenprodukte sowie positive und negative Regelleistung unterteilt. Die Vergabe der MRL folgt ebenfalls einer täglichen Ausschreibung von sechs Zeitscheiben zu jeweils vier Stunden, die in positive und negative Regelleistung getrennt sind. Ab Juli 2019 wird gemäß der Umsetzung der EB GL, PRL immer noch symmetrisch, aber dann täglich ausgeschrieben und mit einer Produktdauer von vier Stunden in sechs unabhängigen Produkten am Tag auktioniert (letzteres erst ab Juli 2020). Durch die Harmonisierung der Regelenergie auf europäischer Ebene werden SRL und MRL frühestens ab 2019 auf den europäischen Plattformen MARI und PICASSO gehandelt. Zudem ist für SRL und MRL die Einführung eines Regelarbeitsmarktes vorgesehen. Nach derzeitigem Stand wird dieser national Ende 2019 eingeführt und soll bis 2022 durch einen europaweit harmonisierten Arbeitsmarkt abgelöst werden.

Um Regelenergie erbringen und an den Ausschreibungen der ÜNB teilnehmen zu können, müssen Marktteilnehmer mit den vorgesehenen Anlagen ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen. Dabei werden die für die Erbringung von Regelenergie vorgesehenen, technischen Einheiten auf ihre Tauglichkeit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, differenziert nach der Art der Regelleistung (PRL, SRL oder MRL), überprüft. Die Anforderungen im Präqualifikationsprozess sind dazu im von den ÜNB veröffentlichten Transmission Code zusammengefasst. Die Präqualifikationsbedingungen werden aktuell im Rahmen der Implementierung der EB GL und der SO GL angepasst und wurden im Februar 2018 konsultiert. Derzeit sind 60 Marktteilnehmer (Stand April 2018) für die Erbringung der unterschiedlichen Dienstleistungen registriert und mit entsprechenden Anlagen präqualifiziert. Um die Mindestangebotsgrößen für die Bereitstellung der jeweiligen Regelleistung (SRL/MRL) zu erreichen, ist es Anbietern von Regelenergie möglich, Anlagen zu poolen und ein gemeinsames Gebot zu erstellen.

Die Vergabe der Regelleistung erfolgt seit dem 15. Oktober 2018 basierend auf den Leistungspreisen und den Arbeitspreisen der eingegangenen Gebote gemäß des Mischpreisverfahrens. Die Ergebnisse der Ausschreibungen werden auf der von den ÜNB gemeinsam betriebenen Plattform ([www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)) veröffentlicht. Die Kosten für die Vorhaltung der Regelleistung werden derzeit von den ÜNB auf die Netzentgelte umgelegt. Der tatsächliche Abruf der Regelleistung erfolgt nach der Folge der Arbeitspreise der kontrahierten Leistungsgebote. Die Bepreisung erfolgt nach dem Pay-as-bid-Prinzip, welches besagt, dass jede abgerufene Arbeit mit der Höhe des zugrundeliegenden Gebots vergütet wird. Dieses Prinzip wird im Rahmen der Implementierung der EB GL durch Pay-as-clear ersetzt, sodass zukünftig jede abgerufene Arbeit mit der Höhe des zuletzt bezuschlagten Gebots vergütet wird.

Die dadurch entstehenden Kosten für den Abruf von Regelenergie werden über den regelzonenübergreifenden, einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) verursachergerecht den BKV zugeteilt.

### **2.3 Beschreibung Ausgleichsenergie**

Ausgleichsenergie ist das bilanzielle Pendant zur Regelenergie, das der finanziellen, verursachergerechten Abrechnung der abgerufenen Regelarbeit mit den Bilanzkreisverantwortlichen dient.

Der jedem Bilanzkreis, aufgrund von Über- oder Unterspeisung, im Nachgang zuordenbare, anteilige Abruf von Regelenergie wird rückwärtig als Ausgleichsenergie bilanziert. In der Berechnung des reBAP wird dabei Verhalten, das der Systemstabilität schadet, pönalisiert, während systemstützende Bilanzen belohnt werden. Ein positiver reBAP führt für unterspeiste Bilanzkreise rückwirkend zu Kosten, während überdeckte Bilanzkreise vergütet werden; negative Ausgleichsenergiepreise führen umgekehrt bei überspeisten Bilanzkreisen zu Kosten und zu Vergütungen bei unterdeckten Bilanzkreisen. Durch das Ausgleichsenergiesystem werden so die Kosten für den Einsatz von Regelenergie verursachergerecht auf die BKV verteilt. Die Höhe des von systemdestabilisierenden Teilnehmern zu entrichtenden Ausgleichsenergiepreises pro Megawattstunde ist in der jeweiligen Viertelstunde gleich der Höhe der Vergütung je Megawattstunde für systemstabilisierende Teilnehmer (symmetrische Preissetzung). Durch das Ausgleichsenergiesystem soll somit der Anreiz für BKV gesetzt werden, durch Handel am Spotmarkt (Day-Ahead/ ID) sowie mit physischen Einheiten, wie regelbaren Einspeisern oder schaltbaren Lasten, aktiv ihre Bilanzkreise auszugleichen.

Der reBAP wird in einer schrittweisen Berechnung ermittelt. Den Transparenzvorgaben der BNetzA zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystems (BK6-12-024) folgend, ist auf der gemeinsamen Internetseite der ÜNB folgender Berechnungsmodus veröffentlicht: <https://www.regelleistung.net/ext/static/rebap>

Auch die Preisberechnung für Ausgleichsenergie wird gemäß der EB GL harmonisiert und neu spezifiziert. Auf diese Veränderungen wird in Kapitel 3.1.2 näher eingegangen.

### **2.4 Beschreibung Redispatching**

Redispatching ist ein Instrument der ÜNB zur Bewältigung lokaler Netzengpässe und zur Aufrechterhaltung des stabilen Netzbetriebs durch Eingriffe in den Anlagenfahrplan.



Durch eine dem Lastfluss gegenläufige Anpassung der Kraftwerks-Einspeisung wird die Überlastung des individuellen Leitungsabschnitts vermieden (strombedingter Redispatch) oder die Aufrechterhaltung der Spannung in den vorgegebenen Bändern gewährleistet (spannungsbedingter Redispatch). Letzteres kann unter anderem durch die Bereitstellung von Blindleistung aus dem betroffenen Netzknoten naheliegender Kraftwerke gewährleistet werden. Strombedingtes Redispatching verläuft auf das Gesamtsystem bezogen leistungsneutral: Die Leistungserhöhung des einen Kraftwerks wird durch die gegenläufige Absenkung der Erzeugungleistung eines zweiten Kraftwerks ausgeglichen. Beim spannungsbedingten Redispatch wird gegebenenfalls nötige Wirkleistungseinspeisung im Markt verkauft, was sich im Ergebnis auf das Gesamtsystem ebenfalls neutral auswirkt.

Die Bedingungen für den Abruf sowie die Vergütung von Redispatching sind in der freiwilligen Selbstverpflichtung der ÜNB vorgegeben. Die Vergütung erfolgt derzeit auf Basis eines kostenbasierten Preismechanismus unter Berücksichtigung von Erzeugungsauslagen und Opportunitätskosten bzw. dem anteiligen Werteverbrauch. Betriebes- und Opportunitätskosten. Entstandene Kosten können die ÜNB über die Netzentgelte umlegen.

### **Abgrenzung der Regelenergie vom Redispatching**

Während mit dem Einsatz von Regelenergie dem elektrischen Gesamtsystem zusätzliche Energie zu- beziehungsweise abgeführt wird, erfolgt dies beim Einsatz von Redispatch leistungs- und energiemengenneutral. Redispatch dient ausschließlich der Beseitigung von Netzengpässen oder Spannungsproblemen und nicht dem Ausgleich unvorhergesehener Leistungsschwankungen. Das Wälzen der Kosten folgt ebenfalls unterschiedlichen Vorgehensweisen: Kosten für Redispatch werden ausschließlich über die Netzentgelte gewälzt, Kosten für Regelenergieabruf hingegen über den BKV. Zu beachten ist weiterhin, dass nach derzeit vorherrschender Lage ein Kraftwerksbetreiber während einer Redispatching-Maßnahme in Bezug auf ID-Aktivitäten eingeschränkt ist.

Die Durchführung von Redispatch Maßnahmen wird aufgrund des fehlenden Netzausbau bereits präventiv (teilweise sogar schon Day-Ahead) und nicht mehr nur kurativ (kurzfristig) eingesetzt. Aus diesem Grund sollte die Abgrenzung von Redispatch und Regelenergie zwingend erhalten bleiben.

In anderen europäischen Ländern wird Regelarbeit und dabei insbesondere die über die dimensionierungsrelevanten Mengen hinaus beschaffte Regelenergie für Redispatchmaßnahmen genutzt wird. Dies schlägt sich auch in dem Vorschlag der ÜNB zur Methodik zum koordinierten Redispatch und Counter Trading, als auch in dem Vorschlag zu den Zwecken der Aktivierung von Regelarbeitsgebieten nieder.

Am 31. Oktober 2018 sind die neuen Regelungen zur Vergütung von Redispatching in Kraft getreten. Diese Regelungen basieren auf dem Branchenleitfaden, den der BDEW im April 2018 veröffentlicht hat. Dieser beinhaltet eine kostenbasierte Vergütung von Redispatching.

### 3 Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarkts

In den folgenden Kapiteln werden bekannte Weiterentwicklungsmöglichkeiten des Regelenergiemarkts vorgestellt und bewertet. Die verschiedenen Konzepte lassen sich wie folgt gruppieren.

Weiterentwicklungen

- bei der Ausgleichsenergie beziehungsweise Regelenergie aus Sicht der BKV
- des Regelenergiemarkts aus Sicht der Anbieter und
- bei der Beschaffung von Regelenergie

#### 3.1 Ausgleichsenergie beziehungsweise Regelenergie aus Sicht der BKV

Bei der Ausgestaltung des Bilanzkreismanagements wurde mit der Erfassung der Bilanzkreise durch die BKV eine besondere Funktion geschaffen, in der Angebot und Nachfrage im Strommarkt bilanziell gemeinsam erfasst werden. In Deutschland gibt es 1.359 BKV (Stand August 2018), die aggregiert mit ihren Entscheidungen die Erzeugung so steuern, wie sie die Last der Verbraucher erwarten. In den Bilanzkreisverträgen ist klar geregelt, dass alle BKV für ausgeglichene Bilanzkreise sorgen müssen. Für nicht prognostizierbare Abweichungen müssen die BKV auf Ausgleichsenergie zurückgreifen. Die Ausgleichsenergie ist dabei so konzipiert, dass sie den BKV auch einen finanziellen Anreiz geben soll, ihre Prognoseverfahren immer weiter zu verbessern. Grundsätzlich wird dabei angenommen, dass je geringer der Bedarf an Ausgleichsenergie für die Bilanzkreisverantwortlichen ist, desto besser funktioniert das gesamte System. Allerdings wird auch in einem optimalen System die Prognose immer eine Schätzung bleiben, und auch dann noch Bedarf für Ausgleichsenergie bestehen.

Im Folgenden werden verschiedene Ansätze untersucht, die Weiterentwicklungen im Regelenergiemarkt bezogen auf die Rolle der BKV betreffen. Diese werden dann nach dem Kriterium bewertet, welches Verbesserungspotential sie noch haben.

##### 3.1.1 Systematische Abweichungen in Bilanzkreisen

Ungleichgewichte sowohl innerhalb einzelner Bilanzkreise als auch aggregiert auf Netzebene sind zu einem gewissen Grad unvermeidbar. Wesentliche Ursachen von vermuteten systematisch auftretenden Abweichungen sind folgende Fehlerquellen:

- Prognosefehler der Einspeisung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien (EE), getrennt nach Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)-Vermarktung durch die ÜNB und EE-Direktvermarktung
- Prognosefehler des Lastverhaltens
- Unzureichende Bewirtschaftung dieser Prognosefehler: Sofern BKV Möglichkeiten auslassen sollten, auftretende Bilanzungleichgewichte unter vertretbarem Aufwand vor der Lieferung zu verringern (zum Beispiel keine viertelstündliche Bewirtschaftung von Rampen)

Abweichungen von der Day-Ahead-Prognose können im ID-Markt ausreichend gut bewirtschaftet werden und dadurch können in der Regel signifikante Abweichungen vermieden werden.

## Strukturelle Maßnahmen und Abgrenzungen

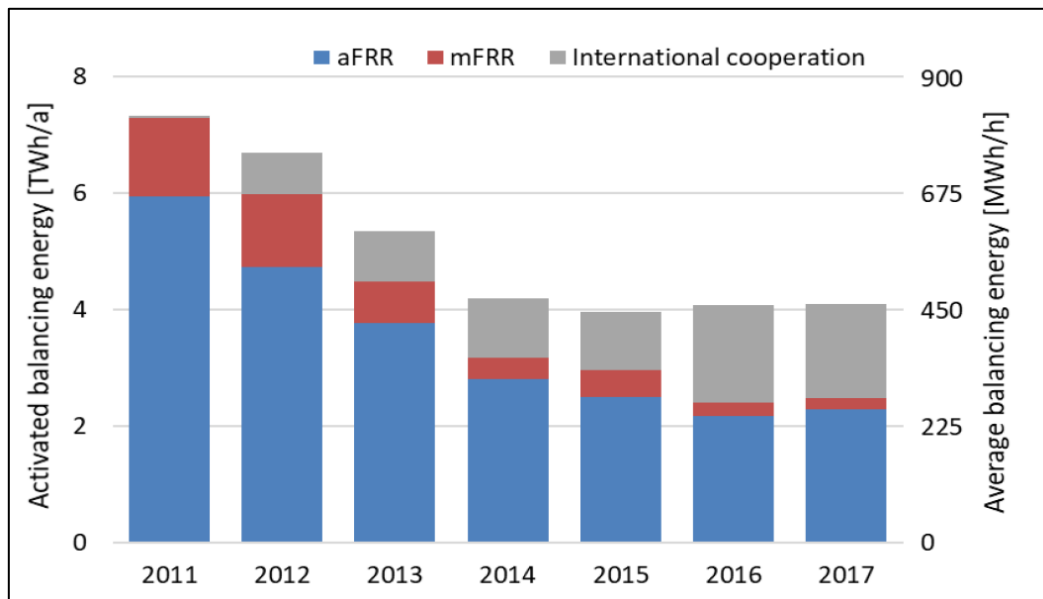


Abbildung 4: Entwicklung der Ausgleichsenergiemenge im Zeitraum 2011 – 2017, Quelle: *Short-Term Electricity Trading for System Balancing - An Empirical Analysis of the Role of Intraday Trading in Balancing Germany's Electricity System*

Wie Abbildung 4 zeigt, konnte von 2007 bis 2014 die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie um mehr als 50% reduziert werden. Dies geht mit der Feststellung einher, dass die Verbesserungen in den Bilanzkreisen schon umgesetzt wurden. Das ist eine bemerkenswerte Entwicklung, wurde doch vielfach angenommen, dass die EE aufgrund ihrer schwankenden Einspeisung schwieriger zu prognostizieren seien.

Dieser Rückgang stützt somit die These, dass trotz des starken Ausbaus der EE-Kapazitäten, die systematischen Abweichungen abgenommen haben beziehungsweise die Bilanzkreise zunehmend besser bewirtschaftet wurden. Der Rückgang ist zudem auch auf die sukzessive Erweiterung der International Grid Control Cooperation (IGCC), die die Implementierung einer Imbalance Netting Plattform beinhaltet. Auf dieser Plattform können bereits ein Großteil der europäischen ÜNB gegenläufige Unterschiede in den verschiedenen Regelzonen miteinander verrechnen. Das heißt, dass ein ÜNB in einer Regelzone, die einen Überschuss an Energie aufweist, diesen an einen ÜNB in einer Regelzone mit einem Mangel an Energie liefern kann oder umgekehrt.

Es bleibt die Frage, ob aus Systemsicht noch weitere Verbesserungsmöglichkeiten im Rahmen systematischer Abweichungen erkennbar sind beziehungsweise ob Verbesserungen zu vertretbaren Kosten umgesetzt werden können. Ob Optimierungspotential bei der Bewirtschaftung der überwiegend stochastischen Lastverläufe der Differenzbilanzkreise durch die Verteilnetzbetreiber (VNB) besteht, ist zu prüfen.

Im Folgenden werden die Akteure im Zusammenhang mit systematischen Abweichungen und deren Bewirtschaftung analysiert. Die ÜNB sind hiervon ausgenommen. Die Auswirkungen auf

die ÜNB Bilanzkreise zur Vermarktung der EEG-Mengen entsprechen aber den Auswirkungen auf die EE-Direktvermarkter.

### EE-Direktvermarkter

Mit dem Marktprämienmodell als dominierendes Vermarktungsmodell nehmen EE-Direktvermarkter mittlerweile eine tragende Rolle in der Bewirtschaftung fluktuierender EE ein. Während im Jahr 2011 die Stromeinspeisungen aus Wind- und Solarkraft nahezu ausschließlich durch die ÜNB vermarktet wurden, sind derzeit (Stand November 2018) mit fast 49,1 Gigawatt (GW) bereits über 90 % der Windkraft und mit 11,3 GW ebenfalls über 90 % der Photovoltaik (PV)- Freiflächenanlagen in der Direktvermarktung.

Für EE-Direktvermarkter sind in der Regel die Kosten für Ausgleichsenergie der Kostenfaktor mit der größten Bedeutung, weshalb hier der Anreiz für die bestmögliche Prognostizierung und Bewirtschaftung der Position größer ist, als in der EEG-Vermarktung durch die ÜNB. Weiterhin können Direktvermarkter Anlagenbetreibern in dem frei verhandelbaren Vermarktungsvertrag weitergehende Mitwirkungspflichten auferlegen (beispielsweise rechtzeitige Information über Nicht-Verfügbarkeiten) als die ÜNB im Rahmen der EEG-Vermarktung. Aus diesem Grund ist anzunehmen, dass die Inanspruchnahme von Regelernergie durch die EE-Direktvermarktung tendenziell abnimmt, obgleich das ausbaubedingt zunehmende EE-Direktvermarktungsvolumen dem tendenziell entgegenwirkt.

Ein Indikator für diese Erwartung ist die verbesserte Prognosequalität. Der Prognosefehler für größere Windportfolien hat sich sowohl in der Day-Ahead- als auch in der Kurzfristprognose (zwei Stunden vor Lieferung) seit 2010 nahezu halbiert. Darüber hinaus werden mittlerweile die Änderungen, die sich aus den grundsätzlich präziseren Kurzfristprognosen im Vergleich zur Day-Ahead-Prognose ergeben, konsequenter bewirtschaftet. Das lässt sich unter anderem, an der deutlichen Zunahme der ID-Liquidität erkennen. Als wesentlicher Grund für diese Verbesserung, speziell der ID-Prognose kann die häufigere Ausstattung der EE-Anlagen mit Fernsteuerbarkeitsvorrichtungen angesehen werden: Diese Vorrichtungen erlauben unter anderem die Auslesung von Einspeisedaten in Echtzeit, die von den Vermarktern zur kontinuierlichen Nachjustierung ihrer Kurzfristprognosen genutzt werden. Die resultierenden Differenzmengen können dann im ID-Markt beschafft beziehungsweise verkauft werden.

Während zu Beginn des Jahres 2013 der Anteil der EE-Anlagen mit Fernsteuerbarkeit sehr gering war, hat sich dies mit der verpflichtenden Einführung der Fernsteuerbarkeit zum 1. April 2015, als gesetzlich vorgeschriebene Bedingung für direktvermarktete Anlagen verändert. Seit Einführung des Gesetzes muss dem Netzbetreiber gegenüber der Nachweis für die Fernsteuerbarkeit der EE-Anlagen in der Direktvermarktung erbracht werden.

In Einführungsphase der Marktprämie konnte festgestellt werden, dass einige Marktteilnehmer keine kontinuierlich besetzte Handelsinfrastruktur vorhielten und deshalb Prognose-Updates nicht zeitnah bewirtschaftet haben. Durch die aktuellen Präzisierungen der regulatorischen Anforderungen sowie den zunehmenden Wettbewerbs- und Kostendruck unter den Vermarktern sind entsprechende Vermarkter entweder aus dem Wettbewerb ausgeschieden oder haben Strukturen zur bestmöglichen Prognose und ihre kontinuierliche Bewirtschaftung aufgebaut beziehungsweise haben entsprechende Dienstleistungen in Anspruch genommen.

### (Konventionelle) Anlagenbetreiber

Kraftwerksbetreiber planen konventionelle und/ oder erneuerbare Stromerzeugungsanlagen. Der Einsatz von konventionellen Anlagen wird mit einem Anlagenfahrplan geplant, sodass die ihre Fahrweise vorhersehbar. Des Weiteren greifen bei einem Ausfall der fünften Viertelstunde nach dem Ausfall Besicherungskonzepte beziehungsweise Reserveverträge. Somit erscheint das Einsparpotenzial an Regelenergie im konventionellen Bereich ausgeschöpft.

### Händler

Händler haben im Strommarkt die Funktion eines Risikomanagers und ermöglichen es den anderen Akteuren Risiken zu transferieren. Sie kaufen und verkaufen Strommengen der Vertriebe / Lieferanten, der Kraftwerksvermarkter sowie der VNB dienstleistend im Großhandelsmarkt. Zur ordnungsgemäßen Erbringung dieser Dienstleistung ist schnelles und kontinuierliches Agieren unerlässlich. Entsprechend stellen die Händler sicher, dass Prognosen der Vertriebe / Lieferanten, Kraftwerksvermarkter sowie VNB schnell am Markt verbessert werden. Für Händler wirken die Anreize, immer den aktuellen Stand der Analyseinstrumente für eine bestmögliche Prognose einzusetzen, um möglichst wenig Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen zu müssen. Es ist davon auszugehen, dass der Wettbewerbsdruck immer zu einer Weiterentwicklung führen wird und die Prognosegüte bei den Händlern immer dem aktuellen Stand entspricht.

### Lieferanten

Einfluss auf den Regelenergiebedarf haben die Lieferanten im synthetischen Bilanzierungsverfahren durch die Prognose ihrer Absatzmengen in registrierender Leistungsmessung (RLM). Standard-Last-Profil (SLP)-Kundenmengen sowie die Produktionen nach Standard-Einspeise-Profilen (SEP) hingegen werden in diesem Verfahren durch die Lastprofile der VNB vorgegeben und sind somit für die Lieferanten nicht beeinflussbar. Die Prognosen der RLM-Lasten werden üblicherweise mit Vergleichstagsverfahren, Regressionsanalysen oder künstlichen neuronalen Netzen etc. erzeugt. Die wesentlichen Einflussfaktoren sind Wetterdaten und historische Absatzverläufe. Lieferanten prognostizieren anhand dieser Verfahren im Normalfall ihren Verbrauch am Vortag für den darauf folgenden Liefertag. Es ist zu vermuten, dass zum Zeitpunkt der Erstellung noch nicht alle der von den VNB zu versendenden RLM-Verbrauchsprofile des Vortags zur Verfügung stehen. Ferner ist davon auszugehen, dass sich die verwendeten Wetterdaten bis zum Beginn der Prognose verbessern. Daraus ist zu schließen, dass geringe Verbesserungen der Prognosen möglich wären, wenn die Lieferanten häufigere Prognoseaktualisierungen von Erzeugung und Verbrauch durchführen würden.

### Differenzbilanzkreisverantwortliche/ VNB

VNB stellen unter anderem die SLP und SEP für die Vertriebe / Lieferanten zur Verfügung. Außerdem versenden sie an diese die ausgelesenen RLM-Daten und sind dazu verpflichtet, die von ihnen gemäß § 12 III Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) zu führenden Differenzbilanzkreise zu bewirtschaften.

Der Differenzbilanzkreis umfasst die Abweichungen der Gesamtheit der mit SLP gemessenen Letztverbraucher. Einfluss auf den Differenzbilanzkreis haben insbesondere nicht-lastprofiltypische Verläufe der Kundenabnahme oder eine nicht prognostizierbare Einspeisung:

- Abweichungen von SLP zum tatsächlichen Verbrauch
- Abweichungen von Verlusten
- Abweichungen von Temperatur-Lastprofilen (TLP) zum tatsächlichen Verbrauch
- Abweichungen bei SLP durch EEG-Einspeisung und Eigenverbrauch
- Abweichungen der SEP zur tatsächlichen Einspeisung

Der Differenzbilanzkreis wird durch die Gesamtlast des Netzbetreibers abzüglich der technischen Netzverluste der Verbräuche der RLM, des bilanzierten SLP/TLP-Verbrauches sowie unter Berücksichtigung der registrierenden Einspeisemessungen (REM) oder SEP-Einspeisungen gebildet. Siehe auch Abbildung 5: Schematische Bildungssystematik eines Differenzbilanzkreises.

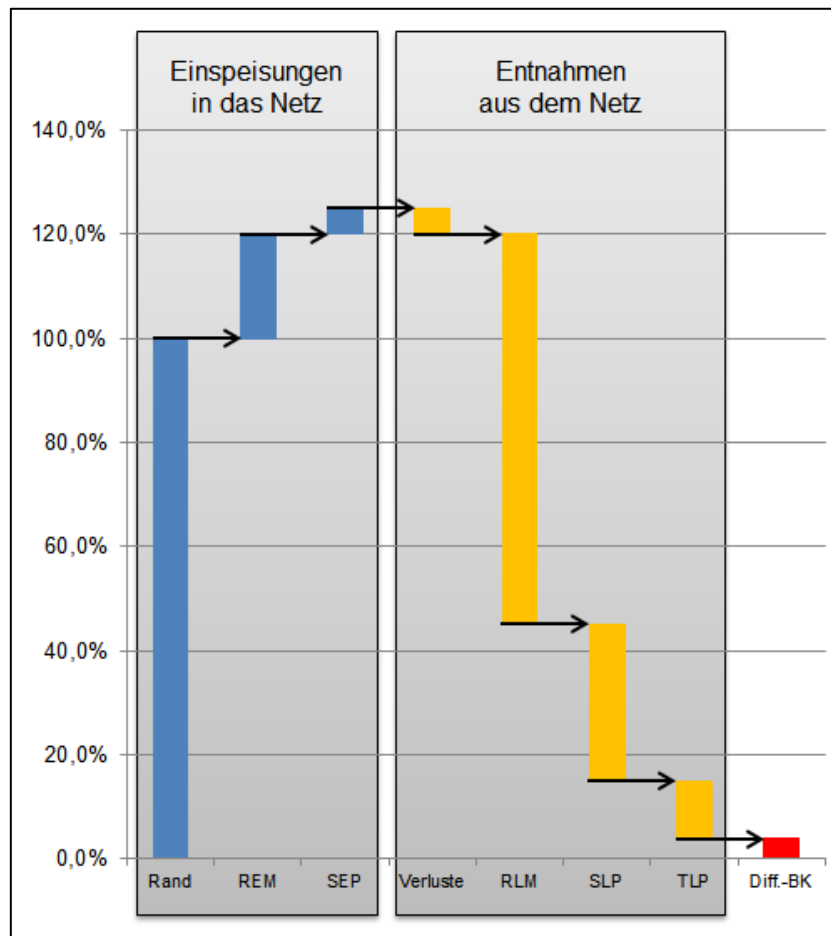


Abbildung 5: Schematische Bildungssystematik eines Differenzbilanzkreises, Quelle: Eigene Darstellung

Bei der Bestimmung der Differenzmenge durch den Netzbetreiber kumulieren sich im Differenzbilanzkreis des VNBs sämtliche Prognoserisiken aus der Lastentwicklung für SLP und TLP sowie die Abweichungen zu den typischen SLP Kundenverhalten. Hinzukommen die Prognoserisiken aus SEP und der Eigenerzeugung mit Eigenbedarf.

Der Saldo des Differenzbilanzkreises liegt typischerweise im kleinen einstelligen Prozentbereich der Gesamtabgabemenge des Netzbetreibers.

Bei der Beurteilung dieser Abweichungen im Differenzbilanzkreis ist jedoch die Anwendung gleicher Bewertungsmaßstäbe wie bei herkömmlichen Bilanzkreisen schwierig und bedarf daher einer genauen Evaluierung. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die absolute Abgabemenge eines Differenzbilanzkreises im Vergleich mit einem regulären Bilanzkreis wesentlich geringer ist. Außerdem stellen die zu prognostizierenden Faktoren unterschiedliche Herausforderungen dar: Das Prognostizieren kumulierter Abweichungen schließt ungleich mehr Unsicherheiten ein als die Prognose einzelner Lasten oder Erzeugungskapazitäten.

Der Differenzbilanzkreis beinhaltet somit ausschließlich die verbleibenden Prognosefehler hinsichtlich der oben genannten Ungenauigkeiten und oszilliert abzüglich der Mehr- und Minder-

mengen um den Wert Null. Im Gegensatz zu einem bewirtschafteten Händler- oder Lieferantenbilanzkreis besteht somit keine nennenswerte Abgabemenge, da weitere Abgaben nicht dem Differenzbilanzkreis zugeordnet beziehungsweise nicht dort bilanziert werden dürfen.

Typische Abweichungen des Bilanzkreises bezogen auf die Abgabemenge zeigen bei Differenzbilanzkreisen daher sehr hohe prozentuale Ausmaße, die jedoch keine Aussage über die Qualität der Bewirtschaftung zulassen (vgl. Abbildung 6: Vergleich des Ausmaßes von Fahrplanabweichungen regulärer Bilanzkreise und Differenzbilanzkreise).

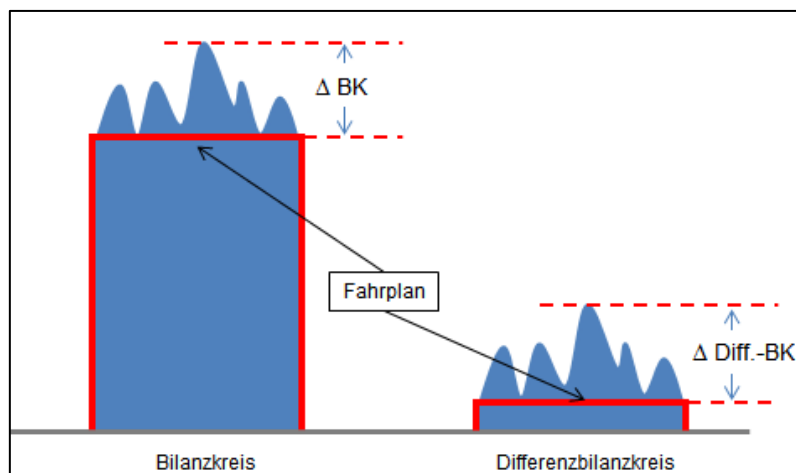


Abbildung 6: Vergleich des Ausmaßes von Fahrplanabweichungen regulärer Bilanzkreise und Differenzbilanzkreise (schematisch), Quelle: Eigene Darstellung

Die Bewirtschaftung eines Differenzbilanzkreises erfolgt durch den VNB meist Day-Ahead; VNB bedienen sich dabei in der Regel eines Dienstleisters. Den Bewirtschaftungsaufwendungen durch Kauf und Verkauf von Energiemengen an der europäischen Strombörse EPEX SPOT (European Power Exchange) beziehungsweise dem Ausgleich zum Ausgleichsenergiepreis gegenüber dem ÜNB steht ein Aufwand beziehungsweise ein Erlös aus der Mehr- und Mindermengenabrechnung – basierend auf einem gewichteten Monatsmittelwert der EPEX-Spotmarktpreise – entgegen. Das resultierende Risiko, bestehend aus dem Preisspread zwischen stündlichen Preisen für Ausgleichsenergie beziehungsweise der viertelstündlichen Preise des EPEX-Spotmarktes und der Mehr- und Mindermengenabrechnung, verbleibt bei den VNB. Eine Kostenanerkennung in der Erlösobergrenze der VNB erfolgt derzeit nicht. Bewirtschaftungskosten nach Abzug der Mehr- und Mindermengenabrechnungen verbleiben in voller Höhe bei den VNB und stellen aufgrund der fehlenden Kostenanerkennung ein bedeutendes wirtschaftliches Risiko für die VNB dar. Das Risiko nimmt bei Veränderungen des Ausgleichs- und Regelenergiemarktes gegebenenfalls noch weiter zu.

Folgende Maßnahmen könnten Verbesserungspotential bergen und sollten vertieft werden:

- Die Lastprofile werden von den VNB genutzt, um die Entnahme der in ihrem Netz angeschlossenen SLP-Kunden in die Bilanzkreise der Lieferanten zu bilanzieren. Wei-



chen diese Profile vom eigentlichen Lastverhalten der Kunden ab, verbleibt diese Abweichung in den Differenzbilanzkreisen der VNB. Nach der Bewirtschaftung durch die VNB verbleibende und sich nicht gegenseitig kompensierende Restmengen in den Differenzbilanzkreisen werden durch Ausgleichsenergie ausgeglichen. Viele durch die VNB genutzten SLP basieren auf bundesdeutschen Durchschnittslastgängen. Es ist zu vermuten, dass individuelle netzgebietsscharfe SLP den eigentlichen Verbrauch je Netzgebiet besser abbilden und somit die Abweichungen zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Verbrauch für das jeweilige Netz vermindern können. In dem Zusammenhang ist dann zu prüfen, ob dies auch den tatsächlichen Bedarf für Regelenergie reduziert.

- Bei einer Analyse der Anwendung von verteilnetzscharfen Lastprofilen sind mögliche Transaktionskosten für die VNB und Vertriebe zu beachten und die potenzielle Verbesserung, bezogen auf die Wirkung in der Regelzone, vorab zu prüfen. Somit erscheint es neben dieser Evaluierung angebracht, die aktuell bundesweit gültigen Lastprofile einer Prüfung zu unterziehen und diese ggf. auf Grundlage neuer und hinreichender Messungen zu modernisieren, sofern hieraus eine Verringerung des Einsatzes von Regelenergie zu erwarten ist. Paralleles Potential bietet sich in Bezug auf SEP und entsprechendes Einspeiseverhalten.
- Es sollte geprüft werden, ob durch Einsatz spezieller Lastprofile für Eigenverbrauchssysteme der Regelenergiebedarf reduziert werden kann.
- VNB müssen die ausgelesenen RLM-Daten bislang lediglich an Werktagen an die jeweiligen Vertriebe / Lieferanten versenden, weshalb diese an Nicht-Werktagen keine optimalen Informationen über das Abnahmeverhalten ihrer Kunden an den vorangegangenen Tagen erhalten. Es ist zu prüfen, ob durch tägliches Versenden dieser Messdaten sich ggf. die Prognosegüte der Vertriebe verbessern könnte und somit der Regelenergieeinsatz weiter reduziert werden kann.

### **Handlungsoptionen zu systematischen Abweichungen in Bilanzkreisen**

Insgesamt geben die bestehenden Regulierungs- und Marktmechanismen sehr gute Anreize zur Vermeidung von systematischen Abweichungen beziehungsweise ihrer Bewirtschaftung. Die folgenden Verbesserungsmöglichkeiten sollen in der weiteren Arbeit hinsichtlich ihrer Effektivität und Kosteneffizienz analysiert und gegebenenfalls darum ergänzt werden, ob durch den bestehenden Wettbewerbs- und Kostendruck ausreichend Anreize gesetzt werden oder diese ordnungsrechtlich initiiert werden sollten:

- Häufigere Prognoseaktualisierungen seitens der Vertriebe zum Lastverlauf von RLM-Kunden
- Kontinuierliche Bewirtschaftung direktvermarkteter EE-Portfolien
- Regelmäßige Überprüfung und Anpassung von SLP und TLP
- Der zukünftige Umgang mit Flexibilität im Massenmarkt ist zu entwickeln
- Tägliche Versendung der RLM-Daten an die Vertriebe durch die VNB

### 3.1.2 Ausgleichsenergiepreise

Das Ausgleichsenergiesystem verteilt die Kosten der Regelenergie verursachergerecht auf die Bilanzkreise. Der reBAP kann bei unterdecktem Netzregelverbund nicht unter den durchschnittlichen ID-Preis der jeweiligen Stunde fallen (beziehungsweise bei positivem Saldo darüber steigen), sodass die Spekulation auf einen günstigen reBAP im Verhältnis zum ID-Preis grundsätzlich systematisch unterbunden wird<sup>1</sup>. Die extreme Inanspruchnahme des Ausgleichsenergiesystems wird darüber hinaus durch die zusätzlichen Pönale bei Einsatz von insgesamt mehr als 80 % der vorgehaltenen Regelleistung bestraft.

Mit den Anpassungen des Ausgleichsenergie-Preissystems in 2012<sup>2</sup> sowie nach der direkten Ansprache von Bilanzkreisverantwortlichen im Zuge des Positionspapiers der BNetzA<sup>3</sup> und den zahlreichen bereits umgesetzten Verbesserungen in der Bilanzkreisbewirtschaftung konnte der gesamte Bedarf an Ausgleichsenergie deutlich reduziert werden.

Mit der Einführung des neuen Zuschlagsmechanismus auf Basis eines Mischpreisverfahrens, bei dem sowohl Leistungs- als auch Arbeitsgebote berücksichtigt werden, muss das Ausgleichsenergiesystem neu bewertet werden.

Die Spezifizierung der Ausgleichsenergiepreise wird mit Umsetzung der GL EB im europäischen Rahmen harmonisiert. Die neue Ausgestaltung beinhaltet unter anderem die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises auf Basis von entweder der entgangenen Aktivierung von Regelenergie, oder des Preises der Volumina, pro Richtung, der für die Aktivierung von Regelenergie von einem ÜNB in einer bestimmten Abrechnungsperiode angesetzt wurde. Des Weiteren ist die Einführung von „dual pricing“ unter bestimmten Voraussetzungen vorgesehen. Dies bedeutet, dass unterschiedliche Ausgleichsenergiepreise für positive und negative Regelenergie angesetzt werden.

#### Sachgerechte Ausgleichsenergiepreise

Im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ist die Forderung nach einer sachgerechten Festlegung der Kosten für Ausgleichsenergie verankert. Daher ist es notwendig, dass Ausgleichsenergiepreise die entstandenen Kosten für Regelenergie unmittelbar reflektieren. Der Preis für Ausgleichsenergie sollte sich am tatsächlichen, viertelstündlichen Aufwand orientieren; ein ähnlicher Saldo sollte deshalb auch ähnliche Preise mit sich führen. Nach der Implementierung der Branchenlösung zum Umgang mit extremen Preisen bei Nulldurchgängen und der Anpassung der Berechnungsmethodik des Ausgleichsenergiepreises wird gewährleistet sein, dass auch in besonderen Situationen, zum Beispiel mit dem Einsatz von positiver und negativer Regelleistung (Nulldurchgang), ein sachgerechter und marktbezogener Preis ermittelt wird.

---

<sup>1</sup> Da jedoch ID-Geschäfte in einzelnen Viertelstunden extreme Preisspitzen aufweisen können, welche weitaus höher bzw. niedriger als der stundendurchschnittliche, mengengewichtete Preis liegen, kann in einer ex-post Betrachtung der reBAP situativ dennoch günstiger im Vergleich zum ID-Preis ausfallen. Die BNetzA hat diesen Aspekt in ihrer Festlegung bereits bewertet.

<sup>2</sup> vgl. BNetzA, BK6-12-024

<sup>3</sup> vgl. BNetzA, BK6-13-104

## Transparenz

Für eine hohe Akzeptanz des Ausgleichsenergiesystems ist die Nachvollziehbarkeit der zugrundeliegenden Kosten essentiell. Dafür ist es notwendig, dass sämtliche vom ÜNB eingesetzten Maßnahmen vollständig veröffentlicht werden; dies gilt auch für Aktivierungen jenseits des üblichen Einsatzes von Regelenergie. Auch sollten alle über den internationalen Netzregelverbund (IGCC) ausgetauschten Mengen mit den zugehörigen Preisen zeitnah veröffentlicht werden.

### Fazit

Die derzeit geltende Ausgleichsenergiepreissystematik muss mit der Einführung des neuen Zuschlagsmechanismus auf Basis eines Mischpreisverfahrens am 15. Oktober neu bewertet werden.

Eine Prüfung der Auswirkungen durch die Anpassung der Ausgleichsenergiepreissystematik mit der EB GL ist anzustreben. Im derzeitigen Stadium ist es von großer Bedeutung, dass der Vorschlag der ÜNB eine transparente Berechnung der Ausgleichsenergiebepreisung beinhaltet. Des Weiteren sollte es eine weitergehende Harmonisierung geben, die vor allem sicherstellt, dass in Deutschland durch die vier ÜNB keine unterschiedlichen Maßnahmen zum Bilanzausgleich durchgeführt werden.

### 3.1.3 Bepreisung von Regelenergie

Bei einer vollständigen Umlage der Kosten und Erlöse aus der Regelenergie auf die Preise für Ausgleichsenergie wirken die in der Auktion erzielten Regularbeitspreise als direkte Kostenposition auf die Bilanzkreisverantwortlichen. Eine Änderung am Marktdesign für Regelenergie hat damit auch direkte Auswirkungen auf die Bilanzkreisbewirtschaftung.

#### Finanzielle Anreizwirkung für BKV

Nach dem derzeit gültigen Vorgehen wird bei der Beschaffung von Regelenergie als Preissetzungsregel das Pay-as-bid-Verfahren angewandt. Bei diesem Verfahren wird jeder aktivierte Regelenergieanbieter mit seinem jeweiligen Gebotspreis vergütet. Mit der Implementierung der EB GL ist eine Einführung des Pay-as-clear-Verfahrens (auch Marginal-Pricing oder Einheitspreisverfahren genannt) vorgesehen. In diesem Verfahren erhalten alle aktivierten Anbieter den Preis des zuletzt aktivierten Gebots. Die Erwartungen an die Einführung des Pay-as-clear-Verfahrens beinhalten sowohl eine Senkung des Preisniveaus, da dadurch verstärkter Druck auf die Anbieter entstehen soll zu Grenzkosten anzubieten, als auch einen schnelleren Anstieg der Gesamtkosten für Regularbeit bei höherem Regelabruf, da grundsätzlich nach den Kosten des letzten Gebots vergütet wird. Allerdings sind beide Annahmen abhängig von dem sich einstellenden Gebotsverhalten der Auktionsteilnehmer. Dazu gibt es bisher keine belegbaren Erwartungen. Gleichzeitig besteht eine Reihe von absehbaren Schwierigkeiten, die mit dem Pay-as-clear-Verfahren verbunden sind.

Beim Vergleich zweier eingeschwungener Systeme (DE: Pay-as-bid, NL: Marginal-Pricing) zeigt sich, dass sowohl unter dem Pay-as-bid-Verfahren als auch unter dem Pay-as-clear-Verfahren Preisspitzen in den Ausgleichsenergiepreisen möglich sind. Somit erweist sich der

Preisanstieg in den Preisen für Ausgleichsenergie als abhängig vom Gebotsverhalten der Marktteilnehmer unter einem gegebenen Marktdesign und nicht von der Bepreisungsregel.

### Anwendung auf kontinuierlich aktivierte Regelung (SRL)

Bei der konsequenten Anwendung einer marginalen Bepreisung für Regelarbeit können innerhalb einer Viertelstunde für sehr kurze Aktivierungszeiten teure Gebotsscheiben den Preis für alle Gebote setzen (vgl. Abbildung 7: Unterschiedliche preissetzende Niveaus bei Pay-as-Bid ggü. Marginal-Pricing).

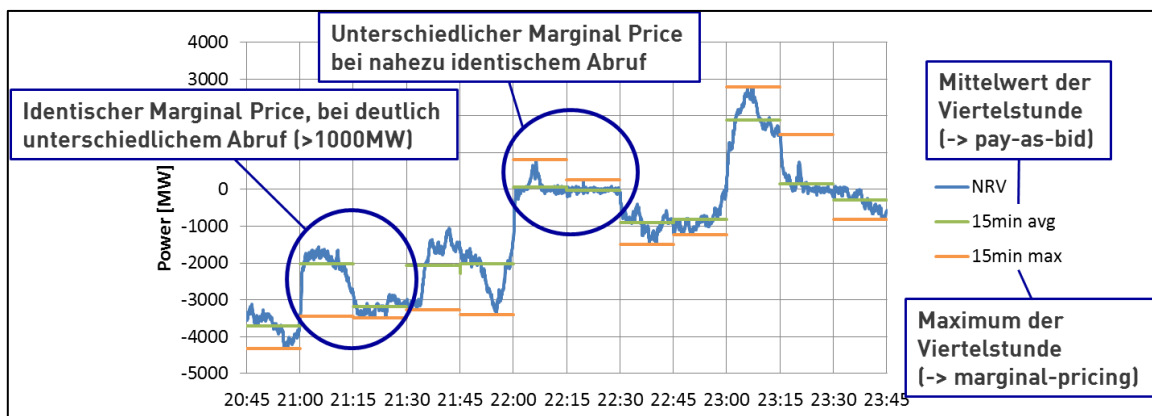


Abbildung 7: Unterschiedliche preissetzende Niveaus bei Pay-as-Bid ggü. Marginal-Pricing, Quelle: Betriebsdaten 50Hertz

Dieser Effekt wird mithilfe einer direkten Umlage der Kosten für Regelarbeit auf die Ausgleichsenergie-Preise an die Bilanzkreise weitergegeben. Der Preis für Ausgleichsenergie reflektiert damit nicht mehr die Kosten für die aktivierte Energie innerhalb einer Viertelstunde, sondern ist von der aktivierten Leistung abhängig. Die Bilanzierung erfolgt allerdings viertelstündlich und sollte für ähnlichen viertelstündlichen Regelenergiebedarf auch ähnliche viertelstündliche Kosten erreichen.

Seit Ende des Jahres 2013 gab es Fälle von extremen Preisen des reBAP in einigen Viertelstunden mit Aktivierung von positiver und negativer Regelung. Dies liegt an der kurzzeitigen Aktivierung sehr teurer Scheiben bei der die Begrenzung der Ausgleichsenergiepreise auf die teuerste eingesetzte Scheibe außer Kraft gesetzt wird. Während man im aktuellen Regime dieses unerwünschte Verhalten mit einer geringfügigen Erweiterung der nachträglichen Deckelung vermeiden kann, würde dieser Effekt mit der Einführung von marginaler Bepreisung zur Regel.

Insbesondere hat der Abruf eines sehr hohen Arbeitspreisgebots am 18. Oktober 2017 zu einem besonders hohen reBAP geführt. Um derartige nicht knappheitsbedingten Preisspitzen entgegenzuwirken beziehungsweise um diese zu vermeiden, wurde am 15. Oktober 2018 ein Zuschlagsmechanismus basierend auf dem Mischpreisverfahren durch die BNetzA eingeführt. Bei diesem wird sowohl der Leistungspreis als auch der Arbeitspreis des Gebots gemeinsam berücksichtigt. Wichtig ist jedoch hierbei, dass dieses Preisverfahren durch die Einführungen

der beiden Plattformen für SRL und MRL (PICASSO und MARI) und damit auch der Einführung der harmonisierten Zuschlagsmechanismen auf europäischer Ebene abgelöst wird.

Darüber hinaus besteht auch im europäischen Umfeld kaum ausreichende Erfahrung zur Wirkung einer marginalen Bepreisung mit kontinuierlich aktivierter Regelung. Zwar kommt in einigen Ländern marginale Bepreisung für Regelleistung vergleichbar mit SRL zum Einsatz, dort wird allerdings ausschließlich ein pro-rata Verfahren für die Aktivierung (alle Gebote werden mengenproportional gleichzeitig aktiviert) angewandt. Damit sind naturgemäß keine Preisefekte zu beobachten, da immer alle Scheiben aktiviert werden. An anderer Stelle erfolgt die Aktivierung in Merit-Order-Sequenz; die Regelqualität ist dabei allerdings vergleichbar mit MRL und wird daher nicht zu einer kurzzeitigen Aktivierung einzelner Regelscheiben führen. Daraus lässt sich somit nicht ableiten, dass die beschriebenen Probleme in diesen Märkten bereits behoben wären; vielmehr wird deutlich, dass ein einfaches Übertragen nicht sachgerecht wäre.

### **Anwendung über mehrere Produkte**

Die Anwendung von marginaler Bepreisung über mehrere Regelenergieprodukte hinweg führt zu einer Vermischung der Preisbildung für unterschiedliche Regelqualitäten. Ein pauschaler Ansatz für die Preissetzungsregel für alle Regelenergieprodukte ist daher nicht zielführend.

Andererseits geht bei der unterschiedlichen Bepreisung für verschiedene Regelenergieprodukte die vermeintliche Simplität und Klarheit des Einheitspreisverfahrens verloren.

### **Aspekte für die Integration von Regelenergiemärkten**

Das Ausgleichsenergiepreissystem muss den Vorgaben eines ausgeglichenen Regelblocks folgen; die Kosten für Ausgleichsenergie müssen dabei den Status (short/long) des jeweiligen Regelblocks wiedergeben. Der Austausch von Regelenergie zwischen Regelblöcken zum Zwecke der effizienteren Erbringung darf an diesem Prinzip nichts ändern. Bei einer Bepreisung von Regelarbeit nach Pay-as-Bid bilden sich die Regelenergiekosten des abrufenden ÜNB aus den Gebotspreisen der einzelnen aktivierten Regelscheiben (nach gemeinsamer Merit-Order); die Regelenergiekosten des anderen ÜNB werden nicht verändert.

Bei strikter Anwendung des Einheitspreisverfahrens innerhalb einer gemeinsamen Merit-Order wird der Systemstatus eines Regelblocks die Bepreisung der anderen beeinflussen. Eine extreme Schieflage eines Regelblocks mit entsprechender Aktivierung von teuren Regelenergiegeboten wird den Preis der anderen Regelblöcke setzen, auch wenn diese nahezu ausgeglichen oder sogar entgegen gerichtet sind. Damit wird auch die Forderung nach der Steuerungswirkung für den jeweiligen Regelblock außer Kraft gesetzt.

Bei dem Ansatz, eine gemeinsame Merit-Order unter Anwendung von Marginal-Pricing zu etablieren, haben sich erste praktische Schwierigkeiten in der Anwendung gezeigt. Um das zuvor beschriebene Ziel der Steuerungswirkung entsprechend des jeweiligen Regelblocks zu erreichen, wird nach bisherigem Arbeitsstand ein sogenanntes „Local Marginal Pricing“ angestrebt. Hierbei werden Regelenergieanbieter (marginal) entsprechend den Arbeitspreisen der übrigen aktivierten Gebote derjenigen Regelzone, für die er aufgerufen wird, vergütet. Dies führt dazu, dass Regelenergieanbieter mit dem gleichen Anschluss-ÜNB für eine Regelenergielieferung in

der gleichen Viertelstunde unterschiedlich vergütet werden, was zu einer willkürlichen Diskriminierung der Anbieter führt.

#### **Fazit**

Während die vermeintlichen Vorteile einer Bepreisung von Regelarbeit nach Pay-as-clear abhängig von den nicht vorhersehbaren Änderungen im Gebotsverhalten der Marktteilnehmer sind, sind konkrete Schwierigkeiten in der Anwendung für kontinuierlich aktivierte Regelung sowie über mehrere Produkte und ÜNB hinweg absehbar.

Die Einführung von Pay-as-clear mit dem Ziel der Stärkung des EOMs durch die Implementierung der EB GL wird kritisch gesehen. Die Einführung des Pay-as-clear-Systems ist mit Einführung der Neugestaltung der einzelnen Produkte vorgesehen. Es gilt, die Marktteilnehmer bestmöglich auf diese Umstellung vorzubereiten. Zudem muss nach der Einführung analysiert werden, wie sich diese auf das Gebotsverhalten der Marktteilnehmer auswirkt und welche Anreize gesetzt werden können, damit Preisspitzen nur bei Knappheit auftreten.

### **3.2 Regelenergiemarkt (aus Sicht der Anbieter)**

Die Anbieter im Regelenergiemarkt sind bisher zum großen Teil die klassischen Kraftwerksbetreiber und somit sind die Ausgestaltungsmerkmale des Markts auf die technischen Spezifikationen klassischer Kraftwerksbetreiber ausgerichtet.

Weiterentwicklungsoptionen für den Regelenergiemarkt suchen hier Möglichkeiten, die ausreichende Bereitstellung von Regelleistung zu einem möglichst niedrigen Preis zu erreichen. Allerdings geht es auch darum, den Zugang zum Regelenergiemarkt für neue Anbieter zu ermöglichen.

Im Folgenden werden verschiedene Ansätze untersucht, die Weiterentwicklungen bezüglich des Angebots von Regelenergie betreffen und bewerten, ob diese zusätzlich positive Effekte erzeugen können.

#### **3.2.1 Präqualifikation und Produktgestaltung**

Zusätzlich zu den konventionellen Kraftwerken kann Regelenergie auch alternativ bereitgestellt werden. So sind die Erneuerbare Erzeugung, wie zum Beispiel Windenergie oder Photovoltaik, als auch Batterien und Lastmanagement technisch dazu in der Lage, Energie für den Ausgleich im Bilanzkreissystem bereitzustellen. Aufgrund ihrer wechselrichterbasierten Techniken sind Reaktionszeit und Energieerbringungen gegebenenfalls sogar kürzer beziehungsweise präziser als bei konventionellen Erzeugern.

Die aktuellen Rahmenbedingungen in Form der Präqualifikationskriterien für die Bereitstellung von Regelenergie sowie die Produktdefinitionen sind weitestgehend auf einen konventionellen Kraftwerkspark ausgerichtet. Sofern neue Anbieter die bestehenden Präqualifikationskriterien erfüllen, sind sie auch schnell und diskriminierungsfrei zu präqualifizieren. Die ÜNB haben die Anwendung der Präqualifikationskriterien für die Erbringung von Regelleistung durch Windanlagen mit in die Präqualifikations (PQ)-Bedingungen aufgenommen. Es ist weiterhin von hoher Bedeutung die PQ-Bedingungen so anzupassen, dass Erneuerbaren Energien einen diskriminierungsfreien Zugang zum Regelenergiemarkt bekommen. Es ist jedoch auch anzumerken,

dass bereits präqualifizierte Windkraftanlagen derzeit aufgrund anderer Vermarktungsmöglichkeiten keine Regelenergie anbieten.

Die Präqualifikationskriterien werden auch im Rahmen der Implementierungen der EB GL und der SO GL neugestaltet und wurden am 26. Oktober von den ÜNB veröffentlicht. Die wichtigsten Neuerungen beinhalten die Einführung von Reservegruppen und die Nachpräqualifikation alle fünf Jahre, welche beide ab sofort gültig sind. Des Weiteren ist die Einführung eines neuen Doppelhöckerkurven-Verfahrens (gültig ab 01.08.2019) und die Bestimmung der vermarktbareren Leistung auf Ebene des Pools durch den Anbieter anhand noch festzulegender Kriterien vorgesehen.

Die ÜNB behalten sich vor, ergänzend zu den in den Modalitäten beschriebenen Präqualifikationskriterien, in begründeten Ausnahmefällen zusätzliche Nachweise für die geforderte Leistungsfähigkeit zu fordern. Das Präqualifikationsverfahren wird ausschließlich mit demjenigen ÜNB durchgeführt, in dessen Gebiet die für die Regelenergie-Erbringung vorgesehene Anlage liegt. Gleichzeitig streben die vier ÜNB jedoch eine einheitliche Handhabung der Präqualifikation von neuen Technologien an, was aus Anbietersicht zu begrüßen ist.

Weiterhin besteht die Möglichkeit, dass, obwohl im Zuge des Präqualifikationsverfahrens mit dem zuständigen Netzbetreiber alle erforderlichen Fragen zur Präqualifikation erfüllt werden konnten, dieser zusätzlich das Abstimmen des Arbeitsergebnisses mit den anderen Netzbetreibern fordert. Die Folge dessen ist ein erneuter Diskussions- und Klärungsprozess, an welchem die Teilnahme des Präqualifikanten beschränkt ist und dessen Dauer und Fortgang für ihn weder absehbar noch nachvollziehbar ist.

### Präqualifikation

Die Möglichkeit zur Zulassung neuer Technologien auf Basis der geltenden und zukünftig eingeführten Präqualifikationskriterien muss aus vorher genannten Gründen evaluiert werden. Darauf aufbauend, muss der Präqualifikationsprozess hinsichtlich Technologieoffenheit, Transparenz, Einheitlichkeit und Standardisierung analysiert werden. In den Kriterien für die Erbringung der Regelenergie sollte dabei nicht der Dienstleister, sondern die Dienstleistung selbst definiert sein.

Ergeben sich im Zusammenhang mit einer neuen Technologie überdies grundsätzlich zu klärende Fragen, sollten die ÜNB in einem öffentlichen, zeitlich fixierten und nachvollziehbaren Verfahren diese Fragen für alle ÜNB gleichermaßen verbindlich klären.

Damit einhergehend muss Transparenz auch über Pönalen bei der Nicht-Erbringung von Regelenergie sowie über den Umgang mit Abweichungen von den Modalitäten hergestellt werden.

### Regelenergieprodukte

Eine höhere Anzahl an Marktteilnehmern könnte grundsätzlich zu einer Zunahme der verfügbaren Regelenergie und durchaus zu niedrigeren Preisen führen. Durch eine überschaubare Anpassung der Ausschreibungsbedingungen wird dabei insbesondere das Angebot aus neuen Technologien erheblich steigen, was jedoch nicht im Widerspruch mit den hohen qualitativen Anforderungen an die zu erbringende Dienstleistung stehen muss.

Die ab Sommer 2018 geltende kalendertägliche Ausschreibung von MRL und SRL für den Folgetag erlaubt insbesondere den fluktuierend einspeisenden EE an den Auktionen mit geringeren Sicherheitsabschlägen teilzunehmen, da im Zuge dessen die zu berücksichtigenden Prognosefehler geringer sind. Insbesondere an längeren Feiertags-Zeiträumen wie den Weihnachts- und Ostertagen, könnte das Angebot an Regelleistung ausgeweitet werden. Zwar würde dies Anbietern von Regelleistung, die nicht an Wochenenden oder Feiertagen aktiv sind, die unmittelbare Teilnahme erschweren; diese Anbieter könnten aber an solchen Tagen die Vermarktung von Regelleistung an einen Dienstleister auslagern, wenn dies wirtschaftlich sinnvoll erscheint.

In der Analyse von 2015 wurde eine regelzonenübergreifende Besicherung gefordert. Diese wurde gemäß BK6-15-158 und BK6-15-159 bereits festgelegt und ist am 12. Juli 2019 durch die ÜNB einzuführen. Die Möglichkeit der regelzonenübergreifenden Besicherung für PRL sollte zukünftig angestrebt werden und wird derzeit von den ÜNB geprüft.

#### Vertrauensschutz und Investitionssicherheit

Um neben existierenden, technischen Einheiten, Investitionen in die Märkte für Systemdienstleistungen zu ermöglichen, dürfen keine technologiespezifischen Markteintrittsbarrieren errichtet beziehungsweise bestehende Präqualifikationsbedingungen technologie- oder anbieterdiskriminierend ausgelegt werden: Dazu gehören über die Modalitäten hinaus gehende technologiespezifische Vorgaben ebenso wie Vorgaben zum Arbeitsvermögen, welche sich strenger als die bewährten Anforderungen der Modalitäten gestalten.

Für viele Anbieter von SRL sind mit der Vorhaltung große Kosten verbunden, da Kraftwerke auch bei niedrigen Spotpreisen am Netz gehalten werden müssen. Daher stellen Kürzungen auf die Mindestgebotsgröße von 5 Megawatt (MW) oder Teilzuschläge enorme Risiken dar. Durch die Einführung von Blockgeboten, die entweder komplett zugeschlagen oder komplett abgelehnt werden, könnten Anbieter in Situationen mit niedrigen erwarteten Spotpreisen ihre Regelleistung zu günstigeren Leistungspreisen anbieten; denkbar wäre dabei die Nutzung von Blockgeboten in begrenzter Größe.

Zur Steigerung von Transparenz und Einheitlichkeit des Präqualifikationsverfahrens könnte die Einrichtung einer gemeinsamen Präqualifikationsstelle, die stellvertretend für die vier ÜNB alle deutschen Präqualifikationsverfahren durchführt, beitragen.

#### **Nationale Vorgaben zum Regelergiemarkt**

Nach der Festlegung der BNetzA (BK 6-15-158 und BK 6-15-159) ist für Sekundärregelleistung und für Minutenreserveleistung eine Kapazitätsauktion für beide Regelernergieprodukte seit Juli 2018 kalendertäglich, statt wie zuvor wöchentlich, durchzuführen. Zusätzlich werden die Produktlaufzeiten auf vier Stunden begrenzt. Folglich können alle Marktteilnehmer vergleichsweise kurzfristig vor der Erfüllung an der Kapazitätsauktion teilnehmen. Diese Maßnahme dient bereits dazu, auch der kurzfristig prognostizierbaren Flexibilität (Erneuerbare Energien, Lastmanagement). Zugang zum Regelergiemarkt zu ermöglichen. Ob ein zusätzlicher kurzfristiger Arbeitsmarkt (kAM) eine signifikante Verbesserung für den Marktzugang bedeutet, sollte vor seiner Einführung genau geprüft werden. Dieser soll auf nationaler Ebene Ende 2019 eingeführt werden und bis 2022 auf europäischer Ebene harmonisiert werden.



**Fazit**

Um mögliche Potentiale zur Kostensenkung zu erschließen und den diskriminierungsfreien, transparenten und standardisierten Zugang zum Regelleistungsmarkt sicherzustellen, ist es zielführend,

- die Fristen von MRL- und SRL-Ausschreibungen zu untersuchen sowie die zur Präqualifikation zu erbringende Dienstleistung zu spezifizieren anstatt technologiespezifische Vorgaben zur Anlagen- und Anbieterpräqualifikation zu stellen
- die in den Modalitäten fixierten Spezifikationen nicht durch technologiespezifische oder andere Ausnahmefälle zu erweitern, die dann zu weiteren Nachweisen führen
- eine einheitliche Stelle zur Durchführung von Präqualifikationsverfahren einzurichten
- die Einführung von Blockgeboten in begrenzter Größe in der Sekundärreserve zu prüfen

**3.2.2 Einführung eines kurzfristigen Arbeitsmarkts**

Die EB GL sieht in ihren Regelungen die Einführung eines kAM für Regelenergie in allen Mitgliedstaaten der Europäischen Union vor.

Mit der Einführung eines kAM wird das Ziel verfolgt, die Möglichkeiten zur Teilnahme von kurzfristig prognostizierbarer Flexibilität am Regelenergiemarkt zu verbessern und den Wettbewerb zu erhöhen. Hierdurch sollen die Gesamtkosten für die Regelenergiebeschaffung reduziert werden.

Maßgeblich für den kAM ist die Regelung des Artikel 16 der EB GL. Diese sieht vor, dass zukünftig Arbeit aus präqualifizierten Anlagen auch kurzfristig - ohne vorherige Kapazitätsbezuschlagung dem ÜNB angeboten werden kann (im so genannten kAM). Gleichzeitig erhalten Anbieter, deren Kapazität bereits in einer Ausschreibung bezuschlagt worden ist, die Möglichkeit, ihre Gebote für den Arbeitspreis kurzfristig anzupassen.

Die Umsetzung eines kAMs stellt eine Herausforderung für das Marktdesign des Spot- und Regelenergiemarktes dar. Nach der GL EB soll sichergestellt werden, dass die bestehenden Marktsegmente des Forward-, Day-Ahead- und ID-Marktes nicht beeinträchtigt werden (Art. 3).

Die EB GL gibt zudem vor, dass die GCT für den Regelenergiemarkt und ebenso für den kAM drei Bedingungen hat. Die GCT soll erstens nach der GCT des grenzüberschreitenden ID-Marktes, zweitens möglichst nahe zum Lieferzeitpunkt liegen und drittens ausreichend Zeit für die Aktivierungsprozesse geben (Artikel 24).

Somit wird das Regelenergieangebot über europäische Plattformen auch anderen ÜNB zur Verfügung gestellt, sodass der Systemausgleich in Europa zu den geringsten Kosten durchgeführt werden kann (Artikel 19 - 22).

### 3.2.2.1 Kriterien zur Umsetzung eines kurzfristigen Arbeitsmarktes

Da es auf europäischer Ebene außer in Deutschland keinen liquiden untertäglichen EOM gibt, sehen die anderen Länder den Regelarbeitsmarkt als einzige Möglichkeit, eine kurzfristige Vermarktung elektrischer Energie zu ermöglichen.

#### **Einschränkung des ID-Marktes so gering wie möglich halten**

Ein parallel zum ID-Markt laufender kAM ist für eine angebotene Flexibilität eine konkurrierende Vermarktungsmöglichkeit. Flexibilität, die über den kAM dem ÜNB zur Verfügung gestellt wird, steht somit nicht mehr den Marktteilnehmern über den ID-Markt für den Selbstaussgleich zur Verfügung. Daher muss sichergestellt werden, dass der ID-Markt in seiner Funktion zum Selbstaussgleich möglichst wenig eingeschränkt wird. Daher ist ein wichtiges Kriterium, dass maximale Menge an Liquidität dem ID-Markt zur Verfügung gestellt wird.

Zentrale Ziele des BDEW bei der Umsetzung der EB GL sind der Erhalt und die Stärkung des liquiden ID-Marktes zum Selbstaussgleich. Damit der ID-Markt diese Aufgabe erfüllen kann, muss er mit möglichst hoher Liquidität ausgestattet sein. Gerade kurz vor dem Lieferzeitpunkt zeigt sich die höchste Handelsaktivität auf dem ID-Markt. Grund hierfür sind die stetig verbesserten Prognosen von Erzeugung und Verbrauch, die die Marktteilnehmer veranlassen sich durch Zu- und Verkäufe von Energie selbst auszugleichen.

Der BDEW spricht sich dafür aus, die GCT für den kAM möglichst nah an die GCT des grenzüberschreitenden ID-Handels zu legen. Nach der Bezuschlagung der Gebote aus dem kAM und der Gebote aus der Kapazitätsauktion sind alle Gebote, die den ursprünglichen Bedarf des ÜNBs übersteigen, möglichst rasch - spätestens 45 Minuten vor Lieferung - zurückzugeben.

So wird sichergestellt, dass nach dem Schließen des kAMs die gesamte Flexibilität, die den Bedarf des ÜNBs übersteigt, an den Markt zurückgegeben wird. Dies erfolgt unabhängig davon, ob die Flexibilität in der Kapazitätsausschreibung des ÜNBs (in Deutschland) am Vortag bezuschlagt worden ist.

#### **Umgang mit nicht benötigten Angeboten**

Bei der Implementierung eines kAMs bei gleichzeitig möglichst liquidem ID-Markt ist es essentiell, Flexibilität durch den ÜNB nur in dem Umfang zu kontrahieren, dass die Systemsicherheit sichergestellt werden kann. Möglichst viel Flexibilität soll dem ID-Markt zur Verfügung gestellt werden, um den Selbstaussgleich der Marktteilnehmer zu ermöglichen und dadurch den Regenergieeinsatz zu minimieren.

#### Option 1

Dies gilt **unabhängig** davon, ob diese Flexibilität über die Kapazitätsauktion am Vortag oder über den kAM beschafft wird. Somit wird sichergestellt, dass ein Maximum an Liquidität dem ID-Markt schnellstmöglich zu Verfügung gestellt werden kann. Der ÜNB behält lediglich seinen ursprünglichen Bedarf an Regelleistung.

## Option 2

Insofern sollten alle **nicht benötigten Free Bids** dem ID-Markt schnellstmöglich zur Verfügung gestellt werden. Kapazitäten aus der Kapazitätsauktion sollten jedoch nicht zurückgeführt werden, um ein strategisches Bietverhalten in der Kapazitätsauktion, das das Ziel des „Nichtabrufes“ hat, zu vermeiden. Somit bleibt die Kapazitätsauktion als wesentlicher Ort für die Beschaffung von Regelenergie erhalten. Voraussichtlich nicht mehr benötigte Kapazitäten aus der Regelleistungsauktion verbleiben beim ÜNB.

Die Ausgestaltung des Regelarbeitsmarktes ist derzeit noch im Prozess. Ob und wenn ja in welcher Form nicht benötigte „Free bids“ an den Markt zurückgegeben werden, wird sich erst nach Abschluss des Prozesses zeigen.

Der BDEW hat sich in seiner Stellungnahme zu den Modalitäten für Regelreserveanbieter, die die Ausgestaltung des Regelarbeitsmarktes beinhaltet, für Folgendes ausgesprochen:

Zum einen werden schon im derzeitigen Vorschlag erste Punkte festgehalten wie zum Beispiel die Möglichkeit nur Anpassung des Arbeitspreises durch die Anbieter. Zudem unterstützt der BDEW den Punkt, dass der Anbieter abgegebene, leistungspreisfreie Arbeitsgebote auch komplett wieder löschen kann.

Zur weiteren Ausgestaltung schlägt der BDEW vor, dass bei einer Vergabe nach dem Zuschlagswertverfahren die Arbeitspreise der Gebote nur nach unten angepasst werden sollten. Um eine Verzerrung im Arbeitsmarkt zu vermeiden, sollten nach der Leistungspreisauktion nur die Leistungspreise veröffentlicht werden. Erst nach Handelsschluss des Regelarbeitsmarkts sollten die erreichten Arbeitspreise veröffentlicht werden.

Für eine Übergangsphase bis zu den Beschaffungsplattformen MARI und PICASSO kann die Vergabe nach dem Zuschlagswertverfahren erfolgen. In diesem Fall sollten auch Gebote mit einem Zuschlag für Regelleistung an die Anbieter zurückgegeben werden, wenn der Arbeitspreis höher ist als das letzte zur Deckung des ursprünglichen Bedarfs benötigte Gebot. Ohne das Zuschlagswertverfahren sollten nur leistungspreisfreie Gebote zurückgegeben werden können.

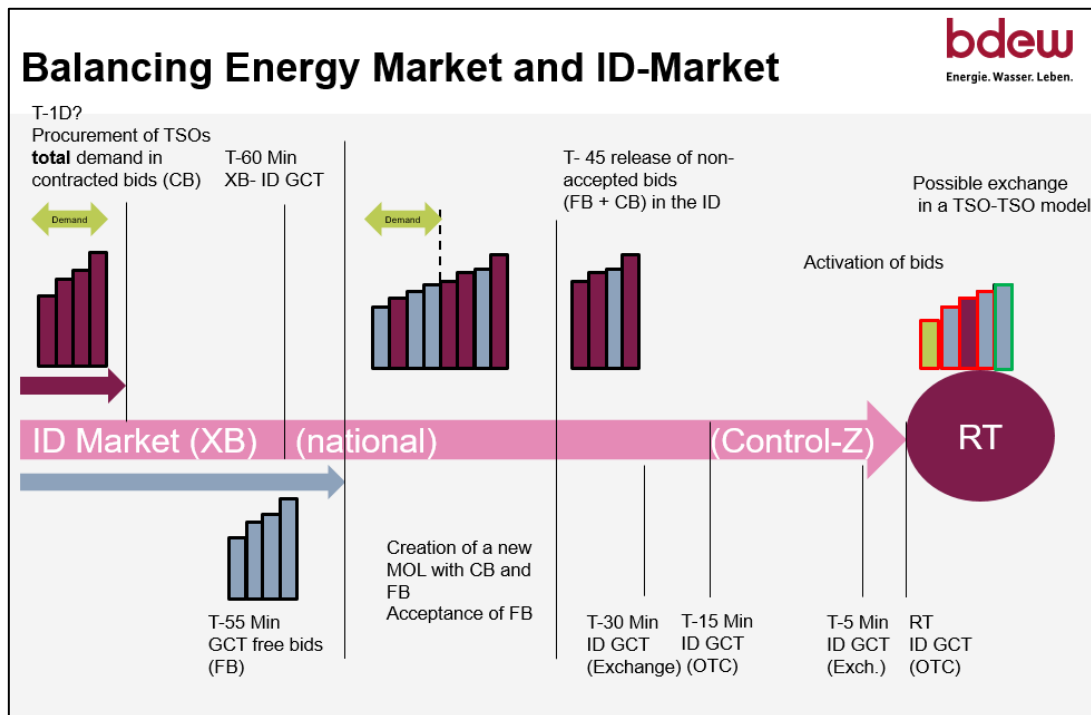


Abbildung 8: Der Regelenenergiemarkt und der ID-Markt, Quelle: Eigene Darstellung

## Sequenzierung des kAM für Regelenenergieprodukte

### Option 1: KAM nach der Wertigkeit des Regelenenergieproduktes

Dass und in welcher Form die Ausschreibung von PRL, SRL und MRL nach der Reihenfolge ihre Wertigkeit der Produkte erfolgt, ist auch für die GCT des kAMs relevant. Grundsätzlich muss sichergestellt sein, dass die Flexibilität mit der höchsten Qualität (z. B. SRL) zuerst in dem Marktsegment mit den höchsten Anforderungen angeboten werden kann. Bei Nichtbezuschlagung durch den ÜNB kann anschließend diese Flexibilität in den Marktsegmenten mit niedrigeren Anforderungen (zum Beispiel MRL) angeboten werden. Der Besitzer hat damit alle Möglichkeiten seine Flexibilität zu vermarkten.

Ebenso wie bei der Kapazitätsauktion sollte die GCT des kAMs in der Reihenfolge ihrer Wertigkeit schließen. Dies bedeutet, dass zuerst die GCT des kAMs für SRL (English: aFRR), gefolgt von MRL (English: mFRR) und schließlich für Stundenreserveprodukte (Englisch: RR) erfolgt. Parallel laufende kAM für alle drei Produkte würden zu Ineffizienzen führen, da nicht bezuschlagte Gebote der SRL des kAM (Englisch: aFRR) ihre Flexibilität nicht mehr in den kAM der mFRR oder der RR anbieten können.

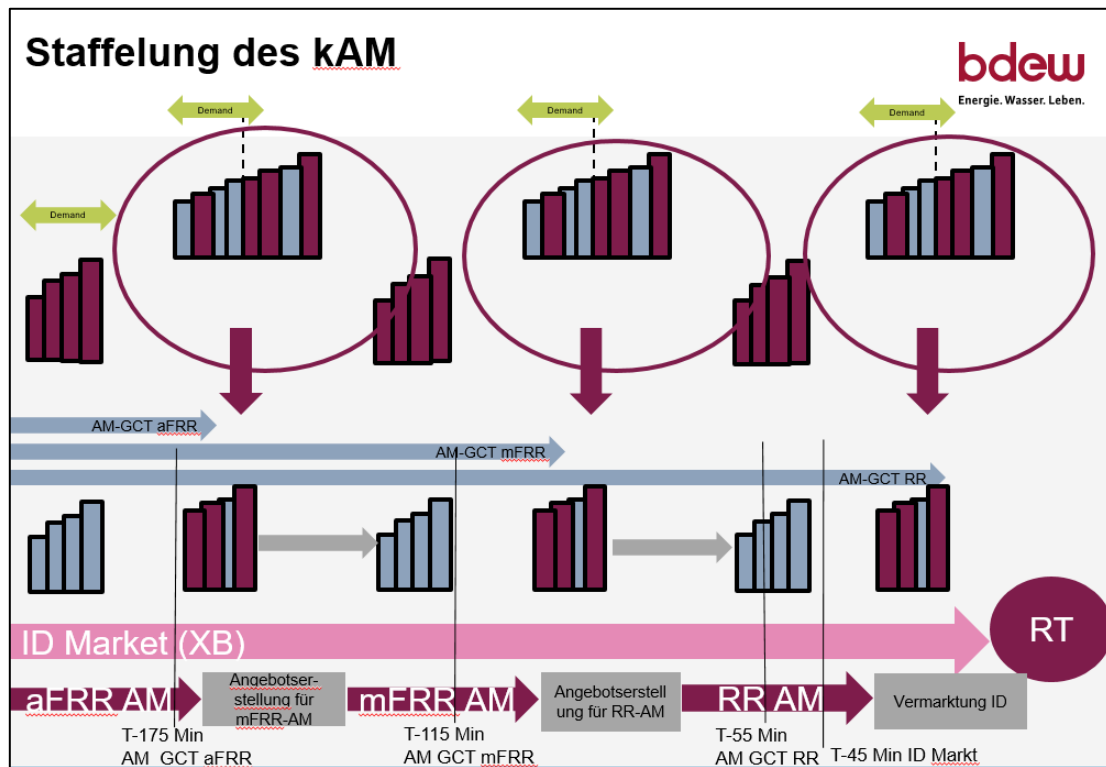


Abbildung 9: Die Staffelung des Regelenergieamtes, Quelle: Eigene Darstellung

### Option 2: Paralleles Gate Closure für den kAM für SRL, MRL (und RR)

Unabhängig von der Wertigkeit des Regelenergieprodukts findet ein paralleles Gate Closure der jeweiligen kAM für MRL, SRL und Ersatzreserven (Englisch: Replacement Reserve, RR) nach dem Schließen des grenzüberschreitenden ID-Marktes statt. Regelenergieanbieter haben für ihr jeweiliges Regelenergieprodukt die Möglichkeit, bislang nicht kontrahierte Flexibilität anzubieten.

Durch die GCT nahe am Lieferzeitpunkt können die Angebote unter Berücksichtigung der aktuellsten Informationen abgegeben werden. Durch eine parallele GCT der verschiedenen Regelenergieprodukte ist es weiterhin möglich, die Flexibilität auf dem ID-Markt anzubieten.

### Option 3: kAM für verbliebene präqualifizierte Flexibilität unabhängig von ihrer Regelenergiequalität

Nicht kontrahierte präqualifizierte Leistung (SRL und MRL) kann nochmals (in Deutschland im MRL-Markt) angeboten werden. Dies hätte zur Folge, dass in der Kapazitätsauktion nicht bezugschlagte SRL-Kapazität lediglich als Free Bid im kAM der Minutenreserve dem ÜNB angeboten werden kann. Über die Präqualifikation muss sichergestellt werden, dass die technische Einheit sowohl die Präqualifikation für SRL und MRL als auch die minimalen Anforderungen des Standardprodukts erfüllt.

Darüber hinaus verbleibt dem SRL-Anbieter die Möglichkeit die Flexibilität am ID-Markt anzubieten. Dies hätte zur Folge, dass die SRL-Auktion als Beschaffungsort der ÜNB von einem kAM unbeeinflusst bleibt. Gleichzeitig würde die Komplexität des Regelenergiemarktes reduziert, da für die Umsetzung des kAMs eine einzige Auktion pro Stundenfenster ausreichend ist.

Die Kehrseite dieser Option ist, dass qualitativ hochwertige Flexibilität in Form von nicht bezuschlagter SRL nicht mehr kurzfristig dem ÜNB als solche angeboten werden kann.

### **3.2.2.2 Risiken einer Umsetzung**

#### **Erhöhung der Komplexität – Transaktionskosten beachten**

Die Einführung eines Arbeitsmarktes in Deutschland würde zu einer Erhöhung der Komplexität für die Anbieter und die ÜNB führen. Neben der täglichen Kapazitätsauktion für SRL (Englisch: aFRR) um 08:00 Uhr und MRL (Englisch: mFRR) um 09:00 Uhr für den nächsten Tag, würden mindestens drei weitere kurzfristige Ausschreibungen am kAM für aFRR, mFRR und RR je Produktzeitscheibe stattfinden.

Darüber hinaus steigt durch die möglichen vielfachen, teilweise zeitgleichen Ausschreibungen (tägliche Kapazitätsausschreibung für SRL und MRL, Day-Ahead-Auktion der European Energy Exchange, EEX, und der Energy Exchange Austria, EXAA, ID-Auktion der EPEX) die Fehleranfälligkeit, die erhebliche finanzielle Risiken für die Marktteilnehmer und letztlich für die Systemsicherheit mit sich bringen könnten.

Es ist zu erwarten, dass für eine adäquate Angebotserstellung deutlich mehr Personalaufwand entstehen wird, sodass es zweifelhaft erscheint, ob die erwartete Kostenreduzierung durch die Einführung des kAM im deutschen Regelenergiemarkt entsteht. Dagegen erscheint es als sicher, dass die Kosten der Teilnahme im Vergleich zum jetzigen System deutlich steigen werden.

#### **Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation**

Zwar können Marktteilnehmer ihre präqualifizierten Anlagen zusätzlich am kAM anbieten, was zu einem erhöhten Wettbewerbsdruck führen kann, jedoch steigen die personellen und administrativen Kosten für die Teilnahme durch die nahezu kontinuierliche Begleitung des kAMs.

Die Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation an der Kapazitätsauktion und am kAM sind nicht eindeutig. Daher könnte sich aufgrund der erhöhten Kosten auch eine Abnahme des Wettbewerbs am Regelenergiemarkt einstellen.

#### **Auswirkungen auf die Bilanzkrestreue**

Die Ausgleichsenergiepreise ergeben sich aus den Kosten des tatsächlichen Regelenergieabrufes. Durch die Einführung des kAMs und der Möglichkeit, die Angebotspreise kurzfristig anzupassen, ist zu erwarten, dass es zu einer Angleichung der ID- und Ausgleichsenergiepreise kommen wird. Anbieter haben die Möglichkeit entweder Flexibilität auf dem kAM oder auf dem ID-Markt anzubieten. Daher ist zu erwarten, dass zuerst der Markt bedient wird, in dem eine erhöhte Erlösmöglichkeit besteht. Dementsprechend könnte weniger Flexibilität am ID-Markt angeboten werden. Dies kann Rückwirkungen auf die Qualität des Bilanzkreisausgleichs haben.

	Staffelung der GCT	Parallele GCT	Ein kAM für alle Flexibilitäten
Rückgabe aller nicht mehr benötigten Gebote	++ Liq. ID Markt - Wirkung auf die Kapazitätsauktion -- Komplexität + Wertigkeit der Flexibilität	++ Liq ID Markt - Wirkung auf die Kapazitätsauktion - Komplexität 0 Wertigkeit der Flexibilität	++ Liq ID Markt - Wirkung auf die Kapazitätsauktion 0 Komplexität - Wertigkeit der Flexibilität
Rückgabe der nicht benötigten Free Bids	+ Liq. ID Markt 0 Wirkung auf die Kapazitätsauktion -- Komplexität + Wertigkeit der Flexibilität	+ Liq. ID Markt 0 Wirkung auf die Kapazitätsauktion - Komplexität 0 Wertigkeit der Flexibilität	+ Liq. ID Markt 0 Wirkung auf die Kapazitätsauktion + Komplexität - Wertigkeit der Flexibilität

Abbildung 10: Pro und Kontra für die Ausgestaltung der GCT der einzelnen kAMs, Quelle: Eigene Darstellung

Im derzeitigen Vorschlag für die Plattformen MARI und PICASSO sind für den Kapazitätsmarkt sequentielle GCTs Diese werden dort auf 10:00 Uhr D-1 für SRL und um 12:00 Uhr D-1 für MRL festgelegt. Der BDEW schlägt vor die GCTs auf 08:00 Uhr D-1 und 10:00 Uhr D-1 festzulegen, sodass die ID-Auktion um 12:00 Uhr nicht parallel zur Kapazitätsauktion für MRL stattfindet. Für die GCTs der Regelarbeitsmärkte für SRL und MRL sind gleichzeitige GCTs von 25 Minuten vor Echtzeit im derzeitigen Vorschlag vorgesehen.

### 3.2.2.3 Beurteilung eines kurzfristigen Arbeitsmarktes

In einem kurzfristigen Arbeitsmarkt, entsprechend der Formulierung des vorliegenden Electricity Balancing Network Code (NC EB), ist vorgesehen, dass die Arbeitspreise einzelner Gebote bis kurz vor ihrer Erfüllung angepasst werden können; ebenso soll das Einfügen zusätzlicher Gebote in die Merit-Order des ÜNB möglich sein.

Der kurzfristige Arbeitsmarkt nach Vorbild des EB GL 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 Marktperiode (zum Beispiel 1 h) liegt, sind alle Gebote auf dem kurzfristigen Arbeitsmarkt verbindlich und die entsprechende Kapazität ist dem Markt entzogen. Somit könnte der Einsatz von Regelenergie günstiger werden.

Allerdings die Einführung eines kurzfristigen Arbeitsmarkts mit verschiedenen unerwünschten Konsequenzen verbunden:

1. Zunächst werden die für den Bilanzkreisausgleich zur Verfügung stehenden Möglichkeiten (ID-Handel, Frist für Positionsänderungen) potentiell eingeschränkt;
2. Weiterhin werden die Anreize zur ausgeglichenen Bilanzkreisbewirtschaftung und ID-Aktivität reduziert
3. Darüber hinaus liefert der kurzfristige Arbeitsmarkt keinen erkennbaren Beitrag zur Systemsicherheit

## 1. Einschränkung des ID-Markts und Positionsänderungen

Der kurzfristige Arbeitsmarkt steht in unmittelbarer Konkurrenz zum ID-Handel. Im aktuellen Marktdesign wird kurzfristig verfügbare Leistung zwischen BKV gehandelt oder für den Ausgleich des eigenen Bilanzkreises verwendet. Die Etablierung eines simultan verlaufenden Marktes für ein gleichartiges Produkt würde erhebliche Auswirkungen auf die Preisbildung nach sich ziehen (Arbitrage) und dem ID-Markt (börslich sowie außerbörslich: Over-The-Counter (OTC), welcher aktuell die zeitlich letzte Vermarktungsmöglichkeit für flexible Leistung darstellt, Liquidität entziehen.

Auch wenn der NC EB die Balancing-Energy-GCT nach dem Cross-Zonal-ID-Gate-Closure (aktuell größer als eine Stunde) vorsieht, sind die an der Börse geltenden Fristen (derzeit 45 Minuten, zukünftig 30 Minuten angekündigt) und die zeitliche Frist im OTC-Handel (15 Minuten) innerhalb Deutschlands deutlich kürzer: Dadurch kann mindestens für einen Teil der ID-Handelsaktivität die Überlappung beider Märkte nicht vermieden werden (vgl. Abbildung 11: Zeitlicher Ablauf einzelner Gate-Closure-Zeiten im Spotmarkt).

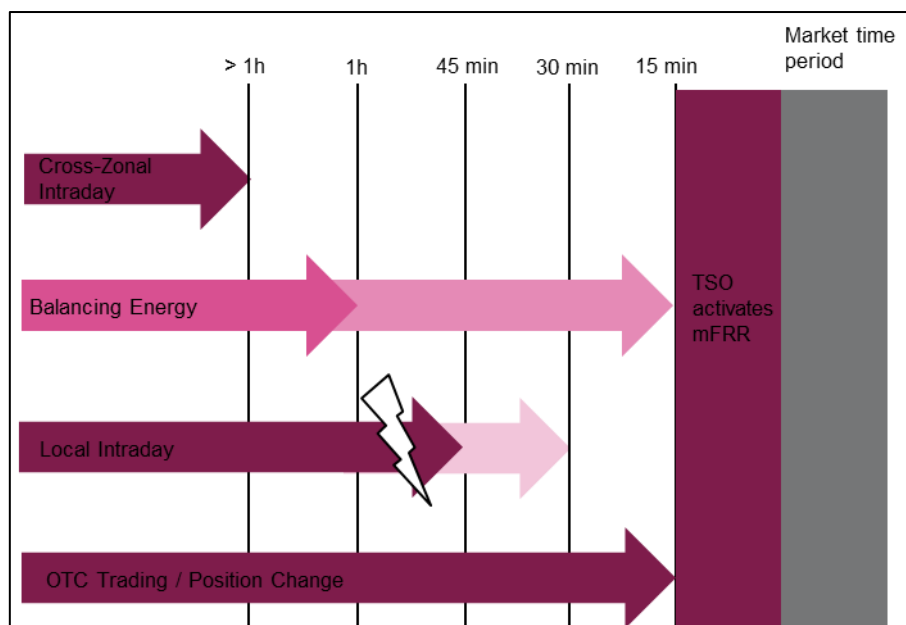


Abbildung 11: Zeitlicher Ablauf einzelner Gate-Closure-Zeiten im Spotmarkt, Quelle: Eigene Darstellung

Die Erstellung einer grenzüberschreitenden Common Merit-Order kann unter Umständen die Ausweitung der Frist zur Positionsänderung von derzeit 15 Minuten vor Erfüllung notwendig machen, was in jedem Fall die Möglichkeiten zum Bilanzkreisausgleich mit eigenen Einheiten und den OTC-Handel eingeschränkt.

## 2. Reduzierte Anreize für Bilanzkreise durch kurzfristigen Arbeitsmarkt

In der Auktion für Regelenergie werden die in der heutigen Praxis die Preise für Regelarbeit mit deutlichem zeitlichem Vorlauf vor der möglichen Erfüllung fixiert, weshalb Anbieter in ihrer



Angebotsgestaltung verschiedene Risikoprämien für die Entwicklung von zum Beispiel Marktpreisen oder Verfügbarkeiten einpreisen. Diese Preise, die unter Unsicherheit über mögliche Entwicklungen ermittelt wurden, reflektieren dabei die Kosten, die einem inaktiven Bilanzkreisverantwortlichen entstehen, wenn er zu diesem Zeitpunkt entscheidet, sich auf das Ausgleichsenergie-System zu verlassen.

In Situationen mit ausreichend verfügbarer Leistung würden sich die per kurzfristigen Arbeitsmarkt ermittelten Regelarbeitspreise an den ID-Preis (und damit im Mittel an den Day-Ahead-Preis) annähern. Dadurch würden die finanziellen Anreize für eine ausgeglichene Bilanzkreisbewirtschaftung deutlich reduziert (vgl. Abbildung 12: Finanzielles Risiko als Differenz zwischen Ausgleichsenergie- und Day Ahead Preis).

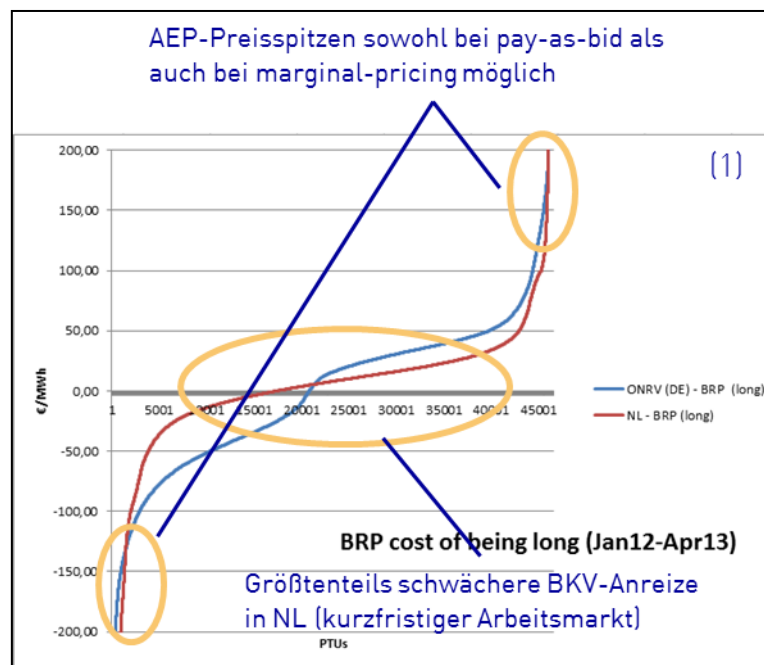


Abbildung 12: Finanzielles Risiko als Differenz zwischen Ausgleichsenergie- und Day-Ahead-Preis. Darstellung als Preisdauerlinie für alle Viertelstunden. Quelle: Eigene Darstellung, analog zu van der Veen: A comparison of imbalance settlement designs and results of Germany and Netherlands

### 3. Geringer Beitrag zur Systemsicherheit

Da ÜNB sich bereits im Vorfeld der Day-Ahead-Vermarktung, entsprechend der Dimensionierung von Regelleistung, ausreichende Reserven sichern, dient der kAM lediglich der Optimierung der Abrufkosten. Auch in einer systemkritischen Situation stehen den ÜNB bereits heute weitreichende Maßnahmen zum direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz zur Verfügung.

Darüber hinaus lassen sich mit dem kAM keine Must-run-Kapazitäten reduzieren, da die Anlagen zum Zeitpunkt des kurzfristigen Arbeitsmarkts bereits angefahren wurden und durch die bestehende Regelleistungsverpflichtung auch dann weiter am Netz sein müssen, wenn sie durch kurzfristige Gebote in der Merit-Order verdrängt wurden. Gegenteilig können sogar Anreize

entstehen, zusätzliche Leistung vorzuhalten, sofern Bieter hoffen, im kurzfristigen Arbeitsmarkt höhere Preise erzielen zu können.

Nach Einschätzung des BDEW kann im deutschen Marktdesign der Artikel 24 der EB GL bezüglich der GCT mit den Vorgaben des Artikel 3, der den Schutz des ID-Marktes vorsieht, nicht in volle Übereinstimmung gebracht werden. Um die Prozesse zur Bereitstellung von Regelenergie auf einer europäischen Plattform sicherzustellen, spricht sich der BDEW dafür aus, mit dem kAM frühzeitig und damit vor der Cross Border (XB)-ID GCT zu beginnen. So ist gewährleistet, dass die qualitativ hochwertige Flexibilität effizient zur Wahrung der Systemsicherheit angeboten werden kann. Vor dem Hintergrund der noch andauernden europäischen Diskussion zur Ausgestaltung des Regelarbeitsmarkts scheint ein GCT der Regelarbeitsmärkte vor dem grenzüberschreitenden ID-Markt in Europa nicht mehrheitsfähig. Dies ist auf das Fehlen eines liquiden ID-Marktes in anderen europäischen Ländern zurückzuführen, die in einem kurzfristigen Regelarbeitsmarkt ihre einzige Möglichkeit sehen, Energie kurzfristig zu vermarkten.

### **Alternativen zum kAM**

Es bestehen im heutigen Marktdesign bereits Möglichkeiten, kurzfristig verfügbare Einheiten in die Vermarktung von Regelleistung einzubinden. Dies sind die etablierten Maßnahmen eines Regelpools und bilateraler Besicherungsvereinbarungen. Des Weiteren könnte unter den aktuellen Marktregeln der EB GL ein grenzüberschreitender Sekundärhandelsmarkt für Regelenenergieprodukte etabliert werden. Da die ÜNB aber von Artikel 34 der EB GL Gebrauch machen und eine Freistellung von der Pflicht zur Einführung eines Sekundärhandelsmarkts beantragen, wird auf dieses Thema nur kurz eingegangen.

In allen Varianten können mögliche Effizienzen einer günstigeren Erbringung von Regelenergie durch kurzfristig verfügbare Einheiten innerhalb des Marktes gestärkt werden, ohne die beschriebenen Nachteile eines kurzfristigen Arbeitsmarkts zu generieren:

#### Pooling

In Verbindung mit eigenen konventionellen Regelenergie-Einheiten oder in Kooperation mit anderen Anbietern können in einem Regelpool auch kurzfristig verfügbare Einheiten angeboten werden: Damit kann die jeweils zum Zeitpunkt der Aktivierung effizienteste verfügbare Einheit eingesetzt werden. Somit besteht über einen Pool auch die Möglichkeit, wetterabhängige Technologien wie Wind und PV zu integrieren. Da es in anderen europäischen Ländern keine Poolingmöglichkeiten gibt, ist davon auszugehen, dass diese Alternative nur als lokale Ausgestaltungsmöglichkeit angewendet werden.

#### Besicherungsvereinbarungen

Während im Regelpool die Besicherung von Einheiten, deren Verfügbarkeit nur mit kurzer Vorlaufzeit festgestellt werden kann, über andere Einheiten innerhalb des gleichen Anbieterpools erfolgt, können darüber hinaus bilaterale Besicherungsvereinbarungen zwischen Anbietern von Regelenergie getroffen werden. Anhand eines solchen Besicherungsvertrags kann für kurzfristig verfügbare Einheiten die notwendige Zuverlässigkeit gewährleistet werden, um am klassischen Markt für Regelleistung teilzunehmen.

#### Sekundärhandelsmarkt

Mit der Etablierung eines Sekundärhandelsmarktes kann zwischen Anbietern die Verpflichtung zur Erbringung von Regelenergie übergeben werden.

Die Ausgestaltung eines Transfers von Verpflichtungen kann beispielsweise in einem Handel ähnlich dem ID-Markt an einer organisierten Handelsplattform institutionalisiert werden. In diesem Sekundärmarkt für Regelenergie-Verpflichtungen können Anbieter ihre Kosten für die Erbringung von Regelenergie kontinuierlich gegen den Markt optimieren, was dem Abwägen zwischen den Kosten für eigene Erzeugung und kurzfristigen Marktpreisen in der Erfüllung einer Lieferverpflichtung entspricht (vgl. Abbildung 12: Funktionsweise eines Sekundärhandelsmarkts für Regelenergie-Erbringung).

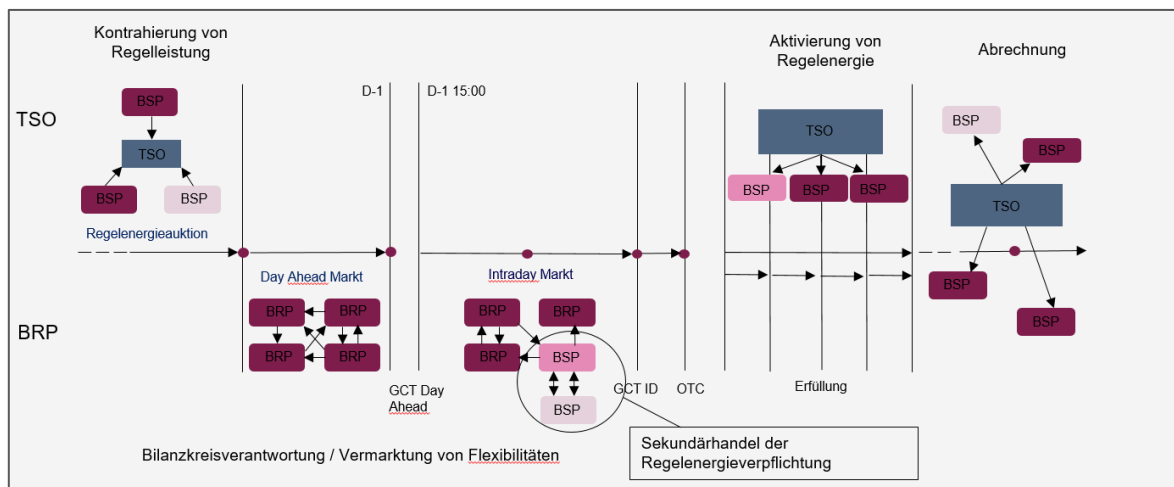


Abbildung 12: Funktionsweise eines Sekundärhandelsmarkts für Regelenergie-Erbringung, Quelle: Eigene Darstellung

In einem Sekundärmarkt für die Erbringung von Regelenergie kann kurzfristig verfügbare, regelbare Leistung auf einer Handelsplattform angeboten werden. Ein Regelenergie-Anbieter, der in der vorhergehenden Auktion für Regelleistung einen Zuschlag erhalten hat, kann jetzt die mit dem Zuschlag entstehende Verpflichtungen an der Handelsplattform zeitweise weitervermarkten und die ursprünglich für die Vorhaltung von Regelung vorgehaltene Leistung anderweitig einsetzen.

Der Handel der Regelenergie-Verpflichtung kann, analog zum ID-Markt, kontinuierlich ablaufen. Dafür sind entsprechende Produkte notwendig, die den Handel der Regelenergie-Verpflichtungen für einzelne Stunden oder Blöcke (zum Beispiel das Zurückkaufen einer geplanten Nachtdurchfahrt) erlauben. Ziel der Marktteilnehmer ist die kurzfristige Optimierung von Vorhaltungs-/ Erbringungskosten. Für das Angebot zur Übernahme der Regelenergie-Verpflichtungen wird ein Leistungspreis angesetzt sowie ein im Falle des Abrufs anzuwendender Arbeitspreis. Diese Zahlungen werden zwischen den Teilnehmern am Sekundärmarkt für die Erbringung von Regelenergie abgewickelt.

Die jeweiligen ÜNB werden über den Wechsel der Regelenergie-Verpflichtung informiert und werden das Regelsignal für den betreffenden Zeitbereich für die Aktivierung an den neuen Anbieter schicken. Die Abrechnung für Regelarbeit erfolgt dem hingegen weiterhin mit dem bei der Auktion für Regelleistung bezuschlagten Anbieter.

Neben den genannten Aspekten der grundsätzlichen Funktionsweise sind aus Sicht des BDEW lediglich die Detailfragen zu klären (zum Beispiel IT-technische Abwicklung, Präqualifikation, Umgang mit Regelqualität/Nicht-Erfüllung).

#### **Fazit**

Der individuelle Bilanzkreisausgleich („self-balancing“) liefert einen essentiellen Beitrag zur Systemsicherheit, da mit der aktiven Bilanzkreisbewirtschaftung bis kurz vor Lieferung der Bedarf an Regelenergie und damit einhergehend der notwendige Eingriff durch die ÜNB deutlich verringert werden kann. Anpassungen des Regel- und Ausgleichsenergiesystems, welche Anreize oder Instrumente (ID-Liquidität, GCT) für den individuellen Bilanzkreisausgleich beschränken, sind kritisch zu betrachten.

Der in der EB GL vorgeschriebene kurzfristige Arbeitsmarkt könnte in Systemen ohne liquiden ID-Markt eine Option darstellen, um Anbietern von kurzfristig verfügbarer Flexibilität Vermarktungsmöglichkeiten zu eröffnen.

Mit einem etablierten und liquiden ID-Markt ist diese Möglichkeit allerdings bereits ausreichend gegeben und würde durch einen kurzfristigen Arbeitsmarkt erheblich eingeschränkt werden.

Bereits heute existieren verschiedene Alternativen zum kurzfristigen Arbeitsmarkt wie Pooling (nur auf nationaler Ebene), die Besicherung und die Einführung eines Sekundärhandelsmarkts, um auch kurzfristig verfügbare, regelbare Leistung marktlich zu nutzen oder diese einfach zu etablieren. Keine dieser Varianten bringt die beschriebenen Nachteile eines kurzfristigen Arbeitsmarkts mit sich, wie die Einschränkung des ID-Markts und die Einschränkung der Positionsänderung, die reduzierten Anreize für aktive Bilanzkreisbewirtschaftung. Weitere Nachteile des kAMs sind, dass er keinem Beitrag zur Systemsicherheit leistet oder für die Reduktion von Must-run-Kapazitäten ungeeignet ist.

Der BDEW hat in seiner Analyse eine verpflichtende Einführung eines kurzfristigen Arbeitsmarkts für den deutschen Elektrizitätsmarkt klar abgelehnt. Es gilt im derzeitigen Stadium die durch die EB GL vorgesehene Einführung des Regelarbeitsmarktes so zu gestalten, dass die Liquidität des ID-Markts geringstmöglich eingeschränkt wird. Auch ist zu betonen, dass die Einführung eines kurzfristigen Arbeitsmarktes auf europäischer Ebene lediglich ein erster Schritt hin zu einem funktionierenden ID-Markt darstellen sollte.

### **3.2.3 Grenzüberschreitende Regelenergiemärkte**

Die Einführungen der EB GL und der SO GL bilden die Grundlage für folgende Ausführungen.

Die EB GL sieht die Schaffung eines grenzüberschreitenden Regelenergiemarktes auf Basis eines –ÜNB-ÜNB-Modells mit einer gemeinsamen Merit-Order-List vor. Die EB GL und die SO GL stellen dabei unter anderem Anforderungen an die Ausgestaltung des Marktmodells sowie an die Produktdefinitionen.

Im Folgenden wird von Standard-Regelenergieprodukten gesprochen, worunter neben den technischen Anforderungen an diese Produkte auch eine durch den Anbieter garantierte Leis-

tungs-/ Kapazitätsvorhaltung und die Bereitstellung von Regelenergie im Falle des Abrufs verstanden wird. Die Kombination aus Leistungsvorhaltung und Regelenergie-Bereitstellung stellt dabei ein Produkt dar. Die Zeitpunkte, zu denen die Preise für den Beschaffungs- beziehungsweise Abrufprozess genannt werden müssen, können jedoch unterschiedlich sein.

### **Umsetzung des ÜNB-ÜNB-Modells mit gemeinsamer Merit-Order-List**

Ziel des ÜNB-ÜNB-Modells ist die Ausgestaltung einer gemeinsamen Merit-Order-List, in welcher alle Regelleistungs- und -arbeitsgebote, die in kooperierenden Regelzonen für das selbe Regelenergie-Produkt abgegeben wurden, zusammengefasst werden. Der Zuschlag und der Abruf der Regelenergie erfolgen daraufhin über diese gemeinsame Merit-Order-List. Dabei wird das pay-as-clear-Preissystem angewandt, das heißt, dass die Anbieter mit dem Preis des letzten bezuschlagten Gebots vergütet werden.

#### Anforderung

Die ÜNB stellen die entsprechenden Rahmenbedingungen für die Ausgestaltung transnationaler Regelenergiemärkte auf Basis der EB GL und der SO GL zur Verfügung. Diese Vorschläge befinden sich alle noch im Ausgestaltungsprozess. Innerhalb eines Jahres nach Implementierung der EB GL müssen alle Vorschläge den Marktteilnehmern zur Konsultation vorgelegt worden sein. Ende 2018 werden den Marktteilnehmern somit alle Vorschläge zur Neuausgestaltung des Regelenergiemarkts bekannt sein.

### **Einheitliche Handelszeiten**

Der Beschaffungsprozess für die Standard-Regelenergie-Produkte müssen in allen beteiligten Regelzonen so gestaltet sein, dass die Teilnahme für alle Marktteilnehmer diskriminierungsfrei möglich ist.

Mit der EB GL sind einheitliche Handelszeiten für die Regelenergieprodukte PRL, SRL und MRL vorgesehen. Nach derzeitigem Stand sind diese für die Kapazitätsauktion auf PRL: 08:00 Uhr D-1, für SRL: 08:00 Uhr D-1 und für MRL 10:00 Uhr D-1 vorgesehen. Diese GCTs sieht der BDEW kritisch, da dem Marktteilnehmer somit die Möglichkeit genommen wird, nicht-bezuschlagte Gebote in der PRL anschließend in der SRL-Auktion anzubieten. Aus BDEW-Sicht ist dies eine nicht sachgerechte Einschränkung, die zu einer Reduktion der Liquidität führen wird.

Nationale GCTs sollten bei der Ermittlung der europäischen GCTs berücksichtigt werden und vor allem darf es gemäß Artikel 3 der EB GL durch die Neuausgestaltung des Regelenergiemarktes nicht zu Einschränkungen der funktionierenden Forward-, Day-Ahead- und ID-Märkte kommen.

#### Anforderung

Die Beschaffung beziehungsweise Ausschreibung zur Beschaffung je Standard-Regelenergie-Produkt muss zu einem einheitlichen Zeitpunkt stattfinden. Die Beschaffung soll in der Reihenfolge der höchsten Anforderung vorgenommen werden. Die Veröffentlichung von Handelskriterien wie Produktdefinitionen, Ausschreibungszeitpunkte, Vergabekriterien oder Ausschrei-

bungsergebnisse muss für alle Marktteilnehmer zeitgleich zugänglich sein. Die Ausschreibungsergebnisse müssen dabei in Gänze veröffentlicht werden (anonymisierte Merit-Order-List).

### **Gleiche Aktivierungsalgorithmen**

Die Aktivierung von Standard-Regelenergie-Produkten muss in allen Regelzonen gleich vollzogen werden.

#### Anforderung

Die Aktivierung von Standard-Regelenergie-Produkten muss in allen Regelzonen nach dem Prinzip der Merit-Order-List erfolgen: Dies bedeutet, dass Standard-Produkte gemäß ihrer Positionierung in der Merit-Order-List sequentiell abgerufen werden.

### **Standard-Regelenergieprodukte**

Die ÜNB werden durch die EB GL aufgefordert die Standardprodukte neu zu definieren. Dabei sollen die Anforderungen für diese Standards in allen kooperierenden Regelzonen gleich sein.

#### Anforderung an die Anzahl von Standard-Regelenergie-Produkten

Es sollten nicht mehr als vier Standard-Produkte für Regelenergie definiert werden, um die Entwicklung eines liquiden Marktes für diese Produkte zu erreichen sowie um möglichst breite und einfache Zusammenarbeit zwischen den kooperierenden ÜNB zu ermöglichen.

#### Anforderung an die Ausschreibungszeiträume

Die Ausschreibungszeiträume (der Zeitraum, für den die Regelleistung vorgehalten und in welchem die Regelarbeit bei Abruf erbracht werden muss) müssen für die Standard-Regelenergie-Produkte abgestimmt werden und einheitlich sein.

#### Anforderung an die Abgrenzung zum Standardprodukt-/ Fahrplanenergiemarkt

Regelenergie-Produkte stellen eine besondere Herausforderung für denjenigen Marktteilnehmer dar, der diese Produkte vorhalten soll. Die Regelleistung wird dabei, gegen ein Entgelt gesichert, für die abrufenden ÜNB vorgehalten. Um transparente und faire Bedingungen für die Vorhaltung von Regelenergie-Produkten herzustellen, darf es keine Vermischung dieser Produkte mit Produkten aus dem Standard-Fahrplanenergiemarkt geben. Dies bedeutet, dass Marktteilnehmer nur am Regelenergiemarkt teilnehmen dürfen, wenn sie den Zuschlag erhalten haben.

#### Anforderungen für die Präqualifikation für die Teilnahme am Regelenergiemarkt

Die Präqualifikationsbedingungen müssen für alle Regelzonen gleich sein. Außerdem darf es keine weiteren Unterschiede für die Teilnahme am Regelenergiemarkt geben: Gemeint sind damit verpflichtende Teilnahmen am Ausschreibungsprozess oder die Möglichkeit einzelner ÜNB, Marktteilnehmer zur Vorhaltung von Regelleistung beziehungsweise -energie zu verpflichten.

## **Einbindung von Standard-Regelenergieprodukten in den Kapazitätsallokationsprozess im Falle von engpassbehafteten Leitungen**

Gemäß Artikel 30 der EB GL werden verschiedene Möglichkeiten der Nutzung von Regelenergieprodukten im Zusammenhang mit dem Allokationsprozess an engpassbehafteten Leitungen beschrieben. Gemäß dem derzeitigen Vorschlag für die Modalitäten für Redispatching und Counter Trading ist eine Nutzung von Regelenergiegeboten als Ressource für das Counter Trading vorgesehen. Dies sieht der BDEW kritisch. Es muss dabei auf jeden Fall sichergestellt werden, dass der Abruf eines Regularbeitsgebots für Counter Trading nicht zu einer Verzerrung der Regelenergiepreise und damit auch der Ausgleichsenergiepreise führt.

Eine Regelung für die Handhabung des Austausches von Regelenergieprodukten an engpassbehafteten Leitungen ist dabei unumgänglich. Aus Sicht der Marktteilnehmer sind dabei folgende Punkte von besonderem Interesse und zu beachten:

### Anforderung: Regelenergieprodukte erweitern die Produktpalette

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 ID) zur Verfügung stehen. Jegliche Reduzierung wirkt sich negativ auf die Liquidität der Marktsegmente aus und folglich werden die Wohlfahrtseffekte aus der Optimierung gemindert. Außerdem sollten den BKV alle Möglichkeiten eröffnet werden, sich eigenständig auszugleichen.

Essentiell für den EOM ist, dass sich Preissignale am Markt uneingeschränkt bilden können. Daher muss vermieden werden, dass der Regelleistungsmarkt mit dem Handelsmarkt im Wettbewerb steht. Dabei muss der Markt entscheiden, ob die erworbene Cross-Border (XB)-Kapazität sofort für das Market-Coupling genutzt oder erst später für Regelenergie reserviert werden soll. Zunächst sollte das Market-Coupling, dann das ID-Market-Coupling und erst anschließend das Coupling des Regelenergie-Markts umgesetzt werden. Dies ist für die Harmonisierung des europäischen Binnenmarktes zielführender, da so klare zeitliche Prioritäten gesetzt werden. Die ÜNB sollten daher erst nach dem ID-Markt verbleibenden Transportkapazitäten in einer gemeinsamen Merit Order berücksichtigen.

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

Dabei wird die Leistungs-/ Kapazitätsvorhaltung für den Austausch von Regelenergie-Produkten im Falle der „Use-it-or-lose-it“-Regelung als „Use“ deklariert, auch wenn beispielsweise zum Zeitpunkt einer Fahrplannominierung, mangels Aktivierung, kein physikalischer Fluss zustande kommt: Dies ist notwendig, da es jederzeit zu einem Abruf von Regelenergie und damit zu einem physikalischen Fluss kommen kann.

### Anforderung: Keine unentgeltlichen Reservierungen von Transportkapazitäten für Regelenergieprodukte

Die Beschaffung von Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Austausch von Regelenergie muss in jedem Fall mit marktbasierter Methoden, zum Beispiel im Rahmen einer Auktion, gewährleistet werden. Eine Reservierung für den Austausch von Regelenergie ohne entsprechende Vergütung ist abzulehnen.

### Anforderung an die GCTs

Die GCTs für die Ausschreibung der Regelenergie-Produkte müssen derart gewählt werden, dass die notwendigen Kapazitäten für den regelzonenübergreifenden Austausch von Regelenergie vor den Ausschreibungen der Produkte beschafft werden können.

### Anforderung: ÜNB haben keine „Zwischenhändler-Rolle“

ÜNB stellen lediglich die technischen Prozesse für den Austausch von Regelenergie-Produkten zur Verfügung, sie übernehmen jedoch keine Zwischenhändler-Rolle.

### **Einheitliche Regelungen für den Ausgleichsenergiepreis**

Um einheitliche Marktbedingungen zu erreichen, wird derzeit eine Harmonisierung der Ausgleichsenergie-Preisberechnung durchgeführt. Das Ausgleichsenergie-Preissystem muss den Vorgaben eines ausgeglichenen Lastfrequenzregelblocks (LFR-Blocks) folgen; die Kosten für Ausgleichsenergie müssen dabei den Status (short / long) der jeweiligen Regelblöcke wiedergeben. Die Harmonisierung und Spezifizierung des Ausgleichsenergiepreises erfolgte mit einem Vorschlag der ÜNB im August 2018. Dieser Vorschlag sieht allerdings nur eine geringe Harmonisierung vor und verweist meist auf nationale Regularien.

### Anforderung an den Ausgleichsenergiepreis

Der Ausgleichsenergiepreis soll in allen Regelzonen nach dem gleichen Verfahren und mit den gleichen Regelungen berechnet werden. Für die Bilanzkreisverantwortlichen in unterschiedlichen Regelzonen ergibt sich dadurch ein einheitliches Ausgleichsenergiesystem. Dies hat zur Folge, dass die Abrechnung von Ausgleichsenergie nach gleichen Bedingungen in den kooperierenden Netzgebieten erfolgt.



## **Fazit**

Die EB GL sieht die Bildung eines gemeinsamen Regelenergiemarktes auf Basis eines ÜNB-ÜNB-Modells mit einer gemeinsamen Merit-Order-List vor. Grundlage dafür ist dabei die Harmonisierung der Produkte und Definitionen (gleiche technische Anforderungen, Vorhaltdauer, Erfüllungsverpflichtungen).

Die Harmonisierung der Ausschreibungsdauer und -zeitpunkte, bestenfalls mit einheitlichen und gleichzeitigen Ausschreibungs- und Vergabezeitpunkten ist grundlegend für das Zusammenwachsen von Regelzonen. Insbesondere im Angebotsverfahren als auch in den Ergebnissen der Ausschreibung ist auf Diskriminierungsfreiheit und größtmögliche Transparenz zu achten.

Die Kontrahierung oder Reservierung von Transportkapazitäten wird aufgrund ihres negativen Einflusses auf den Markt grundsätzlich abgelehnt.

Zunächst sind das Day-Ahead- sowie das ID-Market-Coupling umzusetzen. Sofern eine Kontrahierung für engpassbehaftete Leitungen zwischen Regelzonen vorgenommen wird, muss die Allokation von Kapazitäten für den Austausch von Regelenergie-Produkten marktbasiert durch die Regelenergieerbringer erfolgen. Die für Regelleistung genutzte Kapazitäten müssen nach dem Prinzip „Use-it-or-lose-it“ jedoch als „Use“ deklariert werden; Reservierungen ohne marktbasierten Hintergrund oder mittels administrierter Preise sind abzulehnen.

Bei der Schaffung von regelzonenübergreifenden Regelenergiemärkten sollte das Augenmerk auch auf der Harmonisierung der Ausgleichsenergiesysteme liegen, um möglichst einheitliche Marktbedingungen für die Marktteilnehmer zu schaffen.

## **3.3 Beschaffung von Regelenergie**

Der Regelenergiemarkt ergibt sich erst durch die Nachfrage der ÜNB. Dazu nutzen die ÜNB in einem regulierten Verfahren die Webseite „Regelleistung.net“ für die Beschaffung. Anpassungen des Beschaffungsprozesses müssen zudem mit der BNetzA abgestimmt werden. Mit der Harmonisierung der Regelenergiemärkte wird die Beschaffung zukünftig über die Plattformen MARI und PICASSO erfolgen.

In diesem Kapitel wird daher ausschließlich untersucht, wie Ansätze bei der Beschaffung die Robustheit des gesamten Systems verbessern könnten. Dabei wird der Fokus auf die Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs gelegt.

### **3.3.1 Dimensionierungsverfahren zur Ermittlung des Regelleistungsbedarfs**

Gemäß der SO GL Artikel 6 in Verbindung mit Artikel 119 sind die ÜNB eines Leistung-Frequenz-Regler (LFR)-Blocks verpflichtet, die Methoden bezüglich der Frequency Restoration Reserve (FRR)-Dimensionierungsregeln zu konsultieren. Die deutschen ÜNB haben daraufhin auf nationaler Ebene eine Aktualisierung des Dimensionierungsverfahrens für frequenzwiederherstellende Maßnahmen eingeleitet. Auf Basis einer Studie von Consentec wurde das neue Dimensionierungsverfahren im Sommer 2018 vorgestellt und zur Konsultation gestellt, woran sich der BDEW im August 2018 mit einer Stellungnahme beteiligt hat. Das neue Verfahren beinhaltet eine situationsabhängige, probabilistische Dimensionierung auf Erfahrungswerten.

Aus ÜNB-Sicht wird die der jeweiligen Situation angemessene Volatilität der Ausschreibungsmengen angestrebt. Es ist damit zu rechnen, dass das neue Dimensionierungsverfahren zu einer leichten Reduzierung der ausgeschriebenen Leistung führt. Es gilt zu untersuchen wie sich die Einführung des neuen Dimensionierungsverfahrens auf marktwirtschaftliche Flexibilität und die Systemsicherheit auswirkt. Dabei ist auch zu untersuchen wie eine Reduzierung der ausgeschriebenen Leistung mit der politisch geforderten Sicherheit in Einklang bringen lässt.

Der Vorschlag des neuen Dimensionierungsverfahrens war spätestens am 18. September bei den Regulierungsbehörden zur Genehmigung einzureichen.

Das neue, probabilistische Verfahren berücksichtigt vergangene Wetterdaten, zukünftige Wetterprognosen hingegen werden nicht berücksichtigt. Der Bedarf und die Anwendung von Regelernergie zum Ausgleich von Prognoseabweichungen können stark von der Stromproduktion aus EE oder anderen Effekten wie zum Beispiel große Nachfrageschwankungen (Feiertag, Temperatur, Sondersituationen) abhängen: Kritische Wetterlagen können dazu führen, dass die tatsächliche Produktion aus den größten fluktuierenden, regenerativen Energieträgern Wind und PV wesentlich stärker vom geplanten Verlauf abweicht als im Normalfall üblich. In genannten, wetterbedingten Situationen kann deshalb der Bedarf an Regelernergie wesentlich höher als unter gewohnten Rahmenbedingungen sein.

Da die zukünftigen Wetterbedingungen beziehungsweise andere Effekte keinen Einfluss auf die Dimensionierung der Menge an vorgehaltener Regelleistung haben, ist es möglich, dass das Regelenergiesystem durch kritische Wetterbedingungen näher an der Grenze seiner Leistungsfähigkeit beansprucht wird als in anderen Bedarfsfällen. Somit kann im Prozess der Dimensionierung der Regelleistungsvorhaltung Verbesserungspotential bestehen.

### **Strukturelle Maßnahmen und Abgrenzungen**

Mit der Neugestaltung der Dimensionierung sollte daher untersucht werden, ob es möglich ist, kritische Wetterlagen, die große Prognosefehler wahrscheinlich machen, vorab zu identifizieren und bei der Dimensionierung der Regelleistungsvorhaltung zu berücksichtigen. Kritische Situationen im Ausgleich von Prognoseabweichungen durch das Regelenergiesystem sollten dadurch in Ausmaß und Häufigkeit reduziert werden. Dabei soll aufgezeigt werden, ob in der Berücksichtigung der erwarteten Wetterlagen bei der Dimensionierung der Regelleistungsvorhaltung eine kosteneffiziente Möglichkeit besteht, die Netzstabilität bei weiterwachsendem Anteil erneuerbarer, fluktuierender Stromerzeugung zu gewährleisten.

Da das Ausmaß von Prognoseabweichungen grundsätzlich auch aus der eigentlichen Güte der jeweiligen Prognose resultiert, überschneidet sich der entsprechende Untersuchungsbedarf.

Darauf aufbauend sollten zudem Möglichkeiten aufgezeigt werden, welche Vor- oder Nachteile eine Clusterung der Regelernergie-Bedarfsanalyse, nach unterschiedlichen Aspekten wie beispielsweise Lastrauschen, Rampen, Kraftwerksausfälle oder genannten Wetterlagen, mit sich bringen könnte. Dabei sollte insbesondere eine Risikobetrachtung der wetterbasierten Dimensionierung des Regelernergiebedarfs erfolgen.

Konkrete Fragen und Untersuchungsbedarf sind somit, ob sich kritische Wetterlagen früh genug erkennen lassen, um sie in der Dimensionierung des Regelenergiebedarfs zu berücksichtigen und dabei erhöhte Mengen auszuschreiben bei gleichzeitiger ausreichender Vorlaufzeit für die jeweiligen Produktkategorien. Dabei müssen sowohl der Aufwand, als auch das Potential für eine sachgerechte Prognose des Regelleistungsbedarfs ermittelt werden, um anschließend mögliche Anpassungen im Produktportfolio und im Beschaffungsprozess der Regelenergie abzuleiten. Die zusätzliche Beschaffung von wetterabhängigem Regelenergiebedarf sollte dabei für die Marktteilnehmer transparent und nach klaren Regeln, abgestimmten Prozessen und Fristen erfolgen.

#### **Fazit**

Es gilt zu untersuchen, wie sich die Einführung des neuen Dimensionierungsverfahrens auf die marktwirtschaftliche Flexibilität und Sicherheit des Systems auswirkt. Dabei sind insbesondere die Rückwirkungen eines auf relativ kurzen Zeitskalen variierenden Bedarfs an Regelleistung auf den Regelleistungsmarkt und die einzelnen Anbieter zu berücksichtigen.

Die wetterlagenabhängige Dimensionierung der Regelleistungsvorhaltung erscheint angesichts des zunehmenden Anteils wetterabhängiger Erzeugungsleistung grundsätzlich sinnvoll. Ob die Umsetzung allerdings tatsächlich einen Mehrwert bringt und wie diese konkret aussehen könnte, soll Gegenstand weiterer Untersuchungen sein. Kern der Untersuchung muss die Frage sein, inwieweit sich kritische Wetterlagen mit hoher Prognoseunsicherheit früh genug identifizieren lassen und welche Maßnahmen dann ergreifbar sind, die nicht zu höheren Kosten für die Marktteilnehmer führen.

### **3.4 Nicht weiterzuverfolgende Konzepte**

Für die Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes werden ebenfalls andere Konzepte vorgeschlagen. Diese Vorschläge stammen teilweise aus der Politik, von den Regulierungsbehörden oder sonstigen Institutionen und sind durch den BDEW nicht abschließend bewertet worden.

Dennoch hat der BDEW die Vorschläge einer Schnellprüfung unterzogen und dann verworfen, da sie nicht dem Ziel dienen den Regelenergiemarkt weiter zu entwickeln.

Die nachfolgende Liste ist dabei nicht abschließend.

- Lokalisierung von Regelenergieprodukten
- Langfristige Regelenergieprodukte
- Systemdienliche Fahrplanabweichungen
- Präventives Redispatching

Eine genauere Befassung mit diesen Themen ist zur weiteren Entwicklung des Regelenergiemarktes derzeit nicht vorgesehen.

## 4 Empfehlungen

### 4.1 Sowieso-Maßnahmen zur Weiterentwicklung

Die 2015 im Grünbuch der Bundesregierung vorgestellten Sowieso-Maßnahmen bestätigen die Forderungen des BDEW zur Optimierung einzelner Strukturen im Strommarkt. Zudem wurde der grundlegende Konsens bestärkt, dass der Day-Ahead-Markt und der ID-Markt die Kernstellen für Optimierung und Ausgleich bleiben müssen. Die Weiterentwicklung des Regelenergiemarkts bietet zwar in einzelnen Aspekten Verbesserungspotential; die Ausgleichsfunktion des Spotmarkts muss dabei jedoch erhalten bleiben und weiter gestärkt werden. Auch mit den Änderungen der EB GL gilt dieser Grundsatz weiterhin. Insbesondere mit der Einführung der kurzfristigen Regularitätsmärkte für aFRR und mFRR ist die Rückgabe von Geboten so auszugestalten, dass es nicht zu einer Einschränkung des ID-Marktes kommt. Hierbei sollte der kurzfristige Regularitätsmarkt nur einen Zwischenschritt hin zu einem gut funktionierenden grenzübergreifenden ID-Markt sein. Es gilt zukünftig zu analysieren wie sich die Veränderungen durch die Implementierungen der EB GL auf den Regelenergiemarkt auswirken.

Mit dem vorliegenden entwickelten Konzept wurde das Ziel umgesetzt, die Themengebiete des Strommarktdesigns mit der Regelenergie zu verbinden und einen konsistenten Weg zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes aufzuzeigen. Dabei lassen sich folgende Ergebnisse ableiten:

1. Der Spotmarkt und dabei insbesondere der ID-Markt nehmen für die zukünftige Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes eine tragende Rolle ein, da Optimierung und Ausgleich der Marktteilnehmer nur an diesem Markt stattfinden sollen.
2. Die geltende Ausgleichsenergiepreissystematik setzt in ausreichendem Maße sachgerechte Anreize, Bilanzkreise aktiv zu bewirtschaften, eine Ergänzung zur Sicherstellung von sachgerechten Preisen in Ausnahmesituationen birgt jedoch Optimierungspotential. Es gilt zu untersuchen wie sich die Umgestaltung der Ausgleichsenergiesystematik gemäß der EB GL auf den Markt und die Teilnehmer auswirkt.
3. Weiterentwicklungsmöglichkeiten bietet der Zugang zum Regelenergiemarkt in Form der Präqualifikationsprozesse sowie der Produktdefinitionen.

Die Auswahl der Weiterentwicklungsoptionen orientiert sich dabei am Bedarf zur weiteren Vertiefung, um eine Umsetzung vorzubereiten.

#### **1. Schritt: Weiterentwicklung des Marktzugangs zur Regelenergie**

Vordringlich ist, dass der Zugang zum Regelenergiemarkt in Deutschland über die Präqualifikation weiter verbessert wird. Es muss analysiert werden, ob das zukünftig eingeführte Präqualifikationsverfahren einen einheitlichen und diskriminierungsfreien Zugang für alle Technologien in allen vier Regelzonen in Deutschland beinhaltet.

#### **2. Schritt: Weiterentwicklung der Regelenergieprodukte**

Der Zugang sollte technologieoffen ausgestaltet sein, um ein Maximum an Wettbewerbern am Regelenergiemarkt zuzulassen. Gleichzeitig sollte die Verfügbarkeit der Regelenergie anbietenden Anlagen zur Sicherstellung der Systemsicherheit gewährleistet bleiben.

Neben den Zugangsbedingungen zum Regelenergiemarkt sind die bestehenden Produkte zu analysieren. Grundsätzlich wird in der Verkürzung der Ausschreibungsfristen, die durch die EB GL vorgesehen sind, Optimierungspotential gesehen. Dennoch gilt es auch den parallelen Gebrauch von unterschiedlichen Fristen für Teile des jeweiligen Regelenergieprodukts zu prüfen und eine Umsetzung vorzulegen.

Die Regelenergieprodukte der Primär- und Sekundärregelenergie und der Minutenreserve werden in einheitlicher Qualität durch den ÜNB nachgefragt. Aufgrund der aktuellen Qualitätsvorgaben ist zu prüfen, ob durch die Zulassung von weiteren Produktqualitäten (insbesondere bei der Verfügbarkeit) der Wettbewerb im jeweiligen Produktsegment gesteigert werden kann.

### **3. Schritt: Überprüfung der Anreize im Bilanzkreismanagement**

Die Anreize durch das Bilanzkreissystem sind gut justiert und entfalten die richtige Wirkung bei den Bilanzkreisverantwortlichen. Dennoch ist zu prüfen, ob die Bilanzkreisbewirtschaftung weiter verbessert werden kann. In erster Linie ist das Verbesserungspotential in der zeitnahen Übermittlung oder Veröffentlichung von Daten der Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern zu finden. Der nächste Schritt ist die vertiefte Analyse, wie eine Verbesserung der Transparenz ausgestaltet werden kann. Hierbei sind Transparenzdaten und Qualitätsanforderungen festzulegen.

In der Ausarbeitung sollte dazu auf folgende Punkte eingegangen werden:

- Anforderungen der BKV an Transparenzdaten von Systembetreibern
- Beschreibung der Datengranularität und -qualität
- Beschreibung der Datenveröffentlichung beziehungsweise Übermittlung
- Anforderungen der BKV an Transparenzdaten an andere BKV (VNB)
- Beschreibung der Datenveröffentlichung beziehungsweise der Übermittlung

#### **Ansprechpartner:**

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

Natalie Lob  
Telefon: +49 30 300199-1561  
Natalie.Lob@bdew.de