

Stellungnahme

Zu Festlegungen zur Stärkung der Bilanzkreistreue

BNetzA-Konsultation vom 18. Juli 2019

Berlin, 8. August 2019

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) vertritt mehr als 1.900 Unternehmen der Branche in Deutschland. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90% des Strom- und Erdgasabsatzes und über 95% des Stromnetzes in Deutschland.

Der BDEW bedankt sich bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) für die Möglichkeit, zu den vorgeschlagenen *Festlegungen zum Bilanzkreisausgleich, zur Anpassung des 80%-Kriteriums in der Berechnungsmethode zur Bildung des Ausgleichsenergiepreises sowie zur Übermittlung der Messwerte von RLM-Marktlokationen an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)*, Stellung nehmen zu können.

Da die aktuelle Konsultation der BNetzA Positionen der deutschen ÜNB aufgreift bzw. sie zur Erstellung eines Vorschlags auffordert, haben sich die ÜNB bei der Erstellung der Stellungnahme des BDEW enthalten.

1. Einführung

Hintergrund für die vorgeschlagenen Festlegungen sind die „jüngsten Vorfälle“, in denen laut Aussage der BNetzA „unter anderem das Marktverhalten zu einer erheblichen Abweichung des Saldos des Netzregelverbundes beigetragen hat“. Der BDEW geht davon aus, dass die BNetzA sich damit auf die Tage im Juni bezieht, an denen ein hohes Leistungsdefizit vorlag. Im Nachgang hatte die Bundesnetzagentur eine Analyse angekündigt. Die Ergebnisse dieser Analyse liegen bislang nicht vor. Damit bleibt die Ursache der Defizite weiter unbekannt und eine abschließende Bewertung der vorgeschlagenen Maßnahmen bzgl. ihrer erwarteten Wirksamkeit ist nicht möglich.

Der BDEW bedankt sich an dieser Stelle ausdrücklich bei den vier ÜNB, die an den Tagen im Juni 2019 robust und besonnen reagiert und die Situation auch mithilfe des Auslands gelöst haben. Insbesondere in solchen Situationen müssen die ÜNB die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) schnellstmöglich über den Einsatz von Notmaßnahmen informieren. Des Weiteren sollte vermehrt auf die Veröffentlichung korrekter Regelzonensalden geachtet werden.

Die Versorgungs- und Systemsicherheit ist ein hohes Gut, das es zu sichern gilt. Aus Sicht des BDEW ist hervorzuheben, dass die Versorgungssicherheit im Rahmen des bestehenden Marktdesigns weiter erhöht werden könnte, indem mehr Regelleistung von den ÜNB beschafft und vorgehalten werden dürfte. Ab September dieses Jahres wird das neue Dimensionierungsverfahren eingeführt, dessen Konzeptionierung der BDEW kritisch begleitet hat. So mahnte der BDEW an, dass überprüft werden müsse, inwieweit sich kritische Wetterlagen mit hoher Prognoseunsicherheit früh genug identifizieren lassen und welche Maßnahmen dann ergriffen werden können, die nicht zu höheren Kosten für die Marktteilnehmer führen. Hier muss die Bundesnetzagentur dringend nachlegen, denn die Tage, an denen sich die hohen Leistungsdefizite ereignet haben, waren vor allem von kritischen Wetterlagen gezeichnet.

Mit dem Urteil des Oberlandesgerichts (OLG) Düsseldorf am 22. Juli 2019 zur Aufhebung des Mischpreisverfahrens haben sich die Bedingungen des Regelenergiemarkts ab dem 30. Juli

2019 zum wiederholten Mal kurzfristig strukturell geändert. Dieses Urteil wurde erst nach Beginn der Konsultation bekannt. Die Änderung könnte sich auch auf die Notwendigkeit und Wirksamkeit der vorgeschlagenen Festlegung zur Stärkung der Bilanzkrestreue auswirken.

Es stellt sich zudem die Frage, inwieweit die Gründe, die zur Einführung des Mischpreisverfahrens geführt hatten, nun wieder zutreffen. Anstatt zukünftig erneut einzelne Elemente des Marktdesigns kurzfristig anzupassen, plädiert der BDEW dafür, die Ereignisse ganzheitlich zu analysieren und in einem geordneten Verfahren eine Lösung zu erarbeiten. Dabei könnten gleichzeitig auch bereits absehbare Änderungen, wie beispielsweise die Einführung eines Regelarbeitsmarktes und des damit einhergehenden Grenzpreisverfahrens für die Vergütung von Regelarbeit, frühzeitig konkretisiert werden. Ein solches Vorgehen würde das Vertrauen des Marktes stärken und die Wahrscheinlichkeit erneuter Rechtsunsicherheit reduzieren.

2. Zusammenfassende Bewertung

Der BDEW weist darauf hin, dass alle drei betroffenen Themengebiete derzeit bereits erheblichen Veränderungen unterliegen. Gemäß Artikel 18 der Electricity Balancing Guideline (EBGL) ist ein neuer Bilanzkreisvertrag Strom festgelegt worden, der ab dem 1. Mai 2020 anzuwenden ist. In diesem sind unter anderem die Regelungen zur untertäglichen Fahrplananmeldung festgelegt.

Im Übrigen wurde am 22. Juli 2019 der seit Oktober 2018 geltende Zuschlagsmechanismus für SRL und MRL aufgehoben. Dies hat dazu geführt, dass seit dem 30. Juli 2019 wieder das alte Verfahren angewendet wird. Damit hat sich das Bezuschlagungsverfahren innerhalb der letzten zwölf Monate mehrmals geändert.

Der funktionierende Markt braucht einen zuverlässigen Rechtsrahmen. Ein sich ständig veränderndes Marktdesign verursacht hohe Kosten bei den Prozessumstellungen und erschwert den Unternehmen die Prognosen zur Marktentwicklung, welche die Grundlage für den Bilanzkreisausgleich bilden, erheblich. Daher sollte die BNetzA dringend darauf hinwirken, das Marktdesign stabiler zu gestalten und zahlreiche kurzfristige Änderungen zu vermeiden.

Zu 1. (Az. BK6-19-212):

Mit Blick auf die Einführung des neuen Bilanzkreisvertrags zum 1. Mai 2020 ist die sofortige Anwendung der Ausgeglichenheitspflicht des Bilanzkreises spätestens 15 Minuten vor Erfüllungsbeginn durch eine entsprechende Fahrplanmeldung nicht möglich.

Zu 2.1. (Az. BK6-12-024 bzw. Az. BK6-19-217):

Der BDEW hat in der Vergangenheit künstliche Anpassungen der Ausgleichsenergiebepreisung grundsätzlich kritisch bewertet. Auch wenn die vorgeschlagene Anpassung der Bezugsgröße innerhalb der bestehenden Systematik sachlich nachvollzogen werden kann, plädiert der BDEW gleichzeitig dafür, die ausgeschriebene Menge an Regelleistung zu erhöhen.

Zu 2.2. (Az. BK6-12-024 bzw. Az. BK6-19-217):

Der BDEW teilt die Einschätzung, dass der durchschnittliche, mengengewichtete Intraday (ID)-Preis für die jeweilige Viertelstunde der richtige Bezugspunkt für die Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) ist, da die Berechnung des reBAPs auch viertelstündlich erfolgt. Mittlerweile sollte der Viertelstunden-ID-Markt liquide genug sein, um den dort gebildeten Preis als Referenz für den reBAP heranzuziehen.

Ein Vorschlag der ÜNB sollte in jedem Fall mit ausreichend Zeit zur Konsultation gestellt werden.

Zu 3. (Az. BK6-19-218):

Im Hinblick auf eine Übermittlung von Last- und Einspeisegangdaten von Markt- und Messlokationen von RLM-Kunden weisen die Verteilnetzbetreiber (VNB) und Messstellenbetreiber (MSB) ausdrücklich darauf hin, dass sie selbstverständlich grundsätzlich bereit sind, allen Marktpartnern die Daten zur Verfügung zu stellen, die sie im Rahmen ihrer gesetzlichen Verpflichtungen zwingend benötigen. Für eine generelle werktägliche Übermittlung mess- oder marktllokationsscharfer Lastgänge an den ÜNB vermag der BDEW allerdings weder eine gesetzliche Grundlage noch überzeugende Gründe zu erkennen, weshalb die Verwendung von RLM-Messwerten zur Behebung „angespannter Netzsituationen“ erforderlich oder hilfreich sein sollte. Vielmehr sieht der BDEW eine Reihe netzwirtschaftlicher und juristischer Gründe, die gegen die werktägliche Übermittlung mess- oder marktllokationsscharfer Lastgänge sprechen.

Zudem versetzen die Messwerte von RLM-Marktllokationen die ÜNB nicht in die Lage, im Rahmen des Fahrplanmanagements die von den BKV vor Erfüllungszeitpunkt angelieferten Prognosefahrpläne (FC-PROD, FC-CONS) zu verifizieren.

Sollte es, entgegen der BDEW-Stellungnahme, dennoch eine werktägliche Übermittlung von mess- oder marktllokationsscharfen Lastgängen gefordert werden, weist der BDEW ausdrücklich darauf hin, dass die in der Festlegung aufgeführten Umsetzungsfristen nicht realisierbar sind.

3. Detaillierte Bewertung

Das Konsultationsdokument der BNetzA gliedert sich in drei Teile. Der BDEW hat diese Gliederung in seiner Stellungnahme übernommen.

3.1. Ausgeglichenheit des Bilanzkreises spätestens 15 Minuten vor Erfüllungsbeginn durch entsprechende FP-Anmeldung – mit sofortiger Wirkung (Az. BK6-19-212)

Die Verpflichtung für BKV, ihren Bilanzkreis mit einer entsprechenden Fahrplananmeldung spätestens 15 Minuten vor Erfüllungsbeginn auszugleichen, ist mit dem neuen Bilanzkreisvertrag Strom, der ab dem 1. Mai 2020 in Kraft tritt, bereits festgelegt.

Die BKV sind derzeit dabei, sich auf die dadurch ergebenden Veränderungen im Fahrplanmanagement vorzubereiten. Um diese vornehmen zu können, muss ein angemessener Implementierungszeitraum gewährleistet werden. Diese Einzelregelung vorzuziehen und damit eine Umstellung mit sofortiger Wirkung hervorzurufen, wird dem Grundsatz eines angemessenen Implementierungszeitraums nicht gerecht. Dementsprechend spricht sich der BDEW dafür aus, dass im Vertrag vorgesehene Datum zur Umsetzung am 1. Mai 2020 beizubehalten.

Eine frühere Frist ist in Anbetracht der aktuellen Umstellungsbemühungen kaum realistisch. Wenn es in dem Vorschlag vorrangig um die Ausgeglichenheit der Bilanzkreise geht, ist der BDEW gerne bereit, die BNetzA bei einer Lösungsfindung zu unterstützen.

3.2. Ausgleichsenergieabrechnung (Az. BK6-12-024 bzw. Az. BK6-19-217)

Um auch bei besonderen Klimaereignissen erhebliche Systemungleichgewichte ausgleichen zu können, empfiehlt der BDEW größere Mengen an Regelleistung auszuschreiben. Damit kann auch sichergestellt werden, dass keine Notreserven aus dem Ausland für die Behebung von Systemungleichgewichten in Deutschland genutzt werden müssen. Ferner sollten die Auswirkungen der Veränderungen durch den Rückgang zum alten Bezuschlagungsverfahren abgewartet werden, bevor es zu weiteren Anpassungen kommt.

Das Ausgleichsenergiesystem verteilt die Kosten der Regelernergie verursachergerecht auf die Bilanzkreise. Der reBAP kann bei einem unterdeckten Netzregelverbund nicht unter den mengengewichteten, durchschnittlichen ID-Preis der jeweiligen Stunde fallen (beziehungsweise bei positivem Saldo darübersteigen), was darauf abzielt, Spekulation auf einen günstigen reBAP im Verhältnis zum ID-Preis zu unterbinden. Die extreme Inanspruchnahme des Ausgleichsenergiesystems wird darüber hinaus durch die zusätzliche Pönale bei Einsatz von insgesamt mehr als 80% der vorgehaltenen Regelleistung bestraft.

Mit den Anpassungen des Ausgleichsenergiepreissystems in 2012 (BK6-12-024) sowie nach der direkten Ansprache von BKV im Zuge des Positionspapiers der BNetzA und den zahlreichen bereits umgesetzten Verbesserungen in der Bilanzkreisbewirtschaftung konnte der gesamte Bedarf an Ausgleichsenergie deutlich reduziert, nämlich fast halbiert, werden.

Im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ist die Forderung nach einer sachgerechten Festlegung der Kosten für Ausgleichsenergie verankert. Daher ist es notwendig, dass Ausgleichsenergie-

preise die entstandenen Kosten für Regelenergie unmittelbar reflektieren. Der Preis für Ausgleichsenergie sollte sich am tatsächlichen, viertelstündlichen Aufwand orientieren. Ähnliche Salden sollten deshalb auch ähnliche Preise mit sich führen, wobei die jeweilige Marktsituation in Betracht gezogen werden muss.

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

3.2.1. Änderung der Bezugsgröße für das Auslösen des Zu- oder Abschlags auf den reBAP – mit Wirkung im dritten Quartal (Az. BK6-12-024 bzw. Az. BK6-19-217)

In der Festlegung ist eine Anpassung des 80%-Kriteriums in der Berechnungsmethode zur Bildung des reBAPs vorgesehen. Dabei soll die Tenorziffer 2 der Festlegung BK6-12-024 folgendermaßen angepasst und demensprechend eine neue Festlegung (BK6-19-217) veröffentlicht werden:

„2. In Viertelstunden, in denen der Saldo des deutschen Netzregelverbundes einen ~~Abruf~~ **Wert** von mehr als 80% der kontrahierten Regelleistung in ~~eine~~ **der entsprechenden** Richtung ausweist, im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung bei Unterspeisungen ein Zuschlag und bei Überspeisungen ein Abschlag auf den reBAP von 50%, mindestens jedoch 100€/MWh erhoben wird.“

Der BDEW hat in der Vergangenheit künstliche Anpassungen der Ausgleichsenergiebepreisung grundsätzlich kritisch bewertet. Auch wenn die vorgeschlagene Anpassung der Bezugsgröße innerhalb der bestehenden Systematik sachlich nachvollzogen werden kann, plädiert der BDEW gleichzeitig dafür, die ausgeschriebene Menge an Regelleistung wieder zu erhöhen.

In den letzten Jahren wurden die ausgeschriebenen Mengen an Regelleistung stark reduziert. Der Einsatz von Zusatzmaßnahmen, wie zum Beispiel Börsengeschäfte der ÜNB und die Inanspruchnahme von Notreserven aus dem Ausland, machen deutlich, dass die derzeit ausgeschriebenen Mengen an Regelleistung (positive SRL: 1.889 MW, negative SRL: 1.781, positive MRL: 1.952 MW, negative MRL: 1.094 MW) für Extremsituationen zu niedrig sind und wieder erhöht werden sollten.

Mit der in der Festlegung aufgeführten Änderung wird zukünftig zur Überprüfung, ob eine extreme Situation vorliegt, der Regelzonensaldo nicht mehr mit dem Abruf der kontrahierten, sondern mit der dimensionierten Regelleistung verglichen. Damit kann sichergestellt werden, dass der Saldo des deutschen Netzregelverbundes als Bezugsgröße für das Auslösen der oben beschriebenen Anreizkomponente unabhängig davon herangezogen wird, ob dieser durch Regelleistung oder andere Maßnahmen ausgeglichen wird.

Mit der in der Festlegung vorgeschlagenen Veränderung wird in mehr Viertelstunden als bisher der Zu- bzw. Abschlag auf den reBAP greifen. Es sollte dabei sichergestellt sein, dass die ÜNB aus den daraus erzielten Mehrerlösen, denen keinerlei Kosten gegenüberstehen, keinen Erlös für sich generieren. Die erzielten Mehrerlöse sollten wie in der Festlegung (BK6-12-024) weiterhin von den ÜNB netzentgeltmindernd einzubringen sein. Die folgende Reihenfolge zum Ausgleich der Systembilanz muss dabei beibehalten werden und von der Anpassung der Festlegung unberührt bleiben: Saldierung von Leistungsungleichgewichten, Regelenergieabruf und nur im Notfall Zusatzmaßnahmen, zum Beispiel Börsengeschäfte und Notreserven aus dem Ausland.

Bei der Anpassung der 80%-Regelung muss zudem die Senkung der ausgeschriebenen Menge an Regelleistung über die Jahre hinweg in Betracht gezogen werden. Dabei sollte untersucht werden, ob die Reduzierung dazu geführt hat, dass die 80%-Regelung bei vergleichbarem Regelzonensaldo bereits durch die Senkung der ausgeschriebenen Menge häufiger zum Einsatz gekommen ist als zum Zeitpunkt, an dem die Festlegung erlassen wurde.

3.2.2. Anpassung der Börsenpreiskopplung – Umsetzung vor Einführung der Regelarbeitsmärkte (Az. BK6-12-024 bzw. Az. BK6-19-217)

Die BNetzA bittet die ÜNB in der Festlegung darum, gemäß der europarechtlichen Vorgaben einen Vorschlag für eine Kopplung des Ausgleichsenergiepreises an einen geeigneten Börsenpreisindex zu machen.

Die derzeitige Kopplung an den Börsenpreisindex erfolgt über den durchschnittlichen, mengengewichteten ID-Preis für die jeweilige Stunde. Im damaligen Beschluss der Festlegung BK6-12-217 wurde festgehalten, dass der durchschnittliche, mengengewichtete ID-Preis für die jeweilige Viertelstunde der zutreffendere Bezugspunkt ist, da der reBAP auch viertelstündlich berechnet wird. Diese Einschätzung teilt der BDEW.

Zum damaligen Zeitpunkt wurde der Viertelstunden-Intraday-Markt nicht für liquide genug angesehen, um den dort gebildeten Preis als Referenz für den Ausgleichsenergiepreis heranzuziehen. Dies hat sich seither geändert (Handelsvolumen von ca. 12,4 TWh), so dass eine Orientierung am ID-Preis für die Viertelstunde möglich ist.

Ein Vorschlag der ÜNB sollte in jedem Fall mit ausreichend Zeit zur Konsultation gestellt werden, so dass die Marktakteure die Möglichkeit haben, dazu Stellung zu nehmen. Der BDEW wird sich gerne daran beteiligen.

3.3. Übermittlung der Messwerte von RLM-Marktlösungen an den ÜNB – mit Wirkung zum 1. Oktober 2019 (Az. BK6-19-218)

Im Hinblick auf eine Übermittlung von Last- und Einspeisegangsdaten von Markt- und Messlokalitäten von RLM-Kunden weisen die VNB und MSB ausdrücklich darauf hin, dass sie selbstverständlich grundsätzlich bereit sind, allen Marktpartnern die Daten zur Verfügung zu stellen, die sie im Rahmen ihrer gesetzlichen Verpflichtungen zwingend benötigen. Für eine generelle werktägliche Übermittlung mess- oder marktlösungsscharfer Lastgänge an den

ÜNB vermag der BDEW allerdings weder eine gesetzliche Grundlage noch überzeugende Gründe dafür zu erkennen, warum die Verwendung von RLM-Messwerten zur Behebung „angespannter Netzsituationen“ erforderlich oder hilfreich sein sollte.

Vielmehr stehen dem vorgeschlagenen Vorgehen zahlreiche netzwirtschaftliche und rechtliche Gründe entgegen. In diesem Zusammenhang verweist der BDEW auf die ausführliche Stellungnahme zur BNetzA-Konsultation BK6-18-32 vom 31. Oktober 2018 (siehe Anhang).

Zudem versetzen die Messwerte von RLM-Marktlokationen die ÜNB nicht in die Lage, im Rahmen des Fahrplanmanagements die von den BKV vor Erfüllungszeitpunkt angelieferten Prognosefahrpläne (FC-PROD, FC-CONS) zu verifizieren.

Sollte, entgegen der BDEW-Stellungnahme, dennoch eine werktägliche Übermittlung von mess- oder marktlokationsscharfen Lastgängen gefordert werden, weist der BDEW ausdrücklich darauf hin, dass die in der Festlegung aufgeführten Umsetzungsfristen nicht realisierbar sind.

Die Festlegung sieht vor, dass sowohl das Interimsmodell (gültig bis 30. November 2019) als auch die MaKo 2020 (gültig ab dem 1. Dezember 2020) in den Prozessen und Datenformaten anzupassen sind. Derzeit werden von allen Unternehmen der Energiewirtschaft größte Anstrengungen unternommen, um die Vorgaben aus den Prozessen und Datenformaten für die MaKo 2020 fristgerecht zum 1. Dezember 2019 umzusetzen. Dabei ist aufgrund des großen Umfangs und der geringen Zeitspanne für die Umsetzung eine strenge Terminierung der einzelnen Umsetzungsschritte erforderlich. Das auch von der BNetzA im März 2019 veröffentlichte „Grobkonzept Einführungsszenario MaKo 2020“ sowie das Ende Juli 2019 veröffentlichte „Feinkonzept Einführungsszenario für Strom und Gas“ sehen die erstmalige Kommunikation mit dem ÜNB für den 1. Februar 2020 vor. Dieses Datum nutzen die Unternehmen bei ihren Zeitplänen für die Implementierung. Zur Vorbereitung der erstmaligen Kommunikation mit dem ÜNB zum 1. Februar 2020 muss die komplette Kommunikation mit der neuen Rolle „ÜNB“ eingerichtet werden. Nach Angaben von IT-Herstellern ist hierfür inklusive der Testphase ein Zeitraum von ca. drei Monaten notwendig.

Die in der Festlegung vorgesehene Umsetzungsfrist würde bedeuten, dass die Integration der ÜNB in die MaKo um vier Monate nach vorne gezogen würde (auf den 1. Oktober 2019 anstelle des 1. Februar 2020) und das zu einem Zeitpunkt, in dem die Unternehmen in die Testphase einsteigen müssen, um einen Übergang vom Interimsmodell in die MaKo 2020 gewährleisten zu können. Die dazu erforderlichen Prozesse und Datenformate führen zu neuen Anforderungen der MaKo 2020 und bedeuten somit eine weitere Anpassung der jetzt in die Testphase gehenden IT-Systeme.

Der BDEW sieht daher die in dieser Festlegung vorgesehene Übermittlung der Werte von RLM gemessenen Marktlokationen an den ÜNB für die MaKo 2020 zum 1. Oktober 2019 als faktisch nicht realisierbar an.

Die Integration der Rolle der ÜNB in die Marktkommunikation zusätzlich im Rahmen des Interimsmodells, also für ca. acht Wochen, zu fordern, hält der BDEW für die Energiewirtschaft weder für zumutbar noch für umsetzbar. Da bisher keine automatisierten Prozesse mit den ÜNB vorliegen, müssten zur Umsetzung eines solchen Projektes in den Unternehmen erst

über eine Ausschreibung entsprechende Angebote zur Umsetzung eingeholt werden. Im vorgesehenen Umsetzungszeitraum von knapp vier Wochen ist dies nicht möglich. Neben den zusätzlichen hohen Kosten und dem eindeutig zu knappen Umsetzungszeitraum von maximal vier Wochen stehen dem Unternehmen aufgrund der Umsetzung der MaKo 2020 keine personellen Ressourcen für diese zusätzlichen Aufgaben im Markt zur Verfügung.

Der BDEW weist zudem nochmals ausdrücklich darauf hin, dass weder eine gesetzliche Grundlage noch überzeugende Gründe zu erkennen sind, weshalb die Verwendung von RLM-Messwerten zur Behebung „angespannter Netzsituationen“ erforderlich sein sollte. Zudem werden die ÜNB mit den Messwerten von RLM-Marktlösungen nicht in die Lage versetzt, im Rahmen des Fahrplanmanagements die von den BKV vor Erfüllungszeitpunkt angelieferten Prognosefahrpläne (FC-PROD, FC-CONS) zu verifizieren.

Sollte es dennoch zur Einführung entsprechender Anpassungen kommen, sollte das praktizierte Änderungsmanagement der BNetzA, welches immer eine sechsmonatige Umsetzungsfrist vorsieht, angewendet werden. Der BDEW empfiehlt daher, diesen realistischen Zeitrahmen auf keinen Fall zu unterschreiten. Um eine marktgerechte Umsetzung zu gewährleisten, würde der BDEW bei einer Umsetzung seine Unterstützung bei der Ausgestaltung der entsprechenden Prozesse anbieten.

Die Übermittlung der Messwerte von RLM-Marktlösungen an die ÜNB lehnt der BDEW allerdings, wie in der im Anhang vorliegenden Stellungnahme bereits geäußert, ausdrücklich ab.

Ansprechpartner:

Natalie Lob

Telefon: +49 30 300199-1561

natalie.lob@bdeu.de

Dr. Sandu-Daniel Kopp

Telefon: +49 30 300199-1111

sandu-daniel.kopp@bdeu.de

Clara Gladen

Telefon: +49 030 300199-1362

Clara.gladen@bdeu.de