



**Stellungnahmen zu den Modalitäten für
Regelreserveanbieter
gemäß Artikel 18.5 der Verordnung (EU) 2017/2195 der
Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung
einer Leitlinie über den Systemausgleich im
Elektrizitätsversorgungssystem**

18. Juni 2018



Inhalt

Artikel 1 - Gegenstand und Geltungsbereich	4
Stellungnahmen	4
Artikel 2 - Begriffsbestimmungen und Auslegung	5
Stellungnahmen	5
Artikel 3 – Qualifikationsverfahren	6
Stellungnahmen - Geschäftspartnerprüfung	6
Stellungnahmen – Präqualifikation.....	12
Artikel 4 - Beschaffung und Übertragung	28
Stellungnahmen	28
Artikel 5 – Aggregation.....	79
Stellungnahmen	79
Artikel 6 - Datenbereitstellung während des Präqualifikationsverfahrens	99
Stellungnahmen	99
Stammdaten: Datenpunkte im Maschinendatenblatt.....	115
Artikel 7 - Zuordnung der Bilanzkreisverantwortlichen	116
Stellungnahmen	116
Artikel 8 - Datenbereitstellung zur Bewertung der Erbringung	118
Stellungnahmen	118
Artikel 9 – Standort	125
Stellungnahmen	125



Artikel 10 – Arbeitsvolumen	129
Stellungnahmen	129
Artikel 11 - Abrechnung der Vorhaltung und Erbringung	133
Stellungnahmen	133
Artikel 12 - Frist für die Abrechnung	144
Stellungnahmen	144
Artikel 13 – Vertragsverletzungen	145
Stellungnahmen	145
Artikel 14 - Nicht-Veröffentlichung nicht-bezuschlagter Gebote	169
Stellungnahmen	169
Artikel 15 - Grenzüberschreitende Übertragung der Verpflichtung zur Bereitstellung von Regelreserve	176
Stellungnahmen	176
Artikel 16 – Regelarbeitsmarkt	177
Stellungnahmen	177
Artikel 17 – Umsetzungszeitraum	204
Stellungnahmen	204
Anhang A	209
Stellungnahmen	209
Anhang B	217
Stellungnahmen	217
Begleitdokument	224
Stellungnahmen	224



Sonstige Anmerkungen.....231
 Stellungnahmen..... 231

Artikel 1 - Gegenstand und Geltungsbereich

Stellungnahmen

Abs.	Anmerkung	Organisation	Antwort
2	Da sich Artikel 16 mit dem Gegenstand des Regelarbeitsmarktes befasst, sollte dieser im Artikel 1 der vollständigkeitshalber auch erwähnt werden.	RWE Supply & Trading	Artikel 16 Abs. 5 EB-VO ist in Artikel 1 Abs. 2 des Hauptdokuments erwähnt.
2	Da sich Artikel 16 mit dem Gegenstand des Regelarbeitsmarktes befasst, sollte dieser im	VGB PowerTech e.	

	Artikel 1 der vollständigkeitshalber auch erwähnt werden.	V., Essen	
--	---	-----------	--

Artikel 2 - Begriffsbestimmungen und Auslegung

Stellungnahmen

Abs.	Anmerkung	Organisation	Antwort
1	Die Begriffsbestimmungen sollten mit den ÜNBs, mit denen in Kooperationen zusammengearbeitet wird, abgestimmt werden.	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	Im Antrag Modalitäten für Regelreserveanbieter verwenden die ÜNB die Definitionen der EB-VO.
1	Der BVES empfiehlt, dass hier die relevanten Definitionen aus den Richtlinien wiedergegeben werden, damit eine ausreichende Lesbarkeit der Festlegungen erreicht wird. Nicht jeder Anbieter ist so tief innerhalb der europäischen Richtlinien vertieft, dass diesem gleich die Definition bekannt ist. Es spricht nichts dagegen, dass im Rahmen einer Auffangklausel an dieser Stelle der Bezug zu den Richtlinien gleichwohl hergestellt wird. Auch werden innerhalb des Antrags an diversen Stellen „Vorbehalte“ zugunsten des ÜNB geregelt. Vorbehalte sind regelmäßig als einseitige Berechtigungen der ÜNB zu verstehen, wobei hierin vielmehr eine Verpflichtung des ÜNB zu erkennen sein sollte, um alle Teilnehmer gleichmäßig und diskriminierungsfrei entsprechend der zitierten	BVES	Die relevanten Definitionen aus den europäischen Richtlinien wurden im Begleitdokument aufgenommen.



	Richtlinien zu erfassen.		
--	--------------------------	--	--

Artikel 3 – Qualifikationsverfahren

Stellungnahmen - Geschäftspartnerprüfung

Abs.	Anmerkung	Organisation	Antwort
Allgemein	<p>Entelios sieht eine Geschäftspartnerprüfung zusätzlich zum technischen Präqualifikationsverfahren kritisch. Weder der Umfang noch die Notwendigkeit einer generellen Geschäftspartnerprüfung werden erklärt, eine ungehinderte Auslegung durch die ÜNB kann jedoch erhebliche wirtschaftliche Risiken für die Anbieter bedeuten.</p> <p>Zwar ist das Argument der ÜNB nachvollziehbar, die Verlässlichkeit der Vertragspartner sicherzustellen. Da die Kontrakte zur Erbringung der Energie jedoch einen Zeithorizont von maximal einer Woche umfassen, erscheint es sinnvoller, Unternehmen im Fall einer Insolvenz von weiteren Auktionen auszuschließen. Da sich der Zeithorizont mit neuen Produkten weiter verkürzt, sinkt das Risiko von mangelnder Erbringung kontrahierter Energie aufgrund von Insolvenz weiter. Daher stellt sich die Frage, ob nicht auch auf</p>	Entelios AG	Die ÜNB nahmen die ablehnende Haltung der Marktteilnehmer gegenüber einer Geschäftspartnerprüfung zusätzlich zum technischen Präqualifikationsverfahren zur Kenntnis und nahmen die Geschäftspartnerprüfung aus dem Antrag raus.

	<p>bestehende Geschäftspartnerprüfungen (z.B. i.R. des Bilanzkreisvertrags) zurückgegriffen werden kann. Zudem wird die Möglichkeit der jederzeitigen Anpassung der Präqualifikationsanforderungen kritisch gesehen. Da diese Änderungen entsprechende Anpassungen bei den Anbietern auslösen, ist eine transparente Vorgehensweise unter Einbindung der Anbieter erforderlich.</p>		
<p>4</p>	<p>Die ÜNB streben an im Rahmen der Anbieterqualifikation eine Geschäftspartnerprüfung durchzuführen. Dies ist grundsätzlich nachvollziehbar. Die Geschäftspartnerprüfung ist jedoch in den Modalitäten zu vage formuliert und lässt in dieser Form reichlich Spielraum für Willkür. Die ÜNBs müssen transparente Angaben zu den Kriterien der Geschäftsprüfung liefern und konkretisieren welche Unterlagen/Informationen von dem Reservenanbieter zu liefern sind. Außerdem sollte eine standardisierte Vorgehensweise zur Anwendung kommen um innerhalb von zunehmend harmonisierten Regelenergiemärkten nicht unnötig den Wettbewerb zu verzerren.</p> <p>Außerdem sollte bei der Erstellung der Kriterien beachtet werden, dass solche Prüfungen je nach Umfang auf Anbieterseite</p>	<p>Next Kraftwerke GmbH</p>	

	<p>zu erheblichen Kosten führen können. Bei der Festlegung des Umfangs sollten daher von den ÜNB insbesondere die zukünftig sehr kurzen Vertragslaufzeiten für die Vorhaltung von Regelleistung berücksichtigt werden (4 Stunde Zeitscheiben und tägliche Ausschreibungen). Diese minimieren das finanzielle Risiko der ÜNB sowie die Gefahr aufgrund von finanziellen Schieflagen eines Reservenansbieters die Systemstabilität nicht zu gewährleisten. Unter diesen Rahmenbedingungen halten wir eine ausufernde und damit kostenintensive Geschäftspartnerprüfung für nicht gerechtfertigt.</p>		
4	<p>Klarstellung erforderlich: Widerspruch zu Absatz (1). In (1) wird das Qualifikationsverfahren vorgeschrieben; in (4) ist dies eine Option der ÜNB.</p>	<p>EnBW Energie Baden-Württemberg AG</p>	
4	<p>Das sich die ÜNB eine Geschäftspartnerprüfung vorbehalten lehnen wir ab, da das Risiko gegen Nichterfüllung der Gebote bereits durch hohe Pönalen abgesichert ist, u.a. durch den Bilanzkreisvertrag. Sollten die ÜNB auf die Geschäftspartnerprüfung bestehen, sollten die Sicherheitsleistungen und Pönalen reduziert werden, da die Bewertung des Risikos dann von den ÜNB vorgenommen würde sollten sie auch für die Güte der</p>	<p>Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.</p>	

	Bewertung haften.		
4	<p>Der bne sieht eine Geschäftspartnerprüfung zusätzlich zum technischen Präqualifikationsverfahren kritisch. Weder der Umfang noch die Notwendigkeit einer generellen Geschäftspartnerprüfung werden erklärt, eine ungehinderte Auslegung durch die ÜNB kann jedoch erhebliche wirtschaftliche Risiken für die Anbieter bedeuten.</p> <p>Zwar ist das Argument der ÜNB nachvollziehbar, die Verlässlichkeit der Vertragspartner sicherzustellen. Da die Kontrakte zur Erbringung der Energie jedoch einen Zeithorizont von maximal einer Woche umfassen, erscheint es sinnvoller, Unternehmen im Fall einer Insolvenz von weiteren Auktionen auszuschließen. Da sich der Zeithorizont mit neuen Produkten weiter verkürzt, sinkt das Risiko von mangelnder Erbringung kontrahierter Energie aufgrund von Insolvenz weiter. Daher stellt sich die Frage, ob nicht auch auf bestehende Geschäftspartnerprüfungen (z.B. i.R. des Bilanzkreisvertrags) zurückgegriffen werden kann.</p>	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	
4	Aus Sicht des BDEW sollte geprüft werden, inwieweit eine separate Geschäftspartnerprüfung zusätzlich zum technischen Präqualifikationsverfahren tatsächlich erforderlich ist.	BDEW	

	<p>Weder der Umfang noch die Notwendigkeit einer generellen Geschäftspartnerprüfung werden im Konsultationsdokument ausgeführt. Auch stellt sich die Frage, ob nicht auch auf bestehende Geschäftspartnerprüfungen (z. B. im Rahmen des Bilanzkreisvertrags) zurückgegriffen werden kann.</p>		
<p>4</p>	<p>Das Qualifikationsverfahren ist nach Auffassung des BVES zu wenig verbindlich bzw. konkret bzgl. der betroffenen Anbieter. Zunächst wird darauf abgestellt, dass sich der ÜNB vorbehält eine entsprechende Prüfung vorzunehmen, wobei nicht geregelt ist, in welchen Fällen die Prüfung vorgenommen wird. Es darf nicht allein im Belieben des ÜNB stehen, wer die Geschäftspartnerprüfung zu durchlaufen hat. Vergleichbar der technischen Präqualifikation sollte geregelt werden, dass einerseits zu Beginn und im Anschluss in einem wiederkehrenden Rhythmus die Prüfung bei allen Anbietern vorgenommen werden muss. Empfehlenswert wäre im Zweifel eine Regelung nach der ab einer bestimmten Menge/Größe des Anbieters aufgrund geringerer Risiken für die Bereitstellung der PRL und zur Reduzierung des Verwaltungsaufwandes ein größeres Intervall oder eine geringere Prüftiefe vorgesehen wird. Insoweit sollte vorgesehen werden, dass sowohl ein Recht der ÜNB besteht aber zeitgleich auch eine</p>	<p>BVES</p>	

	<p>Verpflichtung zur regelmäßigen Überprüfung besteht. Ferner sind besondere Regelung für neue Unternehmen/StartUps im Markt vorzusehen, die ansonsten jederzeit dem Risiko unterliegen würden, aufgrund der Geschäftspartnerprüfung der ÜNB nicht diskriminierungsfrei am Regelenergiemarkt teilnehmen zu können. Auch ist gerade angesichts der harten geregelten Sanktionen eine Anhörung vor Feststellung einer negativen Geschäftspartnerprüfung vorzunehmen. Es ist nicht dargestellt oder nachvollziehbar belegt, warum die Geschäftspartnerprüfung auch zeitlich eine Aussage über den Bestand der technischen Präqualifikation treffen können soll. Durch einen nachträglichen Beleg der Geschäftspartnerprüfung müsste ansonsten erneut eine technische Präqualifikation durchlaufen werden, die bereits erbracht wurde. Dies wird ausdrücklich durch den BVES abgelehnt.</p>		
<p>4, 5</p>	<p>Der Umfang der Prüfungsberechtigung der ÜNB gegenüber den Anbietern ist abschließend zu regeln, da ansonsten ein verlässlicher Rahmen für die Anbieter nicht gewährleistet ist. Es kann nicht allein im Ermessen der ÜNB stehen, nach welchen Kriterien die Geschäftspartnerprüfung erfolgt. Die Insolvenz allein trifft noch keine Aussage darüber, ob das Angebot der Regelleistung nicht mehr ordnungsgemäß erbracht wird und</p>	<p>BVES</p>	

	<p>dürfte aus diesem Grunde auch nicht im Einklang mit der Insolvenzordnung stehen, da dem Insolvenzverwalter im Zweifel die Möglichkeit genommen wird, den Geschäftsbetrieb aufrecht zu erhalten. Auch führt die Insolvenz nicht gleich zur Einstellung des Betriebes. Soweit zudem die Ausschreibungszeiträume verkürzt werden, besteht das gesehene Risiko weder für die ausreichende Systemsicherheit noch für etwaige Ausfälle des Anbieters nicht. Der Vorbehalt im Zweifel die Qualifikation als auch die Präqualifikation zurück ziehen zu können, ist nur dann sachgerecht, wenn auch ein sachgerechtes Verfahren – inklusive Anhörung des Betroffenen – geregelt und festgeschrieben wird. Ansonsten ist gerade ein diskriminierungsfreier Zugang zum Regelenergiemarkt nicht ausreichend gewährleistet.</p>		
5	<p>Verweis auf die Möglichkeit „bestehende Präqualifikation“ zu entziehen: es sollte klargestellt werden, dass es einen „Auslöser“ für eine KYC Prüfung bestehender präqualifizierter Anbieter geben muss.</p>	<p>EnBW Energie Baden-Württemberg AG</p>	

Stellungnahmen – Präqualifikation

Abs.	Anmerkung	Organisation	Antwort
------	-----------	--------------	---------

6	(6) Der letzte Satz muss richtig lauten: "... für die Teilnahme am Regelleistungs- und Regelenergie- und Regelenergiemarkt."	Trianel GmbH	Die ÜNB sind mit der vorgeschlagenen Präzisierung einverstanden. Wäre der Satz in der überarbeiteten Fassung der MfRRA verblieben, so wäre er wie folgt geändert worden: STREICHE: Im Weiteren gelten diese Anforderungen für die Teilnahme am Regelenergie- und Regelenergiemarkt. SETZE: Im Weiteren gelten diese Anforderungen für die Teilnahme am Regelenergiemarkt, der den Regelleistungs- und den Regelenergiemarkt umfasst. Da jedoch dieser Satz in der überarbeiteten Fassung der MfRRA nicht mehr enthalten ist wird auch diese Änderung nicht mehr vorgenommen.
7	(zu BDEW schlägt folgende Änderung vor: Art. 4 (7) „Bei Änderungen ... Leistung anbieten. [NEU] Der Anschluss-ÜNB behält sich das Recht vor, die Präqualifikationsbedingungen entsprechend den betrieblichen Anforderungen gemeinsam mit den anderen an der Ausschreibung beteiligten ÜNB weiterzuentwickeln und unter vorheriger Abstimmung mit den Anbietern anzupassen.“ Die Möglichkeit der jederzeitigen Anpassung der Präqualifikationsanforderungen wird kritisch gesehen. Da diese Änderungen entsprechende Anpassungen bei den Anbietern auslösen, ist eine transparente Vorgehensweise unter Einbindung der Anbieter erforderlich. Anpassungen in Präqualifikationsbedingungen sollten nur nach einem Konsultationsprozess mit allen Marktteilnehmern durchgeführt werden. Zusätzlich sollten Präqualifikationsanforderungen in allen Regelzonen vom ÜNB gleich interpretiert werden. Weiterhin hält der BDEW es für angebracht, dass die PQ-Bedingungen nur für alle	BDEW	Anm. / Rück-äußerung: Die in der Konsultationsfassung vorgesehene Möglichkeit der jederzeitigen Anpassung der PQ-Bedingungen durch die ÜNB wurde in einer Reihe von Anmerkungen kritisch beurteilt. Es sei wünschenswert, dass die ÜNB geplante Änderungen öffentlich konsultieren. Die ÜNB können die Kritik nachvollziehen und verzichten daher auf diese Regelung. Auch die ÜNB sind der Auffassung,

	<p>Regelzonen einheitlich angepasst werden können. Dies würde den Anpassungsbedarf bei den Anbietern in Grenzen halten. Außerdem ergibt sich die Notwendigkeit einer gemeinsamen Anpassung aus der nun verbindlichen Nutzung des PQ-Portals.</p>		<p>dass Änderungen der PQ-Bedingungen grundsätzlich konsultiert werden sollten.</p> <p>In den Konsultationsanmerkungen wurde der Wunsch geäußert, dass für Änderungen der PQ-Bedingungen eine gewisse Umsetzungsfrist eingeräumt wird. Hiermit sind die ÜNB grundsätzlich einverstanden.</p> <p>Die Konsultationsanmerkungen umfassten auch die Forderung, dass Änderungen an den PQ-Bedingungen nur durch alle an der Ausschreibung beteiligten ÜNB gemeinsam vorgenommen werden dürfen. Da an Ausschreibungen zunehmend ausländische ÜNB beteiligt sein werden (resp. die deutschen ÜNB an Ausschreibungen gemeinsam mit ausländischen ÜNB beteiligt sein werden) und die deutschen ÜNB nicht ausschließen können, dass Änderungen an den PQ-Bedingungen auf nationaler Ebene erforderlich werden, können die ÜNB dieser Forderung nicht zustimmen. Die deutschen ÜNB verfolgen aber das Ziel, Änderungen der PQ-Bedingungen möglichst gemeinsam mit allen an der Ausschreibung beteiligten ÜNB</p>
8	<p>(Letzter Absatz) Die ÜNB sind jederzeit berechtigt die Präqualifikationsanforderungen anzupassen. Dieser Satz muss gestrichen werden, da er zu für den Regelenergieanbieter unkalkulierbare Risiken führt. Da dieses Risiko mit der Anzahl der präqualifizierten Einheiten bzw. bei geringerer Anlagengröße steigt und in die Gebote eingepreist werden müsste, würden EE-Anlagen, Speicher und Lasten, dies Anlagen aus dem Markt gedrängt. Dies steht im Widerspruch zur „Guideline on electricity balancing“ die ja gerade das Ziel hat den Markt für diese Anlagen zu öffnen.</p> <p>Gibt es berechtigte Gründe für die Änderung der Präqualifikationsanforderungen so sollte die Änderung, unter Einbeziehung der Interessensträger und der BNetzA, gleichzeitig in allen Regelzonen erfolgen.</p>	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.	
7	<p>Abs. 7: Die Möglichkeit der jederzeitigen Anpassung der Präqualifikationsanforderungen wird kritisch gesehen. Da diese Änderungen entsprechende Anpassungen bei den Anbietern auslösen, ist eine transparente Vorgehensweise unter Einbindung der Anbieter erforderlich.</p>	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	

7	<p>Zu Abs. 7 Es ist zu hinterfragen, ob die Bestätigung durch den ÜNB ein gesonderter Akt gegenüber der technischen Präqualifikation darstellt und warum den ÜNB an dieser Stelle eine weitergehende Ermächtigung zur Eingrenzung der angebotenen Kapazitäten gegeben werden soll. Soweit die technischen Voraussetzungen gegeben sind und die Modalitäten auch der Geschäftspartner vorliegen, ist eine weitergehende Prüfkompetenz zugunsten der ÜNB auch innerhalb der Richtlinien nicht vorgesehen.</p>	BVES	<p>vorzunehmen. Da die PQ-Bedingungen der deutschen ÜNB ein gemeinsames, deutschlandweit gültiges Dokument darstellen, werden Änderungen auch immer von allen deutschen ÜNB gemeinsam vorgenommen.</p> <p>Im Zusammenhang mit den Anmerkungen zu Änderungen der PQ-Bedingungen wurde auch die Forderung erhoben, dass die PQ-Bedingungen in allen einbezogenen LFR-Zonen in derselben Weise interpretiert werden mögen. Die ÜNB sind mit dieser Forderung grundsätzlich einverstanden, können allerdings betrieblich veranlasste Unterschiede in der Anwendung der PQ-Bedingungen nicht vollkommen ausschließen. Vorher bestehende Spielräume (Bsp. leitetechnischer Test bei PQ) werden durch die überarbeiteten PQ-Bedingungen sehr stark eingeschränkt werden. Verbleibende Unterschiede (Bsp.: ein ÜNB verlangt die Übermittlung bestimmter Daten, ein anderer ÜNB verlangt diese Daten</p>
8	<p>Zudem wird die Möglichkeit der jederzeitigen Anpassung der Präqualifikationsanforderungen kritisch gesehen. Da diese Änderungen entsprechende Anpassungen bei den Anbietern auslösen, ist eine transparente Vorgehensweise unter Einbindung der Anbieter erforderlich.</p>	Entelios AG	
8	<p>zum letzten Absatz: Der Artikel 3 endet mit einem Abschnitt indem u.a. thematisiert wird, dass die ÜNB jederzeit berechtigt sind die Präqualifikationsanforderungen anzupassen. Dies halten wir für willkürlich. Da Änderungen grundsätzlich mit Aufwand und Kosten verbunden sind, sollten sie immer angemessen und begründbar sein sowie entsprechende Übergangsfristen aufweisen. Außerdem sollten stets die Meinungen der Stakeholder mittels Konsultationen eingeholt werden.</p>	Next Kraftwerke GmbH	
8	<p>Hinweis zur Forderung im Anschluss an Ziffer (7), „Die ÜNB sind jederzeit berechtigt die Präqualifikationsanforderungen anzupassen. ...“ Damit sich die Regelreserveanbieter darauf vorbereiten können, sollte die Inkraftsetzung neuer Anforderungen nur mit einer ausreichenden Vorlaufzeit und einer Konsultation der Anbieter erfolgen! Zusätzlich sollte die Bundesnetzagentur das Anpassungsverlangen und deren Umfang geprüft und ebenfalls für notwendig erachtet haben.</p>	RWE Supply & Trading	

<p>8</p>	<p>Anmerkung Statkraft zu Artikel 3 am Ende</p> <p>Nach Art. 3 am Ende sollen die ÜNB jederzeit berechtigt sein, die Präqualifikationsanforderungen und die präqualifizierte Leistung von Einheiten oder Gruppen anzu-passen. Statkraft lehnt diese weitgehende Befugnis der ÜNB ab. Dies ist weder sachgerecht noch notwendig. Präqualifikationen werden befristet erteilt. Für diesen Zeitraum brauchen Anbieter Investitionssicherheit. Darüber hinausgehend eine zusätzliche Anpassungsmöglichkeit innerhalb der Befristung zu schaffen, würde dem Vertrauensschutz des Reserveanbieters widersprechen. Art. 3 am Ende sollte deshalb gestrichen werden.</p> <p>Sollte aus Gründen der Netzsicherheit eine Änderung der technischen Anforderungen notwendig sein, so können die ÜNB diese bei neuen Präqualifikationen oder durch Ausschreibung zusätzlicher Produkte berücksichtigen.</p>	<p>Statkraft Markets GmbH</p>	<p>nicht) sind betrieblich bedingt (im Beispiel der Daten: ein ÜNB verlangt für ein bestimmtes Kraftwerk Einzeldaten; ein anderer ÜNB verlangt von einem Kraftwerk mit gleicher PQ-Leistung diese Daten nicht, weil das Kraftwerk aus netztopologischen Gründen keine hervorgehobene Rolle hat, die eine Online-Überwachung angezeigt sein lässt).</p> <p>In den Konsultationsanmerkungen fand sich auch die Forderung nach einer Einbeziehung der BNetzA als Regulierungsbehörde bei allen Änderungen der PQ-Bedingungen. Die ÜNB stehen zwar informell kontinuierlich in Kontakt mit der BNetzA; die formalen Zuständigkeiten der BNetzA in verschiedenen Verwaltungsverfahren sind jedoch in den einschlägigen Gesetzen geregelt und insofern aus Sicht der ÜNB Rahmenbedingungen, an denen die ÜNB nichts ändern können. Insofern können die ÜNB dieser Forderung nicht entsprechen. In der Praxis wird es selbstverständlich so sein, dass die ÜNB der BNetzA geplante Änderungen vorab zur Kenntnis geben werden. Im Übrigen wird den Interessen der Reserveanbieter und weiterer</p>
<p>8</p>	<p>Lineare Kürzung anhand der neuen zeitlichen Anforderungen ist nicht zumutbar. Dies betrifft die MRL, da bei MARI die Activation Time vorauss. auf 12,5 Minuten gekürzt werden wird. Viele Technischen Einheiten in der MRL sind deutlich schneller als 12,5 Minuten. Wir schlagen vor, anstatt pauschal zu kürzen, die jeweiligen Leistungsgradienten auszuwerten und nur dort zu kürzen, wo es angebracht ist. Dies sollte ein überschaubarer Aufwand sein. Der Aufwand für eine erneute PQ ist sowohl für die Anbieter und deren Kunden als auch für die ÜNB höher.</p>	<p>Südvolt GmbH</p>	<p>In den Konsultationsanmerkungen fand sich auch die Forderung nach einer Einbeziehung der BNetzA als Regulierungsbehörde bei allen Änderungen der PQ-Bedingungen. Die ÜNB stehen zwar informell kontinuierlich in Kontakt mit der BNetzA; die formalen Zuständigkeiten der BNetzA in verschiedenen Verwaltungsverfahren sind jedoch in den einschlägigen Gesetzen geregelt und insofern aus Sicht der ÜNB Rahmenbedingungen, an denen die ÜNB nichts ändern können. Insofern können die ÜNB dieser Forderung nicht entsprechen. In der Praxis wird es selbstverständlich so sein, dass die ÜNB der BNetzA geplante Änderungen vorab zur Kenntnis geben werden. Im Übrigen wird den Interessen der Reserveanbieter und weiterer</p>
<p>8</p>	<p>Die Möglichkeit der jederzeitigen, einseitigen Anpassung der Präqualifikationsanforderungen wird abgelehnt. Da diese Änderungen entsprechende Anpassungen bei den Anbietern auslösen, ist eine transparente Vorgehensweise unter Einbindung der Anbieter erforderlich.</p> <p>Weiterhin hält es TIWAG für angebracht, dass die PQ-Bedingungen nur für alle Regelzonen einheitlich angepasst werden können. Dies würde den Anpassungsbedarf bei den Anbietern in Grenzen halten. Außerdem ergibt sich die Notwendigkeit einer gemeinsamen Anpassung aus der nun verbindlichen Nutzung des PQ-Portals.</p>	<p>TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG</p>	<p>In den Konsultationsanmerkungen fand sich auch die Forderung nach einer Einbeziehung der BNetzA als Regulierungsbehörde bei allen Änderungen der PQ-Bedingungen. Die ÜNB stehen zwar informell kontinuierlich in Kontakt mit der BNetzA; die formalen Zuständigkeiten der BNetzA in verschiedenen Verwaltungsverfahren sind jedoch in den einschlägigen Gesetzen geregelt und insofern aus Sicht der ÜNB Rahmenbedingungen, an denen die ÜNB nichts ändern können. Insofern können die ÜNB dieser Forderung nicht entsprechen. In der Praxis wird es selbstverständlich so sein, dass die ÜNB der BNetzA geplante Änderungen vorab zur Kenntnis geben werden. Im Übrigen wird den Interessen der Reserveanbieter und weiterer</p>

8	<p>Änderungen an den PQ-Bedingungen sollten zumindest in Deutschland harmonisiert erfolgen und mit den Stakeholdern konsultiert werden. Zudem sollte die Einführung mit einer ausreichenden Vorlaufzeit erfolgen, damit auch die Regelreserveanbieter notwendige Anpassung durchführen können.</p>	UNIPER SE	<p>Beteiligter mit der Einbeziehung der Interessenträger über Konsultationen Rechnung getragen.</p>
8	<p>Im Anschluss an Ziffer (7), „Die ÜNB sind jederzeit berechtigt die Präqualifikationsanforderungen anzupassen. ...“ Für eine Anpassung der Präqualifikationsanforderungen ist das formelle Verfahren gemäß den europäischen Guidelines einschließlich Konsultation durchzuführen. Damit sich die Regelreserveanbieter darauf vorbereiten können, sollte die Inkraftsetzung neuer Anforderungen nur mit einer ausreichenden Vorlaufzeit erfolgen!</p>	VGB PowerTech e. V., Essen	<p>Der Forderung, dass die Gültigkeit bestehender Präqualifikationen von Änderungen der PQ-Bedingungen nicht betroffen sein solle, können die ÜNB nicht zustimmen. Entscheidend ist das übergeordnete Ziel der ständigen Gewährleistung der Systemsicherheit.</p>
8	<p>Nach Abs. 7: Die Änderungsvorbehalte der ÜNB und VNB gehen über die des aktuellen Vertrages hinaus. Dies lehnt EFET ab. Präqualifikationen werden befristet erteilt. Innerhalb der Befristung sollte eine Anpassung der Präqualifikationsbedingungen nicht möglich sein. Zudem muss sichergestellt sein, dass es einen einheitlichen Standard für alle Teilnehmer gibt. Verschiedene PQ-Bedingungen in Regelzonen und Ländern bei einer gemeinsamen Ausschreibung sind für die Regelreserveanbieter nicht hinnehmbar. Ein für alle Regelzonen einheitlicher Standard ergibt sich schon daraus, dass das Präqualifikationsverfahren ausschließlich über das durch die ÜNB gemeinsam betriebene Präqualifikationsportal stattfinden soll. Anpassungen der Präqualifikationsanforderungen sollten nicht nur einseitig durch die ÜNB erfolgen. Es bedarf einer vorherigen Konsultation der Marktteilnehmer sowie einer Freigabe durch die BNetzA. Im Übrigen müssen berechtigte Gründe für diesbzgl. Anpassungen vorliegen, da Anpassungen der PQ-Bedingungen zu Zusatzkosten bei den Anbietern führen.</p>	EFET Deutschland	<p>Die Forderung, wonach die ÜNB bei Anpassungen der PQ-Bedingungen auf automatische Einkürzungen der PQ-Leistungen verzichten sollen, ist berechtigt, da sachgerechtere Lösungen zur Verfügung stehen. Um zukünftige Missverständnisse zu vermeiden wollen die ÜNB an dieser Stelle Folgendes klarstellen: Die überarbeiteten PQ-Bedingungen werden weiterhin vorsehen, dass der Anbieter vom ÜNB eine fixe vermarktbare Leistung bestätigt bekommt, die sich auch nicht ohne Weiteres (also insbesondere nicht durch automatische Einkürzungen) ändert. Der Reservenanbieter ist dafür verantwortlich, bei Ausschreibungen nur die Leistung zu vermarkten, die er auch kontinuierlich über den Zeitraum der Vermarktung erbringen kann.</p>
7	<p>Abs.7: Anpassungen der Präqualifikationsanforderungen sollten nicht nur einseitig durch die ÜNB erfolgen. Es bedarf einer vorherigen Konsultation der Marktteilnehmer sowie einer Freigabe durch die Bundesnetzagentur. Im Übrigen müssen berechtigte Gründe für diesbezügliche Anpassungen vorliegen, da jegliche Anpassungen der PQ-Bedingungen immer zu Zusatzaufwendungen bei den Anbietern führen. Unabhängig davon ist die Kürzung der präqualifizierten Leistung nicht zulässig, wenn die</p>	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	

	<p>betroffenen Einheiten in ihren letzten PQ-Fahrten die neuen zeitlichen Anforderungen bereits erfüllt haben.</p>	<p>Weder die PQ-Leistung noch die vermarktbare Leistung von RE und RG wird also durch den ÜNB angepasst, ohne dass es einen Grund hierfür gibt (z.B. permanenter Ausfall einer TE etc).</p> <p>Änderungen an MfRRA:</p> <p>Die Aussagen der MfRRA zu den PQ-Bedingungen haben eine sehr grundsätzliche Überarbeitung erfahren, so dass die Konsultationsanmerkungen zumeist gegenstandslos geworden sind. Auch wenn durch die Überarbeitung eine Berücksichtigung der Anmerkungen in den MfRRA weder sinnvoll noch möglich ist, so sollen die Anmerkungen doch bei der noch anstehenden Überarbeitung der PQ-Bedingungen berücksichtigt werden. Die nachfolgenden Passagen erläutern dies detailliert. Die ÜNB gehen davon aus, dass sie in dieser Weise der gesetzlichen Vorgabe aus Artikel 10 Absatz 6 EB-VO gerecht werden.</p> <p>Änderungen an PQ-Bedingungen:</p> <p>Die Möglichkeit der jederzeitigen Anpassung der PQ-Bedingungen durch die ÜNB wird in der überarbeiteten Fassung der PQ-Bedingungen nicht mehr vorgesehen werden. Stattdessen werden für Änderungen der PQ-</p>
--	--	--

			<p>Bedingungen folgende Regelungen gelten:</p> <ul style="list-style-type: none">• Falls eine Änderung der PQ-Bedingungen auf Vereinbarungen, Vorgaben etc auf europäischer / internationaler Ebene zurückgeht und im Rahmen des Verfahrens bereits eine Konsultation auf europäischer / internationaler Ebene erfolgt ist, so werden die Ergebnisse des europäischen / internationalen Konsultationsverfahrens ohne weitere Konsultation auf nationaler Ebene in die PQ-Bedingungen übernommen.• Falls eine Änderung der PQ-Bedingungen auf nationaler Ebene angestrebt wird, so werden die ÜNB die vorgesehenen Änderungen in der Regel zunächst konsultieren. Ausgenommen hiervon sind extrem dringende Anpassungen ("Gefahr im Verzug"), falls bspw. IT-Sicherheitsrisiken unverzüglich Gegenmaßnahmen erfordern
--	--	--	---

		<p>sollten.</p> <p>Umsetzungszeiträume: Die ggf. betroffenen Reservenanbieter können davon ausgehen, dass im Rahmen des Verfahrens in der Regel angemessene Umsetzungszeiträume vorgesehen werden. Ausgenommen hiervon sind extrem dringende Anpassungen ("Gefahr im Verzug"), falls bspw. IT-Sicherheitsrisiken unverzüglich Gegenmaßnahmen erfordern sollten. Diese Klarstellung soll auch in die überarbeiteten PQ-Bedingungen aufgenommen werden.</p> <p>Die überarbeiteten PQ-Bedingungen werden klarstellen, dass die deutschen ÜNB Änderungen der PQ-Bedingungen möglichst gemeinsam mit allen an der betreffenden Ausschreibung beteiligten ÜNB vornehmen werden. Die überarbeiteten PQ-Bedingungen werden im Übrigen Folgendes klarstellen: Da die PQ-Bedingungen der deutschen ÜNB ein gemeinsames, deutschlandweit gültiges Dokument darstellen, werden Änderungen auch immer von allen deutschen ÜNB gemeinsam vorgenommen.</p> <p>Die überarbeiteten PQ-Bedingungen werden klarstellen, dass die deutschen ÜNB die PQ-Bedingungen möglichst in</p>
--	--	---

			<p>identischer Weise interpretieren resp. anwenden werden und Unterschiede in unterschiedlichen betrieblichen Erfordernissen begründet sein sollen.</p> <p>Die überarbeiteten PQ-Bedingungen werden keine automatische Einkürzung der PQ-Leistungen für den Fall entsprechender Anpassungen der PQ-Bedingungen vorsehen.</p>
7	<p>3.7 Die Änderungsvorbehalte der ÜNB und VNB gehen über die des aktuellen Vertrages hinaus. Dies lehnt ENGIE ab, insbesondere muss sichergestellt sein dass es einen deutschlandweit einheitlichen Standard gibt. Verschiedene PQ-Bedingungen in Regelzonen sind für die Regelreserveanbieter nicht hinnehmbar. Gleiches gilt für die Bearbeitungsdauer, diese ist mit 6 Monaten deutlich zu lang. Mit Blick auf den Vorschlag der ÜNB eine Re-Präqualifizierung immer nach 5 Jahren durchzuführen führt bei der aktuellen Anzahl präqualifizierter Anlagen zu einem Arbeitsaufwand von 5,5 PQs/Kalendertag. Es ist daher zu hinterfragen und keinesfalls sollte es dazu führen dass sich die Bearbeitungszeiten noch weiter verschlechtern (siehe auch Anmerkungen zu PQ-Dokument).</p>	ENGIE Deutschland AG	<p>Siehe zweite Antwort dieser Tabelle.</p> <p>Hinsichtlich der Anmerkung zur Bearbeitungsdauer verweisen die ÜNB auf die Erläuterungen im Rahmen der Vorkonsultation der PQ-Bedingungen: Die ÜNB sind um kürzere Bearbeitungszeiten bemüht.</p> <p>Die befristete Gültigkeit einer erteilten PQ folgt unmittelbar aus der SO GL (SO-VO).</p>
7	<p>7) Bei Änderungen an Technischen Einheiten, Der Begriff Änderung muss klarer Definiert werden, es könne z.B. heißen: „Bei Änderung einer oder mehrerer Hauptkomponenten der technischen Einheiten, Reserveeinheiten, Reservegruppen...“ Andernfalls müsste das Präqualifikationsverfahren nach jedem Zündkerzen Wechsel erneut durchlaufen werden.</p>	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.	<p>Diese Klarstellung ist bereits erfolgt: vgl. PQ-Bedingungen (Zeilennummern 297 ff der Konsultationsfassung): "Mit Änderungen eines Betriebsmittels sind solche Änderungen gemeint, die dazu führen, dass die Anforderungen, deren Einhaltung im PQ-Verfahren überprüft wurde, möglicherweise nicht mehr eingehalten werden." Angesichts der grundlegenden Überarbeitung der</p>

			MfRRA ist der Vorschlag hinsichtlich der MfRRA gegenstandslos geworden; die ÜNB gehen davon aus, dass die Klarstellung in den PQ-Bedingungen ausreichend ist.
7	3(7): Steag-Antwort: Steag begrüßt, dass Anlagen regelmäßig und vor allem bei Änderungen erneut auf ihre Fähigkeit Regelleistung zu erbringen geprüft werden	Steag GmbH	Die Befristung der PQ-Gültigkeit und die Erforderlichkeit einer neuen PQ bei Änderungen folgen unmittelbar aus der SO GL (SO-VO).
8	Letzter Absatz (unter (7)): Technische Einheiten, die bereits seit Jahren präqualifiziert sind und nachweisbar Regelleistung erbracht haben, sollten von einer neuerlichen Überprüfung ausgenommen werden.	Südvolt GmbH	Die Verpflichtung zu einer neuerlichen Überprüfung kann im Rahmen der Konsultation grundsätzlich nicht in Frage stehen, da diese Regelung direkt aus der SO GL (SO-VO) folgt. Die ÜNB arbeiten an gesetzeskonformen Erleichterungen resp. Reduzierungen des Prüfaufwandes.
7	(7) Der erste Satz ist selbstbezüglich und inhaltlich auch deshalb falsch, weil Artikel 3 laut Überschrift das Qualifikationsverfahren regeln soll, nicht der Präqualifikationsverfahren. Richtig wäre an dieser Stelle der Verweis auf die (zurzeit noch konsultierten) PQ-Bedingungen. Der zweite Satz muss richtig heißen: "Nach Entzug/Aussetzung der Präqualifikation wird die entsprechende Einheit für die Dauer der Aussetzung von der Ausschreibung ausgeschlossen."	Trianel GmbH	Satz 1: Die ÜNB sind mit der vorgeschlagenen Präzisierung einverstanden. Wäre der Satz in der überarbeiteten Fassung der MfRRA verblieben, so wäre er entsprechend geändert worden. Da jedoch dieser Satz in der überarbeiteten Fassung der MfRRA nicht mehr enthalten ist wird auch diese Änderung nicht mehr vorgenommen. Satz 2: Die vorgeschlagene "Korrektur" können die ÜNB nicht mittragen. Falls bspw. ein Anbieter nur einen Pool

			<p>präqualifiziert hat und die PQ dieses Pool ausgesetzt wird, so wird der Anbieter von der Ausschreibung ausgeschlossen. In jedem Falle werden die ÜNB in den überarbeiteten PQ-Bedingungen klarstellen, dass die negativen Auswirkungen einer Aussetzung oder eines Entzugs einer PQ für den Anbieter minimiert werden. Ggf. kann ein Anbieter also weiterhin an Ausschreibungen teilnehmen, auch wenn bspw. eine TE ihre PQ verliert.</p>
8	<p>(8) 1. Der Absatz ist fälschlich nicht nummeriert. 2. Sein erster Satz ist so nicht akzeptabel, die Übertragungsnetzbetreiber können keinesfalls berechtigt werden, "jederzeit" die PQ-Bedingungen zu ändern. Vielmehr bedarf es hierfür eines geregelten Verfahrens, Übergangsfristen etc. 3. "Präqualifikationsanforderungen" ist hier und im gesamten Dokument durch "PQ-Bedingungen" zu ersetzen, denn so soll es im neuen Dokument als Ersatz des Transmissionscodes heißen.</p>	Trianel GmbH	<p>Siehe zweite Antwort dieser Tabelle.</p> <p>Zu 3.: Grundsätzlich erachten die ÜNB ebenfalls die konsistente Verwendung der Begriffe für sinnvoll. Allerdings werden die MfRRA zukünftig kaum mehr Verweise auf die PQ-Bedingungen enthalten, da die MfRRA genehmigungspflichtig sind und die PQ-Bedingungen nicht und die Vermischung beider Sachverhalte in verschiedener Hinsicht nicht sinnvoll ist.</p>
3	<p>3) Das Präqualifikationsverfahren wird ausschließlich auf dem Präqualifikationsportal der ÜNB durchgeführt.</p> <p>Diese Regelung ist grundsätzlich zu befürworten, aber zu eng gefasst. Sollte das Portal für einen längeren Zeitraum (z.B. 3 Tage) nicht verfügbar sein oder Eingabemöglichkeiten/Anforderungen der Anbieter nicht implementiert sein (z.B. Art.5</p>	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.	<p>Anm. / Rück-äußerung:</p> <p>Da die Konsultationsfassung der MfRRA die ausschließliche Nutzung des PQ-Portals zur Durchführung des PQ-Verfahrens vorsah wurde in den</p>

	Satz 2 dieses Dokuments) müssen alternative Wege offengehalten werden.		Konsultationsanmerkungen gefordert, dass für den Fall des Ausfalls oder der Nicht-Verfügbarkeit des PQ-Portals ein alternatives (Übermittlungs-) Verfahren vorgesehen werden müsse. Die ÜNB sind mit diesem Vorschlag im Interesse einer effizienten Ausgestaltung des PQ-Verfahrens nicht einverstanden. Das PQ-Portal ist auch noch nicht für nennenswerte Zeiträume ausgefallen. Allerdings werden die ÜNB den Anbieterinteressen dadurch entgegenkommen, dass im Falle von Nicht-Verfügbarkeiten des PQ-Portals PQ-Anträge etc so behandelt werden, als seien sie zum Zeitpunkt des Eintritts der Nicht-Verfügbarkeit übermittelt worden. Dem Anbieter entsteht also durch eine mögliche Nicht-Verfügbarkeit des PQ-Portals kein Nachteil.
6	Zu Abs. 6 Der Zugang zum Präqualifikationsportal muss in diesem Fall gewährleistet sein. Auch hierfür sind die Modalitäten ausreichend transparent darzustellen. Ferner sollte eine Mitwirkungspflicht des Anbieters geregelt werden, auf Nachfrage des ÜNB entsprechende Unterlagen innerhalb der gesetzten Fristen zur Verfügung zu stellen.	BVES	
6	Abs. 6: Über das Ergebnis des Qualifikationsverfahrens sollte der Anbieter auch direkt (schriftlich) informiert werden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	In den Konsultationsanmerkungen wird gefordert, dass die Modalitäten des Zugangs zum PQ-Portal transparent darzustellen sind und die Mitwirkungspflichten des Anbieters (bspw. bei der Übermittlung nachgeforderter Unterlagen) geregelt werden sollten. Die ÜNB sind mit diesen Vorschlägen prinzipiell einverstanden und werden sie berücksichtigen. Die Modalitäten des
3	zu (3): Die Durchführung des Präqualifikationsverfahrens ist ausschließlich an das Präqualifikationsportal gebunden. Jedoch sollte es Ausnahmen im Falle längerfristiger Ausfälle des PQ-Portals durch z.B. technische Störungen geben. Die Ausnahme sollte zur Anwendung kommen, sobald das Portal drei aufeinanderfolgende Arbeitstage nicht in vollem Funktionsumfang zur Verfügung steht oder wenn sonstige technische Einschränkungen es nicht zulassen einen konkreten Präqualifikationsantrag einzureichen. Ein langfristiger Ausfall des PQ-Portals könnte, ohne Ausnahmeregelung, zu erheblichen finanziellen Verlusten auf Anbieterseite führen.	Next Kraftwerke GmbH	
3	(3) Der letzte Satz sollte gestrichen werden. Das PQ-Portal im derzeitigen Zustand ist nicht geeignet, das gesamte PQ-Verfahren eines neuen (Pool-) Anbieters abzuwickeln. Nach entsprechender Ertüchtigung des Portals kann dies für die PQ einer Einheit gelingen, was von uns sehr begrüßt würde. Einen neuen Anbieter ausschließlich über ein Internetportal zu präqualifizieren, halten wir dagegen für ungeeignet.	Trianel GmbH	

		<p>Zugangs zum PQ-Portal sind bereits jetzt in der entsprechenden Dokumentation dargestellt; Die Mitwirkungspflichten des Anbieters könnten bei der anstehenden Aktualisierung der Rahmenverträge in denselben genauer beschrieben werden.</p> <p>In den Konsultationsanmerkungen wurde gefordert, dass der Anbieter auch direkt schriftlich über das Ergebnis des Präqualifikationsverfahrens informiert werden möge. Es ist bereits aktuell so, dass das Ergebnis des PQ-Verfahrens nach Abschluss des Verfahrens im PQ-Portal angezeigt und der Anbieter hierüber in Textform (Email) informiert wird. Die ÜNB gehen davon aus, dass die Anbieter-Forderung somit bereits umgesetzt ist.</p> <p>Eine ausschließliche Nutzung des PQ-Portals für die Durchführung des PQ-Verfahrens wurde zumindest hinsichtlich der Präqualifikation eines neuen Anbieters in einem Konsultationsbeitrag auch grundsätzlich in Frage gestellt. Leider wurde der letztere Kritikpunkt nicht weiter ausgeführt. In der Einschätzung der ÜNB sollte es durchaus möglich sein,</p>
--	--	---

		<p>auch das Qualifikationsverfahren für einen neuen Reservenanbieter ausschließlich über das Portal abzuwickeln, so dass die ÜNB nicht auf diese Regelung verzichten werden.</p> <p>Der Hinweis auf derzeit noch bestehende Funktionseinschränkungen des PQ-Portals ist berechtigt. Allerdings arbeiten die ÜNB daran, die Ertüchtigung des Portals so bald wie möglich abzuschließen. Bis zur Ertüchtigung des Portals können PQ-relevante Dokumente, die nicht über das PQ-Portal übermittelt werden können, per Email an die ÜNB versandt werden. Letzterer Workaround sollte auch in den PQ-Bedingungen beschrieben werden.</p> <p>Änderungen an MfRRA:</p> <p>Die Aussagen der MfRRA zu den PQ-Bedingungen haben eine sehr grundsätzliche Überarbeitung erfahren, so dass die Konsultationsanmerkungen zumeist gegenstandslos geworden sind. Auch wenn durch die Überarbeitung eine Berücksichtigung der Anmerkungen in den MfRRA weder sinnvoll noch möglich ist, so sollen die Anmerkungen doch bei der noch anstehenden Überarbeitung der PQ-Bedingungen berücksichtigt werden.</p>
--	--	---

		<p>Die nachfolgenden Passagen erläutern dies detailliert. Die ÜNB gehen davon aus, dass sie in dieser Weise der gesetzlichen Vorgabe aus Artikel 10 Absatz 6 EB-VO gerecht werden.</p> <p>Änderungen an PQ-Bedingungen:</p> <p>Die überarbeiteten PQ-Bedingungen werden klarstellen, dass im Falle von Nicht-Verfügbarkeiten des PQ-Portals PQ-Anträge etc so behandelt werden, als seien sie zum Zeitpunkt des Eintritts der Nicht-Verfügbarkeit übermittelt worden.</p> <p>Die ÜNB werden überprüfen, ob die Modalitäten des Zugangs zum PQ-Portal in der entsprechenden Dokumentation hinreichend transparent dargestellt sind und sie werden auch Regelungen zu den Mitwirkungspflichten des Anbieters (bspw. bei der Übermittlung nachgeforderter Unterlagen) erstellen bzw. überprüfen. Allerdings sind diese Unterlagen nicht unbedingt sinnvoll als Teil der PQ-Bedingungen vorzusehen, sondern können auch separat von den PQ-Bedingungen erstellt werden. Die Mitwirkungspflichten des Anbieters könnten bei der anstehenden Aktualisierung der Rahmenverträge in denselben genauer beschrieben</p>
--	--	---



			<p>werden.</p> <p>Die überarbeiteten PQ-Bedingungen werden auch klarstellen, dass PQ-relevante Dokumente, die bis zur Ertüchtigung des PQ-Portals nicht über das PQ-Portal übermittelt werden können, per Email an die ÜNB versandt werden.</p>
--	--	--	---

Artikel 4 - Beschaffung und Übertragung

Stellungnahmen

Abs.	Anmerkung	Organisation	Antwort
Allgemein	<p>Der BDEW lehnt die im Begleitdokument aufgeführte parallele Gate Closure Time D-1, 08 Uhr für FCR und aFRR als sogenannter „Regionaler Antrag“ ab. Regelreserveanbietern würde damit die Möglichkeit genommen werden im FCR Markt nicht-bezuschlagte Kapazität noch im aFRR Markt anbieten zu können. Dies würde eine deutliche Schlechterstellung in Bezug auf Vermarktungsoptionen, im Vergleich zum aktuellen Gebotsverfahren bedeuten und auf Grund eines höheren Vermarktungsrisikos wohl auch zur Verteuerung der FCR Leistungspreisen führen.</p> <p>[aus 19.23, Anmerkung 4ÜNB]: Im Begleitdokument werden die Gate Closure Zeiten sowohl für FCR als auch für aFRR auf D-1; 08:00 Uhr festgelegt. Es wird den Anbietern somit die Möglichkeit</p>	BDEW	<p>ÜNB werden für aFRR anderes GC vorschlagen und konsultieren, wenn FCR auf D-1 08:00 Uhr wechselt. Die ÜNB beabsichtigen nicht PRL und SRL zeitgleich zu schließen.</p>

	<p>genommen, nicht-bezuschlagte Gebote in der FCR anschließend in der aFRR anzubieten. Aus BDEW-Sicht ist dies eine nicht sachgerechte Einschränkung. Die Ausschreibungen sollten entsprechend der Produkt- Wertigkeiten zeitlich gestaffelt (und mit entsprechendem zeitlichen Vorlauf) erfolgen.</p>		
Allgemein	<p>Die Ausschreibung von FCR sollte nach Auffassung von Statkraft künftig ebenso wie bei aFRR und mFRR nicht symmetrisch erfolgen (Art. 4 Nr. 3a). Die Anpassung der Modalitäten für Regelreserveanbieter sollte deshalb für eine Umstellung auf eine getrennte Ausschreibung positiver und negativer FCR genutzt werden. Dies könnte durch die direkt getrennte Ausschreibung von FCR bzw. einer Ausschreibung von PRL realisiert werden, bei der sowohl symmetrische Gebote als auch getrennte Gebote für positive und negative FCR möglich sind. So würde der FCR-Markt auch für weitere Anlagen geöffnet werden. In Art. 4 Nr. 3a sollte deshalb die symmetrische Ausschreibung von FCR gestrichen bzw. zusätzlich die getrennte FCR-Ausschreibung ermöglicht und so FCR, aFRR und mFRR gleich gestellt werden.</p>	<p>Statkraft Markets GmbH</p>	<p>Das Produktdesign der PRL obliegt der PRL Kooperation und wurde bereits regional konsultiert. Im Ergebnis der Konsultation gab es keine Mehrheit für eine Teilung des PRL Produkts in positiv und negativ. Für einige Marktteilnehmer ist die Symmetrie des Produkts essentiell. Ferner ist es nicht zielführend für eine einzelne Anlagen ein Produkt oder einen Markt zu schaffen.</p>
1	<p>Zu Ziffer (1): Unseres Erachtens sieht die electricity balancing guideline nur ein techn. Limit vor. Eine wesentliche Eigenschaft des techn. Limits ist, dass dieses die Preisbildung im Markt nicht hemmt. Daher sollte die Anpassung der Limits für Leistungs- und Arbeitspreis an diese Bedingung geknüpft sein. Eine diesbezügliche Klarstellung sollte in dieser Ziffer erfolgen.</p>	<p>UNIPER SE</p>	<p>Grundsätzlich sind die ÜNB gegen regulatorische Preisschranken, sehen allerdings technische Preisobergrenzen als notwendig und sinnvoll an. Die ÜNB wollen niemanden von Vergabe ausschließen, weder Anbieter noch Technologien. Das Marktdesign sollte Ressourcen optimal allokalieren. Allerdings sind kleine Märkte wie der Regelenergiemarkt immer anfällig für</p>

<p>1</p>	<p>Zu Artikel 4 (1): Grundsätzlich ist die Festlegung von (nicht technischen-) Preisgrenzen in einem transparenten und liquiden (=wettbewerblichen) Markt, wie dem Regelleistungsmarkt, abzulehnen. Preise spiegeln Marktsituationen wieder. Die Einführung einer Preisgrenze verbessert die Angebotssituation nicht, kann diese aber durch den Ausschluss höherpreisiger Anbieter verschlechtern. Darüber hinaus stehen Preisgrenzen den Zielen der Europäischen Union (Strombinnenmarktverordnung) und den Strommarktgesetzen der deutschen Bundesregierung entgegen, die Preisspitzen als wesentlichen Investitionsanreiz vorsehen. Allein die Wahl der hier diskutierten Preisgrenzen (bspw. Preisgrenze Leistungspreis FCR =aFRR =mFRR obwohl z.B. FCR lediglich eine Leistungspreisvergütung vorsieht während aFRR/mFRR zusätzlich Arbeitsvergütungen vorsieht) zeigt, dass diesen keine fundamentale Rechtfertigung besitzen und damit das Risiko besteht, unverhältnismäßige Verzerrungen zu erzeugen. Wir möchten trotz unserer generellen Opposition gegenüber nicht technischer Preisgrenzen anmerken, dass wir für den ungewünschten Fall einer Einführung von Preisgrenzen die bestehenden Preisgrenzen der Arbeitspreise (9.999 €/MWh) für zu tief erachten und würden für diesen Fall die von den ÜnB vorgeschlagenen 99.999 €/MWh für weniger nachteilig erachten.</p>	<p>Vorarlberger Illwerke AG</p>	<p>missbräuchliches Verhalten und Marktversagen. Optimale technische Preisobergrenzen müssen ein Ausgleich zwischen dem Risiken aller Marktteilnehmer und der freien Preisbildung am Markt herstellen. Insbesondere die preisunelastische Nachfrage bedingen besondere Sorgfalt bei der Festlegung geeigneter Preisobergrenzen. Die ÜNB verfolgen nicht das Ziel den Markt einzuschränken, sondern Risiko für BKV und Netznutzer zu begrenzen, dass aus Marktversagen, technischen Problemen bei der Vergabe oder missbräuchlichem Verhalten resultiert. Auch auf den ungleich größeren Marktplätzen des Day-ahead- und Intraday-handels gibt es seit Jahren allgemein akzeptierte Preisobergrenzen. Die EEX und EPEXSPOT hat auch in diversen Positionspapieren bezüglich der zukünftigen Marktentwicklung einen Erhalt von technischen Preisobergrenzen gefordert. Dies muss umso mehr für den kleineren und anfälligeren Regelenergiemarkt gelten, der durch seine preisunelastische Nachfrage besonderer Risiken ausgesetzt ist. Da bis auf wenige Ausnahmen ausschließlich Anbieter von Regelenergie an der Konsultation teilgenommen haben, ist es nachvollziehbar das es überwiegend kritische Stimmen zu technischen Preisobergrenzen gab. Dabei wurde es leider versäumt wurde sich inhaltlich mit den Marktergebnissen des 17.10. oder der Akzeptanz der technischen Preisobergrenzen anderer Märkte einzugehen, sodass eine umfängliche (über allgemeine Thesen á la "grundsätzlich sind wir gegen...") Erörterung des Themas ausgeblieben ist. Aus Sicht der ÜNB</p>
----------	--	---------------------------------	--

<p>1</p>	<p>4(1): Steag-Antwort: Mit der Einführung von Preisobergrenzen wird gezeigt, dass kein Vertrauen in den Markt besteht oder gar kein Vertrauen geschaffen werden soll. Der Markt wird das mit ausbleibenden Innovationen, hohen Gesamtkosten und Nichtteilnahme quittieren. Das Ziel, einen EU-weiten Binnenmarkt, der kostenoptimal Versorgungssicherheit gewährleistet, wird damit konterkariert. Die willkürliche Wahl der Preisobergrenze unterliegt der falschen Annahme, dass bei die zukünftigen Produktzeitscheiben alle den gleichen Wert besitzen – wahr ist jedoch, dass der Wert einiger Zeitscheiben weit höher ist als 1/100 des aktuellen Preisniveaus. Dies soll nicht davon ablenken, dass die Logik einer Preisobergrenze grundsätzlich das Ziel des Regelleistungsmarktes - kostenoptimale Bereitstellung von Regelernergie - verfehlt. Die genannte Leistungspreisobergrenze (1.250 €/MW u. h) für FCR berücksichtigt nicht, dass es hier keine zusätzliche Vergütung für die mögliche geleistete Arbeit gibt. Durch die Verkürzung der Ausschreibungszeiträumen und Vorlaufzeit, konkurriert das Produkt zum Day-Ahead -Markt. Somit sollte auch der Preis auf die dortige Preisgrenze angehoben werden.</p>	<p>Steag GmbH</p>	<p>wurde somit die Chance vertan, im Dialog mit ÜNB und BNetzA das Marktdesign sinnvoll und ausgewogen (auch im Interesse von BKV und Netznutzern) weiterzuentwickeln. Die ÜNB teilen die Ansicht der Regelernergieanbieter, dass Preise Knappheitssituationen widerspiegeln müssen. Allerdings möchten die ÜNB klarstellen, dass das Marktergebnis des 17.10. eben nicht Knappheit widergespiegelt hat, sondern die Anfälligkeit des Regelergiemarktes für Marktmissbrauch und Marktversagen. Um dies deutlich zum Ausdruck zu bringen: Die ÜNB haben ein Eigeninteresse an Preisspitzen, sofern diese Marktknappheit generell (Investitionsanreiz) oder in der speziellen Situation (hohe Regelergiebedarf) signalisieren. Aus Sicht der ÜNB ist die vorgeschlagene technische Preisobergrenze weit davon entfernt die freie Preisbildung einzuschränken, sie ist tendenziell eher zu hoch als zu niedrig gewählt - mit der Hoffnung das andere Instrumente das Risiko von Marktversagen und missbräuchlichen Verhalten reduzieren.</p>
<p>1</p>	<p>4.1 ENGIE lehnt die Einführung von Preisgrenzen ab. Da diese das 100-fache des aktuell durchschnittlichen Preises darstellt, führt dies auch nicht zu einem Schutz der Bieter. Der Absatz ist zu löschen.</p>	<p>ENGIE Deutschland AG</p>	

1	<p>4.1 Nach Ansicht der innogy SE ist die Zulässigkeit extremer Arbeitspreise mit einer Höhe von bis zu 99.999 €/MWh nach Absatz 1 nicht akzeptabel. Allenfalls halten wir die Anwendung des von der Bundesnetzagentur (Mitteilung Az.: BK6-17-255) vorgeschlagenen Maximalpreis in Höhe von 9.999 €/MWh für akzeptabel.</p>	innogy SE	
1	<p>4(1) Einführung von Preisobergrenzen: Auch, wenn der Vorschlag zur Einführung von Preisobergrenzen eine großzügige Auslegung dieser Grenze suggeriert, begegnen wir diesem kritisch und lehnen die Festsetzung einer Preisobergrenze ab. Die grundsätzliche Einführung von Preisobergrenzen, unabhängig von deren Höhe, stellt einen Eingriff in den freien Markt dar und führt damit zu einer Verzerrung des Marktmechanismus. Der Markt spiegelt neben der Indikation von Knappheitssituationen auch die Grenzkosten verschiedener Technologien wider. Ein Eingriff führt zur Diskriminierung von Technologien und hat somit negative Auswirkungen auf die Marktliquidität, die eine wirksame und faire Senkung der volkswirtschaftlichen Kosten sicherstellt. Singuläre Vorfälle rechtfertigen nicht die Einführung von Preisobergrenzen und den damit verbundenen Eingriff in den funktionierenden Marktmechanismus. Bei solchen Vorfällen muss an erster Stelle identifiziert werden, ob dieses Marktverhalten auf einzelne Akteure zurückzuführen ist und ggfs. müssen die Gründe für deren Verhalten bewertet werden. Erst danach sind Entwicklung und Konsultation von Maßnahmen mit allgemeingültigem Charakter anzustreben, wobei eine Benachteiligung der restlichen teilnehmenden Akteure</p>	TRIMET Aluminium SE	



	<p>auszuschließen ist. Wir schlagen vor, dass einzelne unverhältnismäßig hohen Gebote (z.B. 77.777,77€) nochmals dezidiert bestätigt werden müssen, um Syntaxfehler bei der Eingabe auszuschließen.</p> <p>Wir können uns mit der von der Regulierungsbehörde als jederzeit möglich dargestellten Einführung / Anpassung von Preisobergrenzen nicht einverstanden erklären, da wir mit einer Zustimmung zu unvorhersehbaren Änderungen unser berechtigtes Interesse an wirtschaftlicher Planbarkeit verletzen. Deshalb lehnen wir die Einführung dieser Möglichkeit ab.</p> <p>[Ergänzung: Anmerkung zum Anhang A sowie zum Anhang B, Anmerkung 4ÜNB] Wir lehnen die Einführung einer Preisobergrenze für Leistungs- und Arbeitspreise ab.</p>		
1	(1) "Mögliche Anpassungen der Obergrenzen...": Die Obergrenzen sollten NICHT anpassbar sein sondern fix vereinbart sein.	Südvolt GmbH	
1	Zu Ziffer (1) Eine Reglementierung von Leistungs- und Arbeitspreisen lehnen wir ab, da sie den Markt verzerrt. Die für den Energy Only Markt notwendigen Knappheitssignale können so nicht entstehen. Auch für den Verbraucherschutz sind Preisgrenzen nicht notwendig, da der Regelleistungsmarkt von einer hohen Wettbewerbsintensität geprägt ist. (dies ist sehr anschaulich an den stetig sinkenden Leistungspreisen in allen Regelenergieprodukten erkennbar).	RWE Supply & Trading	

1	<p>Zu Ziffer (1) In der EB GL sind keine Preisgrenzen vorgesehen. Dem Markt dürfen die notwendigen Knappheitssignale nicht entzogen werden. Auf Grund der Entwicklungen der letzten Jahre im Regelleistungsmarkt lässt sich ein Markt mit hoher Wettbewerbsintensität beobachten. Dies ist sehr anschaulich an den stetig sinkenden Leistungspreisen in allen Regelenergieprodukten erkennbar. Künstliche Gebotsgrenzen halten wir daher nicht für erforderlich, im Gegenteil sie könnten kontraproduktiv wirken.</p>	VGB PowerTech e. V., Essen	
1	<p>(1) bzw. Begleitdokument Seite 7: Preisobergrenzen sind generell nicht sinnvoll und auch nicht nötig. Insbesondere eine Obergrenze beim Leistungspreis hätte keine Auswirkung auf die Ausgleichsenergiepreise. Im Gegenteil könnten bei sehr hohen Leistungspreisen die schnell verfügbaren Gaskraftwerke (z. B. das Trianel-Gaskraftwerk) aus dem Stillstand in Betrieb gehen und so die Systemsicherheit sicherstellen. Durch die Obergrenze von 1250 €/h für maximal 4 Stunden werden die Gaskraftwerke dann ausgeschlossen, gerade in Engpasssituationen mit niedrigen Spotpreisen (z. B. Weihnachten). Wir schlagen vor, den Markt wirklich frei zu machen und keine Obergrenzen einzuführen, zumindest nicht beim Leistungspreis.</p>	Trianel GmbH	
1	<p>Abs.1: Die willkürliche Wahl von Preisobergrenze unterliegt der falschen Annahme, dass die zukünftigen Produktzeitscheiben alle den gleichen Wert besitzen. Vielmehr ist jedoch der Wert einiger Zeitscheiben weit höher als 1/100 des aktuellen Preisniveaus. Grundsätzlich</p>	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	



	sind wir der Auffassung, dass die Logik einer Preisobergrenze grundsätzlich das Ziel des Regelleistungsmarktes, nämlich die kostenoptimale Bereitstellung von Regelenergie, verfehlt.		
1	1)Preisobergrenze Grundsätzlich sollte auf Preisobergrenzen verzichtet werden, der gewählte Rahmen scheint aus unserer Sicht aber unkritisch zu sein. [Verschoben von Anmerkungen zu Artikel 2 zu Artikel 4 Abs. 2, Anmerkung 4ÜNB]	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.	
1	4.1 Entelios sieht Preisgrenzen für die Abgabe von Geboten kritisch und tritt für einen freien Markt ein. Anbieter von Regelenergie dürfen nicht durch künstliche Gebotsgrenzen vom Regelenergiemarkt ausgeschlossen werden. Nach unserer Auffassung steht eine Preisobergrenze den Zielen der Bundesregierung aus dem Strommarktgesetz und der Europäischen Union aus der aktuell verhandelten Strom-binnenmarktverordnung entgegen. Gleichzeitig weisen wir darauf hin, dass extrem hohe Preise für Ausgleichsenergie wie im Oktober 2017 durch das Verhindern von Missbrauch sowie das Sicherstellen eines effektiven Wettbewerbs vermieden werden sollten. Ein effektiver Wettbewerb bei den Arbeitspreisgeboten kann insbesondere durch die zügige Einführung eines Regelarbeitsmarktes erreicht werden.	Entelios AG	

1	<p>4.1 TIWAG lehnt Preisgrenzen für die Abgabe von Geboten ab. Preisspitzen sind ein essentieller Bestandteil des Energy-Only-Marktes; Grundsätzlich müssen in Knappheitssituationen auch Spitzen für Ausgleichsenergiepreise zugelassen werden. So werden im Falle der Knappheit die richtigen Signale für die eigenständige Bilanzkreisbewirtschaftung an den Spotmärkten gegeben. Der Bilanzkreisausgleich über den Intraday-Markt muss immer attraktiver sein als über den Bezug von Ausgleichsenergie. Zusätzlich ist eine solche Maßnahme nach der EBGL nicht notwendig und würde in Kooperationen den Grundsatz des Level Playing Fields verletzen. Der neu einzuführende Gewichtungsfaktor sollte sicherstellen, dass dies bewahrt bleibt. Anbieter von Regelenergie dürfen nicht durch künstliche Gebotsgrenzen vom Regelenergiemarkt ausgeschlossen werden. Nach Auffassung von TIWAG steht eine Preisobergrenze den Zielen der Bundesregierung aus dem Strommarktgesetz und der Europäischen Union aus der aktuell verhandelten Strombinnenmarktverordnung entgegen.</p>	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	
---	---	---------------------------------	--



1	<p>Abs. 1: Der bne sieht Preisgrenzen für die Abgabe von Geboten kritisch. Anbieter von Regelenergie dürfen nicht durch künstliche Gebotsgrenzen vom Regelenergiemarkt ausgeschlossen werden. Nach Auffassung des bne steht eine Preisobergrenze den Zielen der Bundesregierung aus dem Strommarktgesetz und der Europäischen Union aus der aktuell verhandelten Strombinnenmarktverordnung entgegen</p> <p>Wenn trotzdem an Preisobergrenzen festgehalten werden sollte, stellt die vorgeschlagene Grenze von 99.999 €/MWh für Arbeitspreise zumindest eine Verbesserung gegenüber der aktuellen Preisobergrenze von 9.999 €/MWh dar.</p> <p>Gleichzeitig weisen wir darauf hin, dass extrem hohe Preise für Ausgleichsenergie wie im Oktober 2017 durch das Verhindern von Missbrauch sowie das Sicherstellen eines effektiven Wettbewerbs vermieden werden sollten. Ein effektiver Wettbewerb bei den Arbeitspreisgeboten kann insbesondere durch die zügige Einführung eines Regelarbeitsmarktes erreicht werden.</p>	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	
---	---	---	--

1	<p>4.1 Industrielle Anbieter von FCR und FRR müssen bei der Angebotsgestaltung immer auch Opportunitätskosten berücksichtigen. Diese werden sich bei Bereitstellung von positiver FCR oder FRR durch Produktionsreduzierung an den entsprechenden Ausfallkosten der Produktion orientieren. Im umgekehrten Fall einer FCR / FRR durch Lasterhöhung müssen ggf. Netzentgelterhöhungen aufgrund einer höheren Leistungsspitze einkalkuliert werden. Die Einführung von Preisobergrenzen, wie in Artikel 4 vorgesehen, kann dazu führen, dass Anbieter wirtschaftlich betrachtet nicht mehr anbieten werden und dem Markt verlorengehen. Andererseits können sehr hohe Gebote das finanzielle Risiko von hohen Ausgleichsenergiepreisen bei den Bilanzkreisverantwortlichen erhöhen. Grundsätzlich muss diesbezüglich mit Augenmaß verfahren werden. Aus diesem Grund empfiehlt der VIK keine Festlegung einer Preisobergrenze, um dem Markt nötige Freiräume bei der Angebotsgestaltung zu überlassen. Um einen möglichen Marktmissbrauch – ggf. durch eine marktbeherrschende Stellung oder strategisches Bieterverhalten – zu vermeiden, sollte ein begleitendes Monitoring eingeführt werden.</p>	VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.	
---	--	---	--

<p>1</p>	<p>(zu 1): Der BDEW sieht Preisgrenzen für die Abgabe von Geboten kritisch. Grundsätzlich müssen in Knappheitssituationen auch Spitzen für Ausgleichsenergiepreise zugelassen werden. So werden im Falle der Knappheit die richtigen Signale für die eigenständige Bilanzkreisbewirtschaftung an den Spotmärkten gegeben. Der Bilanzkreisausgleich über den Intraday-Markt muss immer attraktiver sein als über den Bezug von Ausgleichsenergie. Der neu einzuführende Gewichtungsfaktor sollte sicherstellen, dass dies bewahrt bleibt. Anbieter von Regelenergie dürfen nicht durch künstliche Gebotsgrenzen vom Regelenergiemarkt ausgeschlossen werden. Nach Auffassung des BDEW steht eine Preisobergrenze den Zielen der Bundesregierung aus dem Strommarktgesetz und der Europäischen Union aus der aktuell verhandelten Strombinnenmarktverordnung entgegen.</p>	<p>BDEW</p>	
<p>1</p>	<p>4.1 Allgemein ist zu hinterfragen, ob preisliche Obergrenzen ein sinnvoller Markteingriff sind. Vielmehr können auch hohe Preise dazu führen, dass weitere Marktteilnehmer in den Regelenergiemarkt eintreten und hierdurch mittelfristig diese Preisspitzen im Rahmen der Ausschreibung verringern. Eine zwingende Notwendigkeit für Preisobergrenzen ist aus Sicht des BVES nicht ersichtlich. Daher fordert der BVES die ÜNB dazu auf, eine Begründung für preisliche Obergrenzen zu geben. Andernfalls erwartet der BVES die Streichung der preislichen Obergrenzen.</p>	<p>BVES</p>	

1	<p>Statkraft lehnt die in Art. 4 Nr. 1 veranschlagten Preisobergrenzen ab. Sie sind nicht mit dem Gebot der freien Preisbildung vereinbar, zu dem sich Deutschland explizit bekannt hat. Zudem stehen die Preisobergrenzen im Widerspruch zur Balancing Guideline (EBGL). Art. 4 Nr. 1 sollte gestrichen werden.</p>	Statkraft Markets GmbH	
1	<p>4(1) – Preisobergrenzen Mit der Einführung von Preisobergrenzen wird gezeigt, dass kein Vertrauen in den Markt besteht oder gar kein Vertrauen geschaffen werden soll. Der Markt wird das mit ausbleibenden Innovationen, hohen Gesamtkosten und Nichtteilnahme quittieren. Das Ziel, einen EU-weiten Binnenmarkt, der kostenoptimal Versorgungssicherheit gewährleistet, wird damit konterkariert. Die willkürliche Wahl der Preisobergrenze unterliegt der falschen Annahme, dass bei die zukünftigen Produktzeitscheiben alle den gleichen Wert besitzen – wahr ist jedoch, dass der Wert einiger Zeitscheiben weit höher ist als 1/100 des aktuellen Preisniveaus. Dies soll nicht davon ablenken, dass die Logik einer Preisobergrenze grundsätzlich das Ziel des Regelleistungsmarktes - kostenoptimale Bereitstellung von Regelenergie - verfehlt. Die genannte Leistungspreisobergrenze (1.250 €/MW u. h) für FCR berücksichtigt nicht, dass es hier keine zusätzliche Vergütung für die mögliche geleistete Arbeit gibt. Durch die Verkürzung der Ausschreibungszeiträumen und Vorlaufzeit, konkurriert das Produkt zum Day-Ahead Markt. Somit sollte auch der Preis auf die dortige Preisgrenze angehoben werden.</p>	Steag GmbH	



2	Zu Ziffer (2): Die Regelung zur Veröffentlichung von einzelnen Bietern, die Gebote von über 10.000 €/MWh einstellen, erachtet UNIPER als willkürlich und nicht sachgerecht. Zudem kann der Zweck einer solchen Veröffentlichung nicht nachvollzogen werden. UNIPER spricht sich gegen Preisgrenzen und folglich auch gegen eine solche Veröffentlichungslogik aus. Diese Ziffer sollte daher gelöscht werden.	UNIPER SE	Die ÜNB sehen von der Veröffentlichung der Namen der Bieter mit Gebotspreisen > 10.000 €/MWh ab.
2	Zu Artikel 4 (2): Wir sehen keinen Nutzen in der Offenlegung derartig sensibler Daten. Derartig Maßnahmen liefern unserer Meinung nach keine Anreize am Markt teilzunehmen, sondern das Gegenteil und wirken damit mittelfristig kontraproduktiv.	Vorarlberger Illwerke AG	
2	Zu Abs. 2: Wir sehen keinen Mehrwert in der singulären Nennung einzelner Gebote. Wir sprechen uns ausdrücklich für mehr Transparenz aus, sehen jedoch keinen Mehrwert in der Wahl eines preislichen Entscheidungskriteriums.	Vattenfall Energy Trading	

<p>2</p>	<p>4(2): Steag-Antwort: Eine Veröffentlichung ausgewählter Gebote diskriminiert Teilnehmer. Es konterkariert die freie Preisbildung – eine Grundvoraussetzung für einen funktionierenden Markt. Im Workshop wurde als Argument angeführt, dass nur die Erzeuger ihre Preise erklären könnten. Eine Erklärung würde wohl nötig bei vergleichsweise hohen Preisen. Das steht erst einmal zur Frage! Insbesondere da sich Anbieter von Regelleistung nicht nach der Formel „Kosten + Festverzinsung“ refinanzieren können. Bei der Sekundärregelung, in dem das pay-as-bid-Verfahren angewendet wird, unterliegen Gebote bestimmten Strategien (ausdrücklich gewünscht), deren Erklärung Geschäftsgeheimnisse verraten würde. Dieser „Pranger“ wirkt wie eine implizite Preisobergrenze und reiht sich damit ein in die Bausteine, die den Flexibilitätsmarkt aushöhlen. Mit einer Obergrenze kann von freier Preisbildung nicht mehr gesprochen werden. Ebenso ist zu hinterfragen, warum nicht sehr billige Angebote veröffentlicht werden, da diese auch nicht der Marktlogik entsprechen. Hier gelten dieselben Argumente. STEAG hat bereits wegen steigender Unsicherheiten in der Regulatorik innovative Investitionen in Regelleistungstechnologie gestoppt. Zum einen musste die Projekte gestoppt werden, weil es große Unsicherheiten durch die ständigen Veränderungen in der Regulatorik gibt, aber auch, dass Preise nicht mehr marktrational erklärbar waren.</p>	<p>Steag GmbH</p>	
<p>2</p>	<p>4.2 ENGIE lehnt die Veröffentlichung von Bieternahmen in Abhängigkeit von dem abgegebenen Gebot ab. Diese Information hat keinen Mehrwert für den Markt und stellt vielmehr eine implizite Preisobergrenze dar. Der Absatz</p>	<p>ENGIE Deutschland AG</p>	

	ist zu streichen.		
2	<p>4(2) Wir sehen den Vorschlag zur Veröffentlichung der Anbieter von Arbeitspreisen höher als 10.000 €/MWh (eine willkürlich gewählte Zahl!) äußerst kritisch und bewerten den damit verbundenen ‚An den Pranger stellen‘ – Effekt als völlig inakzeptabel. Solche Maßnahmen sind geeignet, die Funktionsfähigkeit und die Glaubwürdigkeit unserer marktlichen Strukturen zu gefährden. Hohe Arbeitspreisgebote sind für Akteure auf der Nachfrageseite absolut gerechtfertigt, da Abrufe bei diesen Unternehmen mit hohen Opportunitätskosten verbunden sind. Eine ungerechtfertigte Pranger-Regelung würde diese Akteure unter einen hohen unberechtigten gesellschaftlichen Druck stellen und vom Markt verdrängen, wodurch der Markt an Liquidität verlöre. Gleichzeitig würde dies die vielen politischen und wissenschaftlichen Bemühungen und Untersuchungen, DSM-Maßnahmen zur Unterstützung der Systemstabilität einzusetzen zunichtemachen. Dabei darf nicht vergessen werden, dass in den letzten Jahren die Auktionsteilnahme von immer mehr Lasten zur Senkung der Leistungspreise (nahezu Null) geführt hat.</p> <p>Wir schlagen anstatt dessen den ÜNB vor, regelmäßige konstruktive Gespräche mit Akteuren deren Arbeitspreisgebote als Ausreißer der MOL angesehen werden können, zu führen.</p>	TRIMET Aluminium SE	

2	<p>Abs2 EFET lehnt die Veröffentlichung von Bieternahmen in Abhängigkeit von dem abgegebenen Gebot ab. Diese Information hat keinen Mehrwert für die Stakeholder (Marktteilnehmer, Netznutzer, etc.) und stellt vielmehr eine implizite Preisobergrenze dar. Eine Veröffentlichung ausgewählter Gebote diskriminiert Teilnehmer. Es konterkariert die freie Preisbildung. Der Absatz ist zu streichen.</p>	EFET Deutschland	
2	<p>Zu Ziffer (2) Die Veröffentlichung von ausgewählten Anbieternamen über einen gewissen Arbeitspreis lehnen wir ab, da wir keine Rechtfertigung für eine Andersbehandlung dieser Anbieter sehen. Eine solche Andersbehandlung könnte zu einem ähnlichen Effekt wie eine Preisobergrenze führen.</p>	RWE Supply & Trading	
2	<p>Zu Ziffer (2) Die Veröffentlichung bestimmter Anbieter oberhalb eines willkürlich bestimmten Arbeitspreises wird abgelehnt, da es dafür keine überzeugende Rechtfertigung gibt. Das Begleitdokument äußert sich nicht zu dem Zweck dieser Regelung. Die Prangerwirkung könnte zu einem ähnlichen Effekt wie eine Preisobergrenze führen.</p>	VGB PowerTech e. V., Essen	
2	<p>(2) Eine Veröffentlichung von Anbieternamen, die Arbeitspreise > 10.000 €/MWh bieten, ist aus unserer Sicht albern und in keiner Weise sinnvoll. Es gibt schließlich gute Gründe für hohe Arbeitspreise, z. B. hohe Startkosten. Zudem ist nicht damit zu rechnen, dass die Veröffentlichung solche Arbeitspreise verhindern wird.</p>	Trianel GmbH	



	Außerdem sehen wir diese Anprangerung als diskriminierend an. Wir schlagen vor: diesen Artikel streichen		
2	Abs.2. Wir lehnen die Möglichkeit der ÜNB ab, bei Überschreiten bzw. Unterschreitung der genannten Preise die jeweiligen Anbieternamen veröffentlichen zu können. Alleine die Möglichkeit einer solchen Veröffentlichung stellt bereits eine implizite Preisgrenze dar. Diese Maßnahme wird in der EBGL weder motiviert noch ist sie dort vorgesehen. Im Übrigen werden mit der Einführung des Zuschlagswertes werden Angebote mit geringeren Arbeitskosten bevorzugt. Darüber hinaus sollten keine weiteren Maßnahmen erforderlich sein.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	
2	Die Anbieternamen sollten veröffentlicht werden. Dies kann helfen, dass die Anbieter ein sachgerechtes Gebot abgeben. Die Veröffentlichung bezieht sich natürlich nur auf die Anbieter, die einen AP von mehr als 10.000 €/MWh anbieten.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.	
2	4.2 Die Veröffentlichung der Anbieternamen ab einer bestimmten Preisschwelle wird als nicht notwendig und sinnvoll erachtet. Preisspitzen sind ein essentieller Bestandteil des Energy-Only-Marktes, womit eine Gleichbehandlung aller Gebote herrschen sollte, ungeachtet der Höhe des Gebots-Preises. Im Übrigen ist eine solche Maßnahme nach der EBGL nicht notwendig und würde eine kooperationsbedingte Sonderregelung bedeuten.	Entelios AG	
2	Die Veröffentlichung der Anbieternamen ab einer bestimmten Preisschwelle wird als nicht notwendig und sinn-	TIWAG-Tiroler	



	voll erachtet.	Wasserkraft AG	
2	Abs. 2: Die Veröffentlichung der Anbieternamen ab einer bestimmten Preisschwelle wird als nicht notwendig und nicht sinnvoll erachtet; letztlich stellen sie eine implizite Preisgrenze dar. Preisspitzen sind ein essentieller Bestandteil des Energy-Only-Marktes, womit eine Gleichbehandlung aller Gebote herrschen sollte, ungeachtet der Höhe des Gebots-Preises. Im Übrigen ist eine solche Maßnahme nach der EBGL nicht notwendig und würde eine kooperationsbedingte Sonderregelung bedeuten.	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	
2	4.2 In keinem Fall stimmt der VIK dem Vorschlag in Artikel 4 Abs. 2 zu. Eine Veröffentlichung – und damit „Das-anden-Pranger-Stellen“ der Anbieternamen derjenigen Angebote oberhalb eines FRR-Arbeitspreisangebots von 10.000 €/MWh (Zahlungsrichtung ÜNB an Anbieter) - ist nicht sachgerecht. Wie bereits oben beschrieben, müssen insbesondere industrielle Anbieter Opportunitätskosten einpreisen, die u.U. diesen Schwellenwert überschreiten. Sollte der o.g. Schwellenwert überschritten werden, sollte der ÜNB vom Anbieter hierfür eine plausible Erklärung verlangen dürfen. Im Falle eines offensichtlichen Marktmissbrauchs sollte dann wie in Artikel 4 Abs. 19 vorgeschlagen die Möglichkeit der Nichtberücksichtigung des Angebots bestehen.	VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.	



2	<p>(zu 2): Die Veröffentlichung der Anbieternamen ab einer bestimmten Preisschwelle wird weder als notwendig noch als sinnvoll erachtet. Jeder Marktteilnehmer muss im Rahmen der gültigen Regelungen frei agieren dürfen. Preisspitzen sind ein essentieller Bestandteil des Energy-Only-Marktes. Es sollte eine Gleichbehandlung aller Gebote herrschen, ungeachtet der Höhe des Gebotspreises. Im Übrigen ist eine solche Maßnahme nach der EBGL nicht notwendig und würde eine kooperationsbedingte Sonderregelung bedeuten.</p>	BDEW	
2	<p>Zu Abs. 2 Es ist nicht zu erkennen und auch fraglich, warum ab einem gewissen Wert der Bieter veröffentlicht werden soll. Auch hierdurch können gewisse Gebotsverhalten von Bietern nachvollzogen werden, ohne dass ein übergeordnetes Interesse hieran erkannt werden kann. Es sollte daher eine Gleichbehandlung aller Teilnehmer herrschen: Entweder es werden alle Anbieternamen veröffentlicht oder keine. Der BVES fordert die ÜNB auf, die Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer zu priorisieren.</p>	BVES	
2	<p>Auch das Koppeln einer Veröffentlichung von Anbieternamen an eine feste Preis-grenze nach Art. 4 Nr. 2 wird nicht unterstützt. Es impliziert, dass Preise oberhalb von 10.000 Euro nicht in Ordnung seien, bis 9.999 Euro aber schon. Das ist kein sachgerechtes Kriterium. Entweder werden alle Anbieternamen veröffentlicht – unabhängig von einer Preisgrenze – oder gar keine Namen.</p>	Statkraft Markets GmbH	

<p>2</p>	<p>4(2) – Veröffentlichung von Geboten über 10.000 € Eine Veröffentlichung ausgewählter Gebote diskriminiert Teilnehmer. Es konterkariert die freie Preisbildung – eine Grundvoraussetzung für einen funktionierenden Markt. Im Workshop wurde als Argument angeführt, dass nur die Erzeuger ihre Preise erklären könnten. Eine Erklärung würde wohl nötig bei vergleichsweise hohen Preisen. Das steht erst einmal zur Frage! Insbesondere da sich Anbieter von Regelleistung nicht nach der Formel „Kosten + Festverzinsung“ refinanzieren können. Bei der Sekundärregelung, in dem das pay-as-bid-Verfahren angewendet wird, unterliegen Gebote bestimmten Strategien (ausdrücklich gewünscht), deren Erklärung Geschäftsgeheimnisse verraten würde. Dieser „Pranger“ wirkt wie eine implizite Preisobergrenze und reiht sich damit ein in die Bausteine, die den Flexibilitätsmarkt aushöhlen. Mit einer Obergrenze kann von freier Preisbildung nicht mehr gesprochen werden. Ebenso ist zu hinterfragen, warum nicht sehr billige Angebote veröffentlicht werden, da diese auch nicht der Marktlogik entsprechen. Hier gelten dieselben Argumente. STEAG hat bereits wegen steigender Unsicherheiten in der Regulatorik innovative Investitionen in Regelleistungstechnologie gestoppt. Zum einen musste die Projekte gestoppt werden, weil es große Unsicherheiten durch die ständigen Veränderungen in der Regulatorik gibt, aber auch, dass Preise nicht mehr marktrational erklärbar waren.</p>	<p>Steag GmbH</p>	
<p>2</p>	<p>(2) Die Veröffentlichung des Anbieternamens ist sowohl nach Bundesdatenschutzgesetz als auch Artikel 11 "Vertraulichkeitsverpflichtungen" der Electricity Guideline rechtlich unzulässig. Wir bitten die ÜNB um rechtliche</p>	<p>Südvolt GmbH</p>	

	Prüfung von Artikel 4 (2).		
3	<p>4.3a</p> <p>Die Anpassung der Modalitäten sollte genutzt werden, auch für FCR nicht ausschließlich symmetrische Gebote zuzulassen, sondern auch eine getrennte Ausschreibung von negativer und positiver FCR.</p>	<p>ENGIE Deutschland AG</p>	<p>Nicht Bestandteil der Modalitäten Konsultation, FCR Produkt wurde im Rahmen der Art. 33 Konsultation der FCR Kooperation konsultiert.</p>
3	<p>4.3d</p> <p>Aus Sicht von ENGIE ist dies wünschenswert und der richtige Schritt zur Marktintegration. Es ist jedoch unabdingbar, dass die PQ-Bedingungen in den teilnehmenden Ländern synchronisiert und einheitlich sind. Nur so kann verhindert werden, dass der Markt verzerrt ist. Der Punkt soll daher in 4.3d aufgenommen werden.</p>	<p>ENGIE Deutschland AG</p>	<p>In jedem grenzüberschreitenden Regelenergieprojekt, auch in der FCR Kooperation, gibt es ein Projektteam, dass sich mit dem Thema Harmonisierung beschäftigt. Auch die Harmonisierung technischer Regeln für Präqualifikation, Vorhaltung und Erbringung steht im Fokus der ÜNB. Da sich die technischen Regeln in den einzelnen Ländern jedoch stark am jeweiligen Kraftwerkspark orientieren, sind die Unterschiede zwischen den Ländern logisch und nachvollziehbar gewachsen. In jedem Land wurde auf Basis bestehender technischer Regelungen investiert. Investitionssicherheit ist ein ebenso hohes Gut wie das häufig benannte level-playing-field. Auch deutsche Marktteilnehmer haben kein Interesse daran aus dem Markt zu fallen, weil das Ziel der Harmonisierung nicht die Schaffung eines level-playing-field mit Augenmaß war, sondern einzig und allein die Harmonisierung ihrer selbst willen.</p> <p>So sind zum Beispiel in Ländern ohne die Möglichkeit des pooling selbstverständlich andere technische Regeln notwendig, als in Ländern mit Portfolio Geboten. Es ist allerdings nicht in der Macht der deutschen ÜNB in allen Ländern das pooling durchzusetzen und auch haben wir kein Interesse im Sinne der Harmonisierung das pooling in Deutschland abzuschaftern.</p> <p>Auch kann kein ein Bekenntnis zur Harmonisierung mit Nachbarn nicht in den nationalen Modalitäten geregelt</p>
3	<p>Abs3d</p> <p>Aus Sicht von EFET ist dies wünschenswert und der richtige Schritt zur Marktintegration. Es ist jedoch unabdingbar, dass die PQ-Bedingungen in den teilnehmenden Ländern synchronisiert und einheitlich sind. Nur so kann verhindert werden, dass der Markt verzerrt ist. Der Punkt soll daher in 4.3d aufgenommen werden.</p>	<p>EFET Deutschland</p>	

			<p>werden, sondern nur in grenzüberschreitenden Kooperationsvereinbarungen.</p> <p>Die ÜNB stehen in Verhandlung mit allen Projektpartnern über eine Harmonisierung mit Augenmaß, die ein level-playing-field ermöglicht ohne einzelne Märkte unangemessen zu benachteiligen oder zu überfordern. Denn jeder ÜNB muss mit den vorhandenen Möglichkeiten seine Verpflichtungen erfüllen, ob überwiegend Wasserkraft oder überwiegend Atomkraft.</p>
3	<p>Abs. 3e: Präzisierung/Spezifizierung erforderlich: Welche gesetzlichen Anforderungen sind an dieser Stelle genau gemeint auf die verwiesen wird und welche direkten Auswirkungen haben diese auf die Anbieter. Für den Fall, dass weiterhin an Preisobergrenzen festgehalten werden sollte, ist zu klären, ob die genannten Preisobergrenzen auch dann gelten würden, wenn der Bedarf nicht gedeckt werden konnte.</p>	<p>EnBW Energie Baden-Württemberg AG</p>	<p>Die ÜNB sind im Allgemeinen dem sicheren Systembetrieb verpflichtet und im Speziellen die dimensionierte Menge an Regelleistung vollständig zu beschaffen. Sollte dies marktlich nicht möglich sein, werden die ÜNB auf Maßnahmen gemäß § 13 II EnWG zurückgreifen.</p>
4	<p>4k Diese zusätzliche Meldung lehnen wir ab. Die Informationen werden bereits im etablierten ERRP-Meldeverfahren an den Netzbetreiber übermittelt. Es gibt keinen Bedarf einer nochmaligen Meldung.</p>	<p>EFET Deutschland</p>	<p>Für alle TE, die zur Lieferung von ERRP Daten verpflichtet sind, wird es keine weitere Anforderung seitens der ÜNB geben. Aber für diejenigen, die das nicht betrifft, muss insbesondere im Interesse der Betreiber der unterlagerten Verteilnetze eine Möglichkeit erhalten bleiben, Kenntnis über die Regelleistungsbereitstellung zu erlangen.</p>
4	<p>Abs. 4k: Diese zusätzliche Meldung lehnen wir ab. Die Informationen werden bereits im etablierten ERRP Meldeverfahren an den Netzbetreiber übermittelt. Es gibt keinen Bedarf einer nochmaligen Meldung.</p>	<p>EnBW Energie Baden-Württemberg AG</p>	

4	Abs. 4k: Diese zusätzliche Meldung lehnen wir ab. Die Informationen werden bereits im etablierten ERRP-Meldeprozess an den Netzbetreiber übermittelt.	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	
5	Zu Ziffer (5) :Lit c) Die Regelungen sind Teil der Produktbeschreibung. Daher sind diese an dieser Stelle überflüssig und sollten gelöscht werden. Lit d) „ggf.“ sollte gelöscht werden. Es sollte grundsätzlich ein Leistungs- und Arbeitspreis angegeben werden. Die Regelung ist eindeutig und unmissverständlich.	UNIPER SE	Lit c) Satz 1 wurde verschoben, Satz 2. Lit d) enthält ein ggf., da bei FCR kein Arbeitspreis anzugeben ist.
5	Abs. 5b: Wir sehen es als erforderlich, dass eine Rückmeldung seitens der ÜNB bzw der Internetplattform an den Anbieter erfolgt, dass das Angebot rechtzeitig und korrekt eingegangen ist.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Es gibt bereits eine Meldung bei der erfolgreichen Speicherung eines Angebots oder einer Angebotsdatei.
6	Abs6 Eine Begrenzung des Arbeitspreises bei Testabrufen ist nicht nachvollziehbar.	EFET Deutschland	Aus Sicht der ÜNB sollten BKV nicht für Testabrufe aufkommen müssen, deren Preise sich am äußeren Rand der technischen Preisobergrenze befinden. Damit mit der Preisstellung nicht gänzlich die Vermeidung von Testabrufen erfolgen kann, ist die Begrenzung der Vergütung von Testabrufen notwendig.
6	Abs. 6: Eine Begrenzung des Arbeitspreises bei Testabrufen ist nicht nachvollziehbar und wird von uns abgelehnt. Im Übrigen sollte der Verweis e auf Buchstabe (b) erfolgen (anstatt auf Buchstabe (c)).	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	
7	(7), (19) Die konsequente Umsetzung und Weiterentwicklung	TRIMET Aluminium SE	

	dieser Regelungen kann die Vorschläge in (1) und (2) ersetzen.		
8	(8) falsches Zitat, in Art. 3 (7) gibt es nur eine maximal vermarktbare Leistung	Trianel GmbH	unklar
8	Zu Abs. 8 Hier ist eine Klarstellung erforderlich, dass dem Grunde nach es nicht allein im Belieben des ÜNB stehen darf, in welcher Höhe das Angebot abgegeben werden darf. Insoweit bereits der Verweis auf die Ausführungen zu Art. 3 Abs. 7.	BVES	Der ÜNB gibt ausschließlich die maximale Angebotsleistung vor, die im Rahmen der PQ ermittelt wird. Alles andere obliegt dem den Anbieter. Natürlich muss der Anbieter die angebotene Leistung über die volle Produktdauer erbringen können.
9	Zu Ziffer (9): Der Regelreserveanbieter hat Kenntnis über relevante und geplante Einschränkungen in seinen technischen Einheiten und an den Netzanschlüssen, welche er bei der Angebotsstellung berücksichtigen kann. Regelreserveanbieter können Einschränkungen im Transportweg nur dann berücksichtigen, wenn diese auch Kenntnis darüber haben. Die Netzbetreiber müssen, wie in Ziffer 11 beschrieben, den Regelreserveanbieter mit einem ausreichenden Vorlauf über Einschränkungen informieren.	UNIPER SE	Der Artikel bezieht sich ausdrücklich ausschließlich auf Einschränkungen die dem Anbieter bekannt sind, z.B. wenn der Anschlussnetzbetreiber über Einschränkungen des Netzanschlusspunktes z.B. aufgrund von Wartungsarbeiten ankündigt.
9	Zu Abs. 9: Insbesondere vor dem Hintergrund der zunehmenden Dezentralisierung der Energielandschaft kann dem jeweiligen Anbieter der Regelleistung eine entsprechende Abstimmung mit dem Anschluss-Netzbetreiber abverlangt werden. Eine darüber hinausgehende Prüfung hin bis ins Übertragungsnetz scheint unverhältnismäßig und darüber hinaus nicht	Vattenfall Energy Trading	

	leistbar.		
9	4(9) : Steag-Antwort: Der VNB vergibt die ANB-Bescheinigung. Damit wird bestätigt, dass das Netz entsprechende Kapazität bereitstellen kann. Aus Investorensicht benötigt man Sicherheit – genau dafür gilt diese Regelung. Der Regelleistungsanbieter kann hier nicht die Konflikte der Netzbetreiber austragen, dessen Zweck ist, genau das möglich zu machen und wofür er risikofrei vergütet wird. Es ist nicht nachvollziehbar, welche Problem im Netz auftreten, welche Reserven ausgenutzt werden, usw. – unter Umständen gerät man so unverschuldet und regulierungsbedingt in ein stranded Investment.	Steag GmbH	
9	4.9 Die ÜNB machen die Freigabe des VNB für die Gebotsabgabe zur Grundlage. Dies stellt eine Zugangsbeschränkung zum Markt dar und ist nicht hinnehmbar. Zwar müssen und sollen sich ÜNB und VNB austauschen und sollten dies weiterentwickeln, jedoch darf hier kein diskriminierender Ausschluss von Anlagen erfolgen. Wenn eine Erbringung nicht möglich ist, weil der VNB einen konkreten Engpass im Netz hat, dann müssen sich VNB und ÜNB abstimmen welches Produkt Vorrang hat und der Bieter ist für seine entgangenen Einnahmen bzw. entstandenen Mehrkosten zu entschädigen. Dies steht auch im Einklang mit der Mitteilung der BK6 zur	ENGIE Deutschland AG	



	Anwendung von Redispatch. Der Absatz ist daher zu löschen.		
9	<p>Ab9 Die ÜNB machen die Freigabe des VNB für die Gebotsabgabe zur Grundlage. Dies stellt eine Zugangsbeschränkung zum Markt dar und ist nicht hinnehmbar. Zwar müssen und sollen sich ÜNB und VNB austauschen und sollten dies weiterentwickeln, jedoch darf hier kein diskriminierender Ausschluss von Anlagen erfolgen. Der Regelleistungsanbieter kann hier nicht die Konflikte der Netzbetreiber austragen, dessen Zweck ist, genau das möglich zu machen und wofür er risikofrei vergütet wird. Wenn eine Erbringung nicht möglich ist, weil der VNB einen konkreten Engpass im Netz hat, dann müssen sich VNB und ÜNB abstimmen, welches Produkt Vorrang hat und der Bieter ist für seine entgangenen Einnahmen bzw. entstandenen Mehrkosten zu entschädigen. Dies steht auch im Einklang mit der Mitteilung der BK6 zur Anwendung von Redispatch. Der Absatz ist daher zu löschen.</p>	EFET Deutschland	

9	<p>Zu Ziffer (9) Der Regelreserveanbieter hat Kenntnis über relevante und geplante Einschränkungen in seinen technischen Einheiten und an den Netzanschlüssen, welche er bei der Angebotsstellung berücksichtigen kann. Die Überwachung des Transportwegs vom Netzanschlusspunkt bis ins Übertragungsnetz obliegt dem DSO bzw. TSO, nur diese haben Kenntnis über geplante Einschränkungen. Regelreserveanbieter können also Einschränkungen im Transportweg nur dann berücksichtigen, wenn diese auch Kenntnis darüber haben. Entweder die TSO/DSO teilen dem Regelreserveanbieter diese Einschränkungen mit ausreichendem Vorlauf rechtzeitig mit, dann können diese bei der Angebotsabgabe auch berücksichtigt werden oder TSO/DSO tauschen sich untereinander über Einschränkungen aus und berücksichtigen dies bei der Vergabe. In letzterem Fall müssen TSO/DSO dem Regelreserveanbieter ebenfalls über die Einschränkungen informieren, da sein Angebot bei der Vergabe ggf. eingeschränkt wurde. Lt. Artikel 5 Ziffer (11) ff. verlangt der Anschluss ÜNB zur Prüfung des Transportweges gerade die Informationen über die Zusammensetzung des Regelleistungspools vom Regelreserveanbieter. Lt. Artikel 6 Ziffer (3) hat der VNB den Anlagenbetreiber zuvor über Netzrestriktionen und temporären Einschränkungen zu informieren.</p>	RWE Supply & Trading	
---	--	----------------------	--

<p>9</p>	<p>Zu Ziffer (9) Damit der Regelreserveanbieter bei seiner Angebotsabgabe Netzrestriktionen berücksichtigen kann, ist insoweit eine Mindestvorlaufzeit von einer Stunde vor der Angebotsabgabe erforderlich. Die Ziffer (9) ist um diese Mindestvorlaufzeit zu ergänzen. Erst später bekannt gewordene Netzrestriktionen verpflichten nicht zur Anpassung des Angebotes. Der Regelreserveanbieter hat Kenntnis über relevante und geplante Einschränkungen in seinen technischen Einheiten und an den Netzanschlüssen, welche er bei der Angebotsstellung berücksichtigen kann. Die Überwachung des Transportwegs vom Netzanschlusspunkt bis ins Übertragungsnetz obliegt dem DSO bzw. TSO, nur diese haben Kenntnis über geplante Einschränkungen. Regelreserveanbieter können also Einschränkungen im Transportweg nur dann berücksichtigen, wenn diese auch Kenntnis darüber haben. Lt. Artikel 6 Ziffer (3) Satz 5 informiert der VNB den Anlagenbetreiber unverzüglich über Netzrestriktionen und temporären Einschränkungen.</p>	<p>VGB PowerTech e. V., Essen</p>	
<p>9</p>	<p>9) Der Regelreserveanbieter muss ...im Transportweg vom Netzanschlusspunkt bis ins Übertragungsnetz (z.B. temporäre Einschränkungen aufgrund von Netzarbeiten etc.) bei der Angebotsstellung berücksichtigen. Dies kann im Einzelfall bedeuten, dass der Regelreserveanbieter nicht an der Ausschreibung teilnehmen kann. Ein Einspruchsrecht des Netzbetreibers ist praxisfern. Hier</p>	<p>Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.</p>	

sollte eine ordentliche Formulierung geschaffen werden. Der Satz Nummer neun sollte gestrichen werden, da er unerfüllbare Anforderungen enthält und in seiner jetzigen Form hochgradig diskriminierend wirkt. Wir sehen hier vielmehr die Netzbetreiber in der Pflicht, ihre Prognosen über die Netzauslastung untereinander auszutauschen. Die ÜNB hätten dann die Möglichkeit, die Angaben zu prüfen und bei der Bezuschlagung von Anlagen zu berücksichtigen. Dabei muss sichergestellt werden, dass Anlagen die Regelleistung erbringen als Must-Run-Anlagen zu behandeln und diese erst nach Ausschöpfung aller verfügbaren Maßnahmen abgeregelt werden können. Der VNB sollte hier in die Verantwortung genommen werden und sich seiner Pflichten nach EnWG § 11 nicht einfach durch vorsorgliche Meldung eines möglichen Engpasses entziehen können. Da in keinem uns bekannten Netzgebiet die vorhandene Netzkapazität kleiner ist, als die Leistung der dort angeschlossenen, für die Regelleistungserbringung präqualifizierte Anlagen, gibt es keine technische Begründung, Gebote von Anlagen auf Grund von Netzengpässen zu verbieten. Es muss vielmehr dafür gesorgt werden, dass den für die Regelenergieerbringung bezuschlagten Anlagen die benötigte Transportkapazität zur Verfügung steht. Verweisen Verteilnetzbetreiber auf ihre veraltete Technik, müssen sie umgehend die Voraussetzungen schaffen, Anlagen die Regelleistung erbringen als Must-Run-Anlagen zu behandeln. Dies könnte z.B. durch das temporäre Abschalten der Rundsteuerempfänger an bezuschlagten Anlagen erfolgen. Dezentrale Anlagen dafür zu pönalisieren, dass Ihr Anschlussnetzbetreiber seiner Pflicht nach § 11 EnWG nicht nachkommt, können wir jedenfalls nicht tolerieren.

<p>9</p>	<p>TIWAG lehnt diese Regelung in (9) ab: Eine Zugangsbeschränkung für Anbieter bei Vorliegen von lokalen Netzengpässen ist nicht nachvollziehbar. Letztlich stellt dies ein präventives Redispatchverfahren dar, was nicht den Vorgaben des §13a EnWG sowie den Hinweisen der Beschlusskammer 6 entspricht.</p>	<p>TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG</p>	
<p>9</p>	<p>(zu 9): Der BDEW sieht die Regelung sehr kritisch: Eine Zugangsbeschränkung für Anbieter bei Vorliegen von lokalen Netzengpässen ist nicht nachvollziehbar. Letztlich stellt dies ein präventives Redispatchverfahren dar, was nicht den Vorgaben des §13a EnWG sowie den Hinweisen der Beschlusskammer 6 entspricht. Des Weiteren kann es nicht die Aufgabe des Regelenergieanbieters sein, Engpässe beim Netzanschluss oder den Transportwegen bis ins Übertragungsnetz zu eruieren und zu beurteilen. Das muss in einer Abstimmung zwischen Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber erfolgen. Entsprechend der Aussagen der ÜNB auf dem Workshop in Nürnberg sollte klargestellt werden, dass die Eingriffsmöglichkeiten der VNB nicht über eine grundsätzliche Prüfung netztechnischer Restriktionen im Rahmen der VNB-Erklärung hinausgehen.</p>	<p>BDEW</p>	



<p>9</p>	<p>Zu Abs. 9 Der Anbieter ist nicht der Lage alle relevanten und geplanten Einschränkungen im Transportweg zum Übertragungsnetz bei der Angebotsstellung zu berücksichtigen. Der Anbieter holt sich von zwischengelagerten Verteilnetzbetreiber die ANB-Bestätigung ein, um die Leistungsvorhaltung sicherzustellen. Zusätzlich die aktuell verfügbare Leistung bei jeder Gebotsabgabe zu berücksichtigen ist nicht zumutbar. Weiter besteht Bedarf einer Klarstellung, unter welchen Voraussetzungen eine ANB-Bescheinigung verweigert oder entzogen werden kann. Aus Sicht des BVES ist dies lückenhaft geregelt. Darüber hinaus ist jegliche Vermarktung von Systemdienstleistung als Geschäftsmodell hinfällig, sofern keine feste Laufzeit vereinbart ist.</p>	<p>BVES</p>	
<p>9</p>	<p>Dass Regelreserveanbieter nach Art. 4 Nr. 9 alle ihm bekannten relevanten und geplanten Einschränkungen in den zugehörigen Netzanschlüssen (z.B. maximale Einspeise- und Bezugsleistung) und im Transportweg vom Netzanschlusspunkt bis ins Übertragungsnetz (z.B. temporäre Einschränkungen aufgrund von Netzarbeiten etc.) bei der Angebotsstellung berücksichtigen sollen, ist praxisfern. Der Anbieter hat keine Kenntnis darüber, wo welche Einschränkungen vorliegen oder gar geplant sind. Es ist eine Pflicht der Netzbetreiber dies zu prüfen, die nicht auf den Anbieter abgewälzt werden kann. Entsprechend sollte die Formulierung in Art. 4 Nr. 9 angepasst werden.</p>	<p>Statkraft Markets GmbH</p>	

9	<p>4(9) – Berücksichtigung der Übertragungsstrecke vom Netzanschlusspunkt zum ÜNB Der VNB vergibt die ANB-Bescheinigung. Damit wird bestätigt, dass das Netz entsprechende Kapazität bereitstellen kann. Aus Investorensicht benötigt man Sicherheit – genau dafür gilt diese Regelung. Der Regelleistungsanbieter kann hier nicht die Konflikte der Netzbetreiber austragen, dessen Zweck ist, genau das möglich zu machen und wofür er risikofrei vergütet wird. Es ist nicht nachvollziehbar, welche Problem im Netz auftreten, welche Reserven ausgenutzt werden, usw. – unter Umständen gerät man so unverschuldet und regulierungsbedingt in ein stranded Investment.</p>	Steag GmbH	
10	<p>Zu Ziffer (10): Eine Frist für die Einrichtung des Anbieterbereiches sollte ergänzt werden. Die Zugangsberechtigung sollte dem Anbieter innerhalb von 5d nach Erhalt aller relevanten Information übermittelt werden.</p>	UNIPER SE	<p>Die Zugangsberechtigung wird unmittelbar nach Erteilung der Präqualifikation eingerichtet. Eine Prozessbeschreibung in den Modalitäten ist aus Sicht der ÜNB nicht notwendig. Dies zeigt sich auch darin, dass in den Stellungnahmen der bereits präqualifizierten Anbietern keine Anmerkung zu diesen Punkt vorgebracht wurde.</p>
10	<p>Zu Abs. 10 Der BVES empfiehlt eine Klarstellung dahingehend, wer die Einrichtung des Anbieterbereiches sicherzustellen hat. Insbesondere ist unklar, wie und was sicherzustellen ist und ob hier abweichende Angaben zu den bereits geregelten Informationspflichten zu erfüllen sind. Ferner sollte eine Frist zur Prüfung und Übermittlung der Zugangsberechtigung durch den Anschluss-ÜNB geregelt werden.</p>	BVES	
11	<p>Ab11 Einheitliche Regelungen aller Anschluss-ÜNB sind</p>	EFET Deutschland	<p>Die ÜNB stellen über die Internetplattform einheitliche, regelzonenübergreifende Regelungen zur Angebotsabgabe</p>

	anzustreben		sicher und nehmen Anpassungen ausschließlich gemeinsam und unter vorheriger, rechtzeitiger Ankündigung vor. Abs. 11 wurde gestrichen.
11	Abs. 11: Es sollten einheitliche Regelungen aller Anschluss-ÜNB angestrebt werden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	
11	Zu Abs. 11 Fraglich ist, in welcher Form, Art oder Umfang die ÜNB an dieser Stelle die Notwendigkeit sehen, dass hier unterschiedliche Anforderungen gestellt werden könnten. Insoweit wird seitens des BVES empfohlen, dass sich die ÜNB diesbezüglich auf eine einheitliche Handhabung einigen, um Risiken der Formatierungen etc. zu vermeiden.	BVES	
12	Zu Ziffer (12): Die Gültigkeit des Angebotes sollte konkret formuliert werden. Das Angebot des Regelreserveanbieters ist bis zum offiziellen Ende der Vergabefrist. Entsprechend unseren Anmerkungen zum Artikel 16 sollten diese spätestens 5 Minuten nach Ende des Regelarbeitsmarktes sein. Sollte es zu einer Verzögerung bei der Mitteilung der Vergabe Entscheidung kommen, dann ist der Regelreserveanbieter nicht mehr an sein Angebot gebunden.	UNIPER SE	Alle Artikel zu Verzögerungen bei der Vergabe wurden neu formuliert und eine für Anbieter und ÜNB verbindliche Bindefrist von 90 Minuten festgelegt. Somit besteht zu Einem Klarheit darüber, zu welchem Zeitpunkt eine Vergabe als gescheitert gilt und somit die Anbieter freie Kapazitäten auf anderen Märkten allokalieren können, zum Anderen ermöglichen die 90 Minuten sowohl den ÜNB im Sinne einer effizienten Beschaffung eine Vergabe trotz Verzögerungen erfolgreich durchzuführen, zum Anderen auch den Anbietern, noch am Dayahead Markt teilzunehmen, wenn die Vergabe scheitert. Dies ist insbesondere für die MRL eine deutliche Verbesserung zum status quo.
12	Ab12 Die Gültigkeit des Angebotes sollte konkret formuliert werden. Das Angebot des Regelreserveanbieters ist bis zum offiziellen Ende der Vergabefrist gültig. Diese sollte spätestens 5 Minuten nach Ende des Regelarbeitsmarktes (1h vor Beginn der ersten Lieferviertelstunde) sein.	EFET Deutschland	

14	Zu Ziffer (14): Nachweislich nicht durch den Regelreserveanbieter abgegebene Angebote können nicht zu seinen Lasten gehen. Diese Klarstellung sollte ergänzt werden.	UNIPER SE	Alle Angebote die von einem Anbieter oder einem Erfüllungsgehilfen eines Anbieters über einen passwortgeschützten Bereich abgegeben werden sind rechtlich bindend. Die ÜNB sehen es nicht als zielführend an in den Modalitäten jedes auch noch so unwahrscheinliche Szenario zu regeln, in dem z.B. ein Anbieterbereich gehackt wird um dort Angebote abzugeben, in diesem Fall würde auch zu prüfen sein ob der Anbieter fahrlässig mit der Zugangsberechtigung umgegangen ist. Die ÜNB streben immer eine pragmatische und sachgerechte Lösung bei jeglichen Schwierigkeiten der Angebotsabgabe an.
14	Zu Ziffer (14) Nachweislich nicht durch den Regelreserveanbieter abgegebene Angebote können nicht zu Lasten des Regelreserveanbieters gelten!	RWE Supply & Trading	
14	Zu Ziffer (14) Nachweislich nicht durch den Regelreserveanbieter abgegebene Angebote können nicht zu Lasten des Regelreserveanbieters gelten! Vergabeentscheidungen werden durch die ÜNB getroffen; demzufolge ist der letzte Satz um die ÜNB zu ergänzen.	VGB PowerTech e. V., Essen	
16	4.16 Die Angebotsbindung von 4 h ist für den Bieter nachteilig. Sollte er nach 4 Stunden doch nicht z.B. in der aFRR bezuschlagt werden, kann er weder für die mFRR noch in der Day Ahead Auktion an der EEX vermarkten. Die Angebotsbindung ist daher deutlich zu reduzieren, ENGIE schlägt maximal 1 h vor. Alternativ soll der ÜNB eine zweite Auktion am Nachmittag durchführen, so wie es die aktuellen Regularien auch vorsehen. Der Absatz ist daher zu streichen.	ENGIE Deutschland AG	Eine Analyse vergangener Störungen bei er Vergabe hat ergeben, dass bei einer Bindefrist von nur 60 Minuten es zu häufigen Abbrüchen und zweiten Ausschreibungen gekommen wäre, was aus Sicht der ÜNB nicht im Sinne einer effizienten Beschaffung ist. Die ÜNB halten eine Bindefrist von 90 Minuten für sachgerecht, um sowohl eine effiziente Beschaffung als auch weitere Vermarktung im Falle einer nicht erfolgreichen Vergabe zu ermöglichen. Hinsichtlich der Umstellung auf die tägliche Ausschreibung gehen die ÜNB damit bereits durchaus ein Risiko ein, häufiger zu zweiten Ausschreibungen greifen zu müssen. Die ÜNB arbeiten auch deshalb an noch stabileren Prozessen und streben eine

			schnellere und störunanfällige Vergabe an. Sollte sich die Qualität diesbezüglich mit vertretbarem Aufwand steigern lassen, werden die ÜNB auch eine kürzere Bindefrist anstreben.
16	Abs. 16: Die Information sollte auch direkt an die Marktteilnehmer gehen.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Bei jeder Störung werden die Anbieter direkt informiert.
18	Zu Ziffer (18): Es sollte eine klare Regelung bezüglich der Gültigkeit geben (siehe Anmerkung zu Artikel 4 Ziffer 12). Die aktuelle Regelung in Ziffer 18 ist einseitig zu Gunsten des ÜNB, denn dieser kann die Ausschreibung annullieren bzw. den Gültigkeitszeitraum anpassen. Siehe auch Anmerkungen zum Artikel 16.	UNIPER SE	Alle Artikel zu Verzögerungen bei der Vergabe wurden neu formuliert und eine für Anbieter und ÜNB verbindliche Bindefrist von 90 Minuten festgelegt. Somit besteht zu Einem Klarheit darüber, zu welchem Zeitpunkt eine Vergabe als gescheitert gilt und somit die Anbieter freie Kapazitäten auf anderen Märkten allokalieren können, zum Anderen ermöglichen die 90 Minuten sowohl den ÜNB im Sinne einer effizienten Beschaffung eine Vergabe trotz Verzögerungen erfolgreich durchzuführen, zum Anderen auch den Anbietern, noch am Dayahead Markt teilzunehmen, wenn die Vergabe scheitert. Dies ist insbesondere für die MRL eine deutliche Verbesserung zum status quo.
19	(19)(a) und (b) Was ist hier der Hintergrund? Sind hier fehlerhafte Angebote gemeint? Was wäre ein preisliches Mißverhältnis? Hier fehlt die Transparenz. Außerdem müsste in jedem Fall mit dem Anbieter Rücksprache gehalten werden. Die derzeitige Formulierung kann zu Willkür führen.	Südvolt GmbH	Der Großteil des Marktes verhält sich bedenkenlos einwandfrei, rational und fair - sowohl was das Bietverhalten, als auch die Erbringung angeht. Allerdings haben sich die Anzahl der Gebote in bedenklicher Weise erhöht, die offenkundig auf ein Marktversagen wetten. Der Regelenergiemarkt ist jedoch keine Lotterie. Insbesondere aufgrund der eingeschränkten Größe des Marktes und der vorgeschriebenen Preisunelastizität der Nachfrage, bietet der Markt Anreize derartige Lotterie-Gebote einzustellen. Aus Sicht der ÜNB sollten weder Netznutzer noch Bilanzkreisverantwortliche für diese Situationen bezahlen

<p>19</p>	<p>Zu Ziffer (19): Lit. a) + b) Die Regelungen unter Lit. a und b sind nicht erforderlich und insbesondere nicht sachgerecht. Zudem ist ein „auffälliges preisliches Missverhältnis“ ein unbestimmter Rechtsbegriff. Es kann davon ausgegangen werden, dass bei Anwendung dieser Regelung eine gerichtliche Überprüfung erforderlich sein wird. Außerdem ist der Zweck dieser Regelung nicht ersichtlich. Daher sollten beide Absätze gelöscht werden. Lit c) Eine nachträgliche Änderung des Bedarfes aufgrund eines Irrtums ist ein nicht transparenter Prozess, da eine wesentliche Ausgangsgröße des Angebotes, die ausgeschriebene Menge, nachträglich für den Anbieter nicht nachvollziehbar geändert wird. Daher kann die Zuschlagung nur auf Basis der irrümlichen Menge erfolgen oder die Auktion wird für ungültig erklärt und wiederholt.</p>	<p>UNIPER SE</p>	<p>müssen. Um dies noch deutlich klarzustellen: Die ÜNB sind dankbar für jeden Anbieter und für jedes Gebot. Wir haben kein Interesse daran den Markt einzuschränken. Wir haben keine Präferenz bezüglich bestimmter Anbieter, Anlagen oder Konzepte. Wir wollen Preisspitzen bei Knappheit sowohl im Leistungs- als auch im Arbeitspreis. Allerdings sind Preisspitzen die aufgrund von Marktversagen oder missbräuchlichem Verhalten (17.10.2017) oder technischen Störungen der Internetplattform (z.B. Unterdeckung weil einige Anbieter Angebote nicht hochladen können) hervorgerufen werden und energiewirtschaftlich nicht begründbar sind, keinesfalls erstrebenswert - insbesondere wenn sie insolvenzgefährdende Ausmaße annehmen. Die ÜNB haben auch eine Verantwortung gegenüber Netznutzern und Bilanzkreisverantwortlichen und benötigen zur Wahrnehmung dieser Verantwortung Werkzeuge. Diese Regelungen bilden die einzigen Werkzeuge, die die ÜNB nicht fahrlässig oder übermäßig anwenden werden, da die ÜNB sich auch ihrer Verantwortung als Marktplatzbetreiber des Regelenergiemarktes bewusst sind.</p>
<p>19</p>	<p>Zu Artikel 4 (19): Wir lehnen eine derartige Vorgehensweise ab, da sie in der jetzigen Formulierung eine Willkür gegenüber den Anbietern darstellt. Die Zuschlagserteilung muss nach klaren transparenten und für die Anbieter verständlichen Kriterien erfolgen. Bei Bedenken hinsichtlich marktmissbräuchlichem Verhalten sollten diese auf Grundlage bestehender Regelungen (REMIT, et. al.) von bestehenden Institutionen (Markttransparenzstelle, Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt) geprüft und gegebenenfalls sanktioniert werden.</p>	<p>Vorarlberger Illwerke AG</p>	<p>c) Die ÜNB sind verpflichtet die dimensionierte Menge zu beschaffen. Ein fälschlich veröffentlichter Bedarf entbindet sie nicht von dieser Pflicht. Im Sinne einer effizienten Beschaffung rechtfertigt ein fehlerhaft veröffentlichter Bedarf keine neue Vergabe. Es betrifft alle Anbieter gleichermaßen. Die ÜNB werden dafür Sorge tragen, dass dieser Fall nicht auftritt, aber Fehler können nicht ausgeschlossen werden,</p>

<p>19</p>	<p>Zu Abs. 19: Wir bitten um Klarstellung der Intention dieses Absatzes. Auf welches Verhältnis wird in den jeweiligen Abschnitten abgestellt. Es wird jeweils nur ein Wert thematisiert der in sich bzw. zu sich selbst kein Verhältnis darstellt. Der erkennbare Nutzen scheint eine Begrenzung der Preise zu sein. Dies wird aber bereits durch ein Preislimit erreicht. Zusätzlich ist unklar was als „auffällig“ einzustufen ist. Dies wäre im Vorfeld transparent darzulegen.</p>	<p>Vattenfall Energy Trading</p>	<p>von daher halten wir es für angebracht diesen Fall klar zu regeln. Auch wenn Anbietern ein Fehler bei der Angebotsabgabe unterlaufen ist, haben wir bislang nach pragmatischen Lösungen gesucht, ohne dabei andere Anbieter zu benachteiligen.</p> <p>d) Eine Einkürzung um eine zweite Ausschreibung technisch zu ermöglichen unterscheidet sich nicht von einer sonstigen Einkürzung.</p>
<p>19</p>	<p>4(19): Steag-Antwort: Neben Preisobergrenzen und der Veröffentlichung von Geboten über 10.000€ sind Artikel 4 (19) a und b das dritte Instrument die Preise vom Netzbetreiber zu beeinflussen. Dies widerspricht dem Unbundling. Es ist unklar, was genau „ein auffälliges preisliches Missverhältnis“ bedeutet, wie sich das im Falle der FCR auf den clearing-preis auswirkt, ob diese Gebot veröffentlicht wird und nach welchen Kriterien eine Auffälligkeit bewertet wird. Diese fraglichen Punkte können logisch nur zu einer Ablehnung dieses Artikels führen.</p> <p>Hiermit wird zum wiederholten Mal versucht den Markt von Seiten der ÜNB zu beeinflussen und die Attraktivität des Regelenergiemarktes zu senken.</p>	<p>Steag GmbH</p>	
<p>19</p>	<p>4.19 Die ÜNB schlagen vor, dass Bieter aussortiert werden können. Dies lehnt ENGIE ab. Der Rahmen für die Ausschreibung und Bezuschlagung muss so gestaltet sein, dass Marktmanipulation nicht möglich ist. Daher ist es nicht nachvollziehbar, warum die ÜNB mit der BNetzA Anbieter ausschließen möchten, die sich erfolgreich präqualifiziert haben. Sollte es wenig Angebot geben</p>	<p>ENGIE Deutschland AG</p>	

	müssen die Preise für Regelreserve diese Knappheit auch durch widerspiegeln können. Wenn die Gebotsabgabe ein Fall für die Mißbrauchsaufsicht wäre, so sollte das Kartellamt bzw. die Markttransparenzstelle ohnehin von Amts wegen tätig werden.		
19	4(19) Die konsequente Umsetzung und Weiterentwicklung dieser Regelungen kann die Vorschläge in (1) und (2) ersetzen.	TRIMET Aluminium SE	
19	Abs.1: EFET lehnt die Einführung von Preisgrenzen ab. Da diese das 100-fache des aktuell durchschnittlichen Preises darstellt, führt dies auch nicht zu einem Schutz der Bieter. Der Absatz ist zu löschen. Die willkürliche Wahl der Preisobergrenze unterliegt der falschen Annahme, dass die zukünftigen Produktzeitscheiben alle den gleichen Wert besitzen – wahr ist jedoch, dass der Wert einiger Zeitscheiben weit höher ist als 1/100 des aktuellen Preisniveaus.	EFET Deutschland	
19	Ab19 Die ÜNB schlagen vor, dass Bieter aussortiert werden können. Dies lehnt EFET ab. Der Rahmen für die Ausschreibung und Bezuschlagung muss so gestaltet sein, dass Marktmanipulation nicht möglich ist. Daher ist es nicht nachvollziehbar, warum die ÜNB mit der BNetzA Anbieter ausschließen möchten, die sich erfolgreich präqualifiziert haben. Nicht nachvollziehbar wäre hier schon, wie die in der Regel zeitkritische Abstimmung mit	EFET Deutschland	



	der BNetzA, z.B. an Nicht-Werktagen, sichergestellt werden soll. Sollte es wenig Angebot geben müssen die Preise für Regelreserve diese Knappheit auch widerspiegeln können. Wenn die Gebotsabgabe ein Fall für die Missbrauchsaufsicht wäre, so sollte das Kartellamt bzw. die Markttransparenzstelle ohnehin von Amts wegen tätig werden.		
19	Zu Ziffer (19) Den Vorschlag, dass ÜNB einzelne Bieter aufgrund preislicher Missverhältnisse ausschließen, lehnen wir ab. Solche unberechenbare Eingriffe in den Markt durch Privatunternehmen sind unvereinbar mit dem Energy Only Markt und stellen für die Anbieter aufgrund der vollkommenen Unklarheit des Wordings ein Risiko dar. Stattdessen sollte man dem Markt vertrauen, oder in begründeten Fällen wettbewerbsrechtlich gegen etwaige Verstöße vorgehen.	RWE Supply & Trading	
19	(19) a) und b) Diese Punkte ergeben keinen Sinn. Wenn es einerseits einen freien Markt gibt, bei dem alle Preise zulässig sind, können auch keine Gebote ausgeschlossen werden. Soll es andererseits einen Markt mit Obergrenzen geben, dürfen keine Gebote ausgeschlossen werden, die unter diesen Obergrenzen bleiben. Andernfalls müsste definiert werden, was ein „auffälliges preisliches Missverhältnis“ sein soll. Wir schlagen vor: diesen Artikel streichen	Trianel GmbH	

19	Abs. 19a: Wir sehen grundsätzlichen Präzisionsbedarf, was ein „auffälliges preisliches Missverhältnis“ darstellt. Im Übrigen ist es nicht klar, wie ein solches Kriterium mit den geplanten Preisobergrenzen zusammenpassen kann.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	
19	Abs. 19b: Wir sehen grundsätzlichen Präzisionsbedarf, was ein „auffälliges preisliches Missverhältnis“ darstellt. Im Übrigen ist es nicht klar, wie ein solches Kriterium mit den geplanten Preisobergrenzen zusammenpassen kann.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	
19	19) a/b) Unscharfe Formulierungen wie „auffälliges preisliches Missverhältnis“ schaffen zusätzliche Unsicherheit, die markthemmend wirken. Da die Gebote bereits durch die Preisobergrenze auf eine maximale Höhe begrenzt sind, sollten Satz a und b gestrichen werden. Sollte die Preisobergrenze entfallen, sollte eine Begriffsschärfung oder ein konkretes Verhältnis zwischen Arbeits- und Leistungspreis oder zwischen den Geboten vorgegeben werden.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.	
19	19) d) Es sei darauf hingewiesen, dass dem Anbieter durch das Einkürzen der Gebotsgröße höhere Kosten für die Vorhaltung der Leistung entstehen können. Diese Kosten sollten durch die ÜNB erstattet werden, da sie der Anbieter nicht zu verantworten hat.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.	



19	Entelios schlägt vor, dass die Regelung in Artikel 4 (19) c) zumindest für beide Seiten möglich sein muss. Absatz c) erlaubt lediglich den ÜNB ein irrtümliches Gebot wieder zurückzuziehen. Dies muss auch den Anbieter ermöglicht werden. Im Übrigen ist es nicht sachgerecht, in einem solchen Fall (der ÜNB hat einen irrtümlichen Bedarf veröffentlicht), dass die Vergabe mit den auf Basis des irrtümlichen Bedarfs abgegeben Geboten erfolgt. Es muss dann eine neuen Aufruf zur Abgabe von Geboten (auf Basis des korrekten Bedarfs) erfolgen.	Entelios AG	
19	TIWAG schlägt die Streichung von (19a) vor. Es ist nicht nachvollziehbar, was ein auf-fälliges preisliches Missverhältnis sein soll. TIWAG schlägt die Streichung von (19b) vor. Es ist nicht nachvollziehbar, was ein auf-fälliges preisliches Missverhältnis sein soll.	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	
19	TIWAG schlägt vor, dass die Regelung (19c) zumindest für beide Seiten möglich sein muss. Absatz c) erlaubt lediglich den ÜNBs ein irrtümliches Gebot wieder zurückzuziehen. Dies muss auch den Anbietern ermöglicht werden. Im Übrigen ist es nicht sachgerecht, in einem solchen Fall (der ÜNB hat einen irrtümlichen Bedarf veröffentlicht), dass die Vergabe mit den auf Basis des irrtümlichen Bedarfs abgegebenen Geboten erfolgt. Es muss dann einen neuen Aufruf zur Abgabe von Geboten (auf Basis des korrekten Bedarfs) erfolgen.	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	

19	Abs. :19a/b: Es ist eine Präzisierung erforderlich, was ein „auffälliges preisliches Missverhältnis“ sein soll.	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	
19	Abs. 19c: Es ist nicht sachgerecht, dass in einem solchen Fall (der ÜNB hat einen irrtümlichen Bedarf veröffentlicht) die Vergabe mit den auf Basis des irrtümlichen Bedarfs abgegeben Geboten erfolgt. Es muss dann eine neuen Aufruf zur Abgabe von Geboten (auf Basis des korrekten Bedarfs) erfolgen.	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	
19	Hilfreich können hierzu bspw. die vorgeschlagenen Regelungen in Artikel 4 Abs. 19 sein, welche es ermöglichen, diese Angebote von der Vergabe auszuschließen. Ergänzend hierzu sollte einem möglichen Ausschluss der Angebote aber zunächst eine persönliche Ansprache an den Anbieter durch den ÜNB vorausgehen. Der Anbieter sollte dann sein Angebot begründen und mögliche Fehler bei der Angebotserstellung ausschließen können.	VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.	
19	(zu 19 a): Der BDEW schlägt die Streichung vor. Es ist nicht nachvollziehbar, was ein auffälliges preisliches Missverhältnis sein soll. Hierzu müsste es vorher festgelegte, ganz konkrete Regeln geben. Wenn ein Bieter im Rahmen der erlaubten Grenzen arbeitet, dann sollten die Gebote auch gültig sein. (zu 19 b) Der BDEW schlägt die Streichung vor. Es ist nicht nachvollziehbar, was ein auffälliges preisli-	BDEW	

	ches Missverhältnis sein soll. Hierzu müsste es vorher festgelegte, ganz konkrete Regeln geben. Wenn ein Bieter im Rahmen der erlaubten Grenzen arbeitet, dann sollten die Gebote auch gültig sein.		
19	(zu 19 c) Der BDEW schlägt vor, dass die Regelung zumindest für beide Seiten möglich sein muss. Absatz c) erlaubt lediglich den ÜNB ein irrtümliches Gebot wieder zurückzuziehen. Dies muss auch den Anbietern ermöglicht werden. Im Übrigen ist es nicht sachgerecht, in einem solchen Fall (der ÜNB hat einen irrtümlichen Bedarf veröffentlicht), dass die Vergabe mit den auf Basis des irrtümlichen Bedarfs abgegebenen Geboten erfolgt. Es muss dann einen neuen Aufruf zur Abgabe von Geboten (auf Basis des korrekten Bedarfs) erfolgen.	BDEW	
19	Zu Abs. 19 Bereits sprachlich ist der Zusammenhang zwischen den Regelungen der BNetzA und dem Vorbehalt der ÜNB nicht deutlich. Ferner ist fraglich, was unter einem auffälligen Missverhältnis hinsichtlich des Leistungspreises zu verstehen sein soll, insbesondere welcher Vergleichswert hierbei herangezogen wird. Sofern zudem Preisobergrenzen in Art. 4 Abs. 1 geregelt werden, ist eine sich darin bewegende Angebotsabgabe nicht als missbräuchlich zu qualifizieren. Insoweit empfiehlt der BVES einerseits eine Konkretisierung der Regelung als auch ein Abgleich mit den derzeit vorgeschlagenen Preisobergrenzen.	BVES	

<p>19</p>	<p>Die ergänzenden Regelungen nach Art. 4 Nr. 19 erweitern die Befugnisse der ÜNB erheblich. Es muss vermieden werden, dass die Marktaufsicht auf die ÜNB übergeht. Ohnehin fraglich ist, was ein auffälliges preisliches Missverhältnis ist. Dies sollte näher spezifiziert werden. Zu klären ist zudem, wie die in der Regel zeitkritische Abstimmung mit der BNetzA, z.B. gerade auch an Nicht-Werktagen, sichergestellt werden soll.</p>	<p>Statkraft Markets GmbH</p>	
<p>19</p>	<p>4(19) a und b - Ausschluss von Geboten, wenn sie „ein auffälliges Missverhältnis“ aufweisen Neben Preisobergrenzen und der Veröffentlichung von Geboten über 10.000€ sind Artikel 4 (19) a und b das dritte Instrument die Preise vom Netzbetreiber zu beeinflussen. Dies widerspricht dem Unbundling. Es ist unklar, was genau „ein auffälliges preisliches Missverhältnis“ bedeutet, wie sich das im Falle der FCR auf den clearing-preis auswirkt, ob diese Gebot veröffentlicht wird und nach welchen Kriterien eine Auffälligkeit bewertet wird. Diese fraglichen Punkte können logisch nur zu einer Ablehnung dieses Artikels führen. Hiermit wird zum wiederholten Mal versucht den Markt von Seiten der ÜNB zu beeinflussen und die Attraktivität des Regelenergiemarktes zu senken.</p>	<p>Steag GmbH</p>	
<p>20</p>	<p>Abs.20 Die Vergabefrist muss konkret festgelegt werden. Wir schlagen eine Vergabefrist von 5 Min. nach GCT vor. In der täglichen Auktion sind FCR, aFRR und mFRR mit jeweils einer Stunde Abstand vorgesehen. Hier muss den Anbietern auch ausreichend Zeit zur Vorbereitung des folgenden Angebots eingeräumt werden.</p>	<p>EFET Deutschland</p>	<p>Alle Artikel zu Verzögerungen bei der Vergabe wurden neu formuliert und eine für Anbieter und ÜNB verbindliche Bindefrist von 90 Minuten festgelegt. Somit besteht zum Einen Klarheit darüber, zu welchem Zeitpunkt eine Vergabe als gescheitert gilt und somit die Anbieter freie Kapazitäten auf anderen Märkten allokiieren können, zum Anderen ermöglichen die 90 Minuten sowohl den ÜNB im Sinne einer</p>

20	<p>Abs. 20: Die Vergabefrist muss konkret festgelegt werden. Wir schlagen eine Vergabefrist von 5 Minuten nach GCT vor. In der täglichen Auktion sind FCR, aFRR und mFRR mit jeweils einer Stunde Abstand vorgesehen. Hier muss den Anbietern auch ausreichend Zeit zur Vorbereitung des folgenden Angebots eingeräumt werden.</p>	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	<p>effizienten Beschaffung eine Vergabe trotz Verzögerungen erfolgreich durchzuführen, zum Anderen auch den Anbietern, noch am Day-ahead Markt teilzunehmen, wenn die Vergabe scheitert. Dies ist insbesondere für die MRL eine deutliche Verbesserung zum status quo.</p>
20	<p>Abs. 20: Die Vergabefrist ist konkret festzulegen; wir schlagen eine Vergabefrist von 5 Minuten nach GCT vor, so dass den Anbietern ausreichend Zeit für die Erstellung und Abgabe des Folgegebots verbleibt.</p>	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	
20	<p>(zu 20) Die Vergabefrist muss konkret festgelegt werden. Wir schlagen eine Vergabefrist von 5 Minuten nach Gate Closure vor.</p>	BDEW	
21	<p>Zu Ziffer (21) Zur Klarstellung sollte ergänzt werden, dass die Mitteilung per Email unter Wahrung der Rückmeldefrist erfolgt. (vgl. Artikel 4 Abs.12.)</p>	UNIPER SE	<p>Alle Artikel zu Verzögerungen bei der Vergabe wurden neu formuliert und eine für Anbieter und ÜNB verbindliche Bindefrist von 90 Minuten festgelegt. Somit besteht zu Einem Klarheit darüber, zu welchem Zeitpunkt eine Vergabe als gescheitert gilt und somit die Anbieter freie Kapazitäten auf anderen Märkten allokalieren können, zum Anderen ermöglichen die 90 Minuten sowohl den ÜNB im Sinne einer effizienten Beschaffung eine Vergabe trotz Verzögerungen erfolgreich durchzuführen, zum Anderen auch den Anbietern, noch am Day-ahead Markt teilzunehmen, wenn die Vergabe scheitert. Dies ist insbesondere für die MRL eine deutliche Verbesserung zum status quo.</p>
25	<p>Zu Ziffer (25) Grundsätzlich ist das Angebot bis zum Ende der</p>	UNIPER SE	<p>zu (12) Alle Artikel zu Verzögerungen bei der Vergabe wurden neu</p>

	Vergabefrist gültig (vgl. Artikel 4 Abs.12.) Die Art der Mitteilung kann im Fall von techn. Problemen auch auf anderem Wege erfolgen. Sollte dies jedoch nach Ende der Vergabefrist erfolgen, dann ist der Anbieter an sein Gebot nicht mehr gebunden		formuliert und eine für Anbieter und ÜNB verbindliche Bindefrist von 90 Minuten festgelegt. Somit besteht zum Einen Klarheit darüber, zu welchem Zeitpunkt eine Vergabe als gescheitert gilt und somit die Anbieter freie Kapazitäten auf anderen Märkten allokalieren können, zum Anderen ermöglichen die 90 Minuten sowohl den ÜNB im Sinne einer effizienten Beschaffung eine Vergabe trotz Verzögerungen erfolgreich durchzuführen, zum Anderen auch den Anbietern, noch am Dayahead Markt teilzunehmen, wenn die Vergabe scheitert. Dies ist insbesondere für die MRL eine deutliche Verbesserung zum status quo.
25	Abs. 25: Präzisierungsvorschlag: „...im Telefonat abgestimmt...“	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	
26	4(26): Steag-Antwort: Es muss möglich sein, die Leistung bei Nicht-Bezuschlagung anderweitig vermarkten zu können. Selbst bei kombinierten Einheiten (Regelleistung + DA-Vermarktung wie klassischerweise Kraftwerke vermarktet werden) ändert sich die Preisbasis für die Day-Ahead-Vermarktung. Verständlich ist, dass das eine ausreichend lange Gültigkeit für den Fall von Störungen nötig ist. Nicht nachvollziehbar jedoch sind vier Stunden Auf Grund der zuvor schon begrenzten Preise ist hier ein weiteres Instrument, um von einem freien Markt zu einer von den ÜNB vorgeschriebenen Einsatzweise zurückzukehren. Diese Mechanismen führen zu einer Einsatzweise, die vor dem Unbundling geherrscht hat.	Steag GmbH	Alle Artikel zu Verzögerungen bei der Vergabe wurden neu formuliert und eine für Anbieter und ÜNB verbindliche Bindefrist von 90 Minuten festgelegt. Somit besteht zum Einen Klarheit darüber, zu welchem Zeitpunkt eine Vergabe als gescheitert gilt und somit die Anbieter freie Kapazitäten auf anderen Märkten allokalieren können, zum Anderen ermöglichen die 90 Minuten sowohl den ÜNB im Sinne einer effizienten Beschaffung eine Vergabe trotz Verzögerungen erfolgreich durchzuführen, zum Anderen auch den Anbietern, noch am Dayahead Markt teilzunehmen, wenn die Vergabe scheitert. Dies ist insbesondere für die MRL eine deutliche Verbesserung zum status quo.

26	<p>Abs. 26 Die Angebotsbindung von 4 h ist für den Bieter nachteilig. Sollte er nach 4 Stunden doch nicht z.B. in der aFRR bezuschlagt werden, kann er weder für die mFRR noch in der Day-Ahead-Auktion an der EEX vermarkten. Die Angebotsbindung i</p>	EFET Deutschland	
26	<p>Zu Ziffer (26) Die Angebotsbindung nach Abs. 25 ist auf maximal zwei Stunden nach Ablauf der für die betreffende Ausschreibung festgelegten Vergabefrist zu begrenzen, da anderenfalls sich entsprechende Brennstoffbeschaffungsprozesse für die Regelleistungsvorhaltung nicht mehr realisieren lassen und die alternativen Vermarktungsmöglichkeiten für den Regelreserveanbieter zu stark eingekürzt werden. Die vier Stunden wären insbesondere deshalb schädlich, weil die Flexibilität der Anlage damit für die Day-Ahead und mFRR Auktionen nicht mehr verfügbar wäre obwohl eine Bezuschlagung noch gar nicht bekannt ist.</p>	RWE Supply & Trading	
26	<p>Zu Ziffer (26) Die Anwendungsfälle nach Ziffern (21) bis (25) sind nicht klar. In dem Begleitdokument ist keine Regelung enthalten. Ungeachtet dessen ist die Angebotsbindung nach Ziffer (25) auf maximal zwei Stunden nach Ablauf der für die betreffende Ausschreibung festgelegten Vergabefrist zu begrenzen, da anderenfalls sich entsprechende Brennstoffbeschaffungsprozesse für die Regelleistungsvorhaltung nicht mehr realisieren lassen und die alternativen Vermarktungsmöglichkeiten für den</p>	VGB PowerTech e. V., Essen	

	Regelreserveanbieter zu stark eingekürzt werden.		
26	Abs. 26: Die Bindefrist von bis zu 4 Stunden führt in Phase 2 (täglich: 8:00h) dazu, dass eine Vermarktung in anderen Märkten (Regelleistung, EOM) ausgeschlossen wird. Wir schlagen daher eine Bindefrist von maximal 30 Minuten vor.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	
26	<p>26) Technische Störungen, Wir erkennen an, dass es zu Ausnahmefällen kommen kann in denen besondere Maßnahmen notwendige werden.</p> <p>Da die genannten technischen Störungen aber nicht im Verantwortungsbereich des Anbieters liegen, dürfen technische und finanzielle Risiken nicht auf ihn abgewälzt werden. Sollten dem Anbieter durch die längere Angebotsbindung Kosten entstehen sind diese zu erstatten.</p> <p>Bezugnehmend auf die Konsultation zum vorgeschlagenen Änderung des Zuschlagsmechanismus im Rahmen des Festlegungsverfahrens zur Änderung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichung für Sekundärregelung und Minutenreserve vom 02.02.2018</p>	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.	

	begrüßen die Initiative der BNetzA, den aktuellen Ausschreibungsmechanismus aufgrund der historisch hohen Ausgleichsenergiepreise im Oktober 2017 zu hinterfragen und bis zur Festlegung eines neuen Ausschreibungsdesigns mit einem Regelarbeitsmarkt eine kurzfristige Zwischenlösung zu schaffen. Wir stimmen der Sicht der BNetzA ausdrücklich zu, dass die beobachteten Ausgleichsenergiepreise nicht auf eine Knap		
26	Entelios sieht die Bindefrist von vier Stunden als viel zu lang. Insbesondere mit Start der Auktion in Phase um 8:00 Uhr, dies führt zu zeitlichen Konflikten mit dem Großhandelsmarkt; d.h. es wird die Möglichkeit ausgeschlossen, nicht-bezuschlagte Gebote im Großhandelsmarkt anzubieten.	Entelios AG	
26	TIWAG sieht die Bindefrist von vier Stunden als viel zu lang; insbesondere mit Start der Auktionen in Phase 2 um 8:00h. Dies führt zu zeitlichen Konflikten mit dem Großhandelsmarkt; das heißt es wird die Möglichkeit ausgeschlossen, nicht bezuschlagte Gebote in anderen Märkten wieder anzubieten. Es muss möglich sein, nicht bezuschlagte Leistungen anderweitig (z.B. im Minutenreservemarkt oder im Day-Ahead Markt) anzubieten	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	
26	Abs. 26: Der bne sieht die Bindefrist von vier Stunden als viel zu lang an. Insbesondere mit Start der Auktion um 8:00h, führt dies zu zeitlichen Konflikten mit dem Großhandelsmarkt, denn es wird die Möglichkeit ausgeschlossen, nicht-bezuschlagte Gebote im Großhandelsmarkt anzubieten. Eine Bindefrist wäre deshalb auf maximal 30 Minuten zu beschränken.	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	

<p>26</p>	<p>zu Art 4 (26): Der BDEW sieht die Bindefrist von vier Stunden als viel zu lang; insbesondere mit Start der Auktionen in Phase 2 um 8:00h. Dies führt zu zeitlichen Konflikten mit dem Großhandelsmarkt; das heißt, es wird die Möglichkeit ausgeschlossen, nicht-bezuschlagte Gebote im Großhandelsmarkt wieder anzubieten. Es muss möglich sein, nicht-bezuschlagte Leistungen nach Freigabe anderweitig (z. B. im Minutenreservemarkt oder im Day-Ahead Markt) anzubieten. Der BDEW schlägt eine maximale Bindefrist von 30 Minuten.</p>	<p>BDEW</p>	
<p>26</p>	<p>Die Angebotsbindung bei technischen Störungen nach Art. 4 Nr. 26 ist mit 4 Stunden zu lang. Statkraft schlägt vor, diese Frist auf maximal 1 Stunde zu begrenzen, sodass die Vermarktung eines Kraftwerks bei einer fehlgeschlagenen aFRR-Auktion zumindest noch in einer mFRR-Auktion möglich wäre, bzw. nach einer fehlgeschlagenen mFRR-Auktion das Kraftwerk in der Spot-Auktion vermarktet werden könnte.</p>	<p>Statkraft Markets GmbH</p>	
<p>26</p>	<p>4(26) - Angebotsbindung für 4 Stunden Es muss möglich sein, die Leistung bei Nicht-Bezuschlagung anderweitig vermarkten zu können. Selbst bei kombinierten Einheiten (Regelleistung + DA-Vermarktung wie klassischerweise Kraftwerke vermarktet werden) ändert sich die Preisbasis für die Day-Ahead-Vermarktung. Verständlich ist, dass das eine ausreichend lange Gültigkeit für den Fall von Störungen nötig ist. Nicht nachvollziehbar jedoch sind vier Stunden Auf Grund der zuvor schon begrenzten Preise ist hier ein weiteres</p>	<p>Steag GmbH</p>	



	Instrument, um von einem freien Markt zu einer von den ÜNB vorgeschriebenen Einsatzweise zurückzukehren. Diese Mechanismen führen zu einer Einsatzweise, die vor dem Unbundling geherrscht hat.		
27	Zu Artikel 4 (27): Wir begrüßen die Entscheidung von der Einführung von Sekundärmärkten abzusehen und den unverhältnismäßig hohen Aufwand zu vermeiden	Vorarlberger Illwerke AG	

Artikel 5 – Aggregation

Stellungnahmen

Abs.	Anmerkung	Organisation	Antwort
8, 9	zu (8) und (9): Im Rahmen der Vorkonsultation zu den PQ-Bedingungen wurde von den ÜNB klargestellt, dass unter einem vom Reservenanbieter zu führenden "Nachweis" eine formlose Bestätigung des Reservenanbieters zu verstehen ist, welcher erklärt, dass die betreffende Anforderung erfüllt werden. Daraufhin wurde die Formulierung „weist nach“ durch „bestätigt“ ersetzt. Dies sollte auch in diesem Artikel in Absatz 8 und 9 implementiert und damit die Formulierung „hat nachzuweisen“ durch „bestätigt“ ersetzt werden.	Next Kraftwerke GmbH	Die ÜNB sind mit der in diesem Konsultationsbeitrag angeregten Klarstellung vollumfänglich einverstanden. Wegen der grundsätzlichen Neufassung des entsprechenden MfRRA-Artikels ist eine entsprechende Korrektur aber weder möglich noch erforderlich.



8	Artikel (8) Es muss richtig heißen: "Der Regelreserveanbieter hat zu bestätigen, dass ... ", entsprechend den PQ-Bedingungen nach dem Ergebnis der Vorkonsultation. Es muss richtig heißen: " ... die in der Tabelle im Anhang der PQ-Bedingungen für die jeweiligen ...", denn dieses Dokument hat keinen Anhang.	5 Trianel GmbH	Die ÜNB sind mit der in diesem Konsultationsbeitrag angeregten Klarstellung vollumfänglich einverstanden. Wegen der grundsätzlichen Neufassung des entsprechenden MfRRA-Artikels ist eine entsprechende Korrektur aber weder möglich noch erforderlich.
9	(9) Dieser Absatz könnte gut mit Abs. 8 zusammengefasst werden. Wie dort muss es heißen "zu bestätigen" statt "nachzuweisen".	Trianel GmbH	Hinsichtlich des ersten Satzes sei angemerkt, dass die ÜNB anderer Ansicht sind und eine Aufteilung auf zwei Absätze bevorzugen, um die Unterscheidung zwischen den beiden Typen von Daten zu verdeutlichen. Mit der im zweiten Satz angeregten Klarstellung sind die ÜNB vollumfänglich einverstanden. Wegen der grundsätzlichen Neufassung des entsprechenden MfRRA-Artikels ist eine entsprechende Korrektur aber weder möglich noch erforderlich.

<p>15</p>	<p>(zu 15) Der Absatz ist aus Sicht des BDEW so zu konkretisieren, dass die Besicherungsmöglichkeiten von Pools durch die Vorgabe nicht unverhältnismäßig beeinträchtigt werden. Grundsätzlich konterkariert eine feste Zuordnung von Reserveeinheiten und Gruppen zu einem Pool gerade die positiven Effekte von Aggregation, also eben durch keine feste Zuordnung von Erbringungseinheiten zu einem Gebotspool, um jederzeit eine 100%ige Erfüllung effizient garantieren zu können und zwar im Zweifel noch vor Einsetzung der eigenen Besicherungsreserve. Die feste Zuordnung erscheint allerdings eine angemessene Einschränkung, um sicherzustellen, dass auch Poolanbieter jederzeit die zugesagte Leistung tatsächlich vorhalten. Allerdings darf die eigene Besicherungsreserve des Anbieters hiervon nicht berührt werden. Denn deren Reserveeinheiten werden zwar für alle Pools vorgehalten, jedoch aus Sicherheits- und Effizienzgründen nach einer poolübergreifenden internen Merit-Order-Liste aktiviert. Die Zuordnung der Besicherungsreserve sollte daher nicht Viertelstunden scharf erfolgen.</p>	<p>BDEW</p>	<p>Anm. / Rück-äußerung: In den Konsultationsanmerkungen wird die Forderung erhoben, die Zuordnung der Besicherungsreserve solle nicht viertelstundenscharf erfolgen müssen. Aus Sicht der ÜNB geht diese Anmerkung auf ein Missverständnis zurück. Die ÜNB weisen darauf hin, dass eine Zuordnung von Besicherungsleistung nicht erforderlich ist, bevor der Besicherungsfall eintritt. Die Besicherungsleistung ist aber zu jedem Zeitpunkt vorzuhalten. Nach dem Eintritt des Besicherungsfalls gilt, dass die besichernde TE nur einem Pool pro RL-Art zugeordnet werden darf und die Poolzusammensetzung sich auch nur noch zur Viertelstunde ändern darf. Hinsichtlich der Besicherung ist generell anzumerken, dass sich durch die Umsetzung der Vorgaben der Festlegungen bnetza-2017-06-13-BK6-15-158 und bnetza-2017-06-13-BK6-15-159 das Besicherungsverfahren im Falle der aFRR und der mFRR grundlegend ändern wird. Die Besicherung wird nach der Umsetzung dieser Festlegungen nicht mehr auf der Basis von einzelnen TE erfolgen, sondern auf der Basis von Leistungsscheiben, was</p>
<p>15</p>	<p>Abs. 15 Diese Regelung gilt bisher nur für die aFRR. Es gibt aus unserer Sicht keinen Grund, die hohen Anforderungen der aFRR hinsichtlich der Poolzusammensetzung auf die anderen Regelernergiearten zu übertragen. Der Absatz ist zudem so zu konkretisieren, dass die Besicherungsmöglichkeiten von Pools durch die Vorgabe nicht unverhältnismäßig beeinträchtigt werden. Grundsätzlich konterkariert eine feste Zuordnung von Reserveeinheiten und Gruppen zu einem Pool gerade die positiven Effekte von Aggregation, also eben durch keine feste Zuordnung von Erbringungseinheiten zu einem Gebotspool jederzeit eine 100%ige Erfüllung effizient garantieren zu können und zwar im Zweifel noch vor Einsetzung der eigenen Besicherungsreserve. Die feste Zuordnung erscheint allerdings eine angemessene Einschränkung zu sein um sicherzustellen, dass auch Poolanbieter jederzeit die zugesagte Leistung tatsächlich vorhalten. Allerdings darf die eigene Besicherungsreserve des Anbieters hiervon nicht berührt werden. Deren Reserveeinheiten werden zwar für alle Pools vorgehalten, jedoch aus Sicherheits-</p>	<p>EFET Deutschland</p>	<p>Anm. / Rück-äußerung: In den Konsultationsanmerkungen wird die Forderung erhoben, die Zuordnung der Besicherungsreserve solle nicht viertelstundenscharf erfolgen müssen. Aus Sicht der ÜNB geht diese Anmerkung auf ein Missverständnis zurück. Die ÜNB weisen darauf hin, dass eine Zuordnung von Besicherungsleistung nicht erforderlich ist, bevor der Besicherungsfall eintritt. Die Besicherungsleistung ist aber zu jedem Zeitpunkt vorzuhalten. Nach dem Eintritt des Besicherungsfalls gilt, dass die besichernde TE nur einem Pool pro RL-Art zugeordnet werden darf und die Poolzusammensetzung sich auch nur noch zur Viertelstunde ändern darf. Hinsichtlich der Besicherung ist generell anzumerken, dass sich durch die Umsetzung der Vorgaben der Festlegungen bnetza-2017-06-13-BK6-15-158 und bnetza-2017-06-13-BK6-15-159 das Besicherungsverfahren im Falle der aFRR und der mFRR grundlegend ändern wird. Die Besicherung wird nach der Umsetzung dieser Festlegungen nicht mehr auf der Basis von einzelnen TE erfolgen, sondern auf der Basis von Leistungsscheiben, was</p>

	und Effizienzgründen nach einer poolübergreifenden internen Merit-Order-Liste aktiviert. Die Zuordnung der Besicherungsreserve sollte daher nicht Viertelstunden scharf erfolgen.		die Flexibilität für die beteiligten Parteien erhöht. Die konkrete Anmerkung ist nicht zu berücksichtigen, da die darin gestellte Forderung bereits dadurch erfüllt ist, dass Besicherungsleistung vor dem Eintritt des Besicherungsfalls nicht einem bestimmten Pool zugeordnet werden muss. In den Konsultationsanmerkungen wird kritisiert, dass die kontinuierliche Änderung der Zusammensetzung von FCR-Pools sowie von mFRR-Pools möglich bleiben sollte. Dieser Forderung können die ÜNB nicht zustimmen. Die planbare Zusammensetzung eines Pools muss jeweils für eine Viertelstunde unverändert bleiben; sie darf zu jeder Viertelstunde unter Berücksichtigung der Vorgabe zur Anpassung des vorausseilenden Arbeitspunktes geändert werden. Der Reserveanbieter hat dafür Sorge zu tragen, dass der Wechsel der Poolzusammensetzung ohne Sprünge der Regelleistungs-Istwerte erfolgt. Ausschließlich im Falle von technischen Störungen kann die Pool-Zusammensetzung auch innerhalb einer Viertelstunde geändert werden. Vorfälle dieser Art müssen in geeigneter Weise dokumentiert
15	Abs. 15: Diese Regelung gilt bisher nur für aFRR. Dementsprechenden ist nach FCR- Vertrag FCR der Wechsel der Primärregelleistung erbringenden Anlagen innerhalb eines Pools jederzeit möglich (Para. 6.2 (3)). Der mFRR-Vertrag überträgt die Koordinierung der von einem Abruf betroffenen Technischen Einheiten dem Anbieter (Para 7.9(4)). Es gibt aus unserer Sicht keinen Grund die hohen Anforderungen der aFRR hinsichtlich der Poolzusammensetzung auf die anderen Regelenergiearten zu übertragen. Vielmehr führt die Verschärfung der Anforderungen zu einer reduzierten Flexibilität des Anbieters.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	
15	5.15 Der Punkt sollte nicht für die Ausfallreserve gelten.	ENGIE Deutschland AG	
15	(15) Der Absatz ist aus Sicht von TIWAG so zu konkretisieren, dass die Besicherungsmöglichkeiten von Pools durch die Vorgabe nicht unverhältnismäßig beeinträchtigt werden. Grundsätzlich konterkariert eine feste Zuordnung von Reserveeinheiten und Gruppen zu einem Pool gerade die positiven Effekte von Aggregation, also eben durch keine feste Zuordnung von Erbringungseinheiten zu einem Gebotspool, um jederzeit eine 100%ige Erfüllung effizient garantieren zu können und zwar im Zweifel noch vor Einsetzung der eigenen Besicherungsreserve.	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	

<p>Daher darf die eigene Besicherungsreserve des Anbieters hiervon nicht berührt werden. Denn deren Reserveeinheiten werden zwar für alle Pools vorgehalten, jedoch aus Sicherheits- und Effizienzgründen nach einer poolübergreifenden internen Merit-Order-Liste aktiviert. Die Zuordnung der Besicherungsreserve sollte daher nicht Viertelstunden scharf erfolgen.</p>	<p>werden. Vorgaben für die strukturierte und standardisierte Erfassung von technischen Störungen werden die ÜNB noch entwickeln. Die Definition von Reserveeinheiten und Reservegruppen, die zu einem Pool gehören, muss für den Zeitraum von einer Viertelstunde unverändert bleiben, um sicherzustellen, dass der Sollwertvorgabe des Anschluss-ÜNB eine physikalische Erbringung durch den Regelreserveanbieter gegenübersteht und nachweisbar ist. Dies gilt für alle drei Regelleistungsarten. Eine TE darf zu einem Zeitpunkt nur einem Pool zugeordnet sein, da sonst eine Mehrfachvermarktung möglich wäre.</p> <p>Wären die MfRRA nicht sehr grundlegend überarbeitet worden, so wäre der Satz "Eine Reserveeinheit oder Reservegruppe darf während einer Viertelstunde nur einem einzigen Pool zugeordnet sein." zu korrigieren, denn diese Vorgabe gilt für TE, nicht für RE / RG.</p> <p>Änderungen an MfRRA:</p> <p>Die Aussagen der MfRRA zu den PQ-Bedingungen haben eine sehr grundsätzliche Überarbeitung erfahren, so dass die Konsultationsanmerkungen</p>
--	--

			<p>zumeist gegenstandslos geworden sind. Auch wenn durch die Überarbeitung eine Berücksichtigung der Anmerkungen in den MfRRA weder sinnvoll noch möglich ist, so sollen die Anmerkungen doch bei der noch anstehenden Überarbeitung der PQ-Bedingungen berücksichtigt werden. Die nachfolgenden Passagen erläutern dies detailliert. Die ÜNB gehen davon aus, dass sie in dieser Weise der gesetzlichen Vorgabe aus Artikel 10 Absatz 6 EB-VO gerecht werden.</p>
15	<p>Artikel 5 – Aggregation (15) Dieser Punkt steht in Konflikt mit der Möglichkeit zur Vermarktung einer Reservereinheit durch zwei unterschiedliche Aggregatoren, die mit dem Verfahren zur RL-Istwertbestimmung und Fehlerzuteilung eingeräumt werden soll. Bitte durch Konkretisierung im Text einen Ausschluss dieses Konfliktes vermeiden.</p>	TRIMET Aluminium SE	<p>Die Behauptung, dass die Behandlung des Themas in den aktuell konsultierten Dokumenten zur RL-Istwertbestimmung nicht konsistent ist mit Artikel 5 Absatz 15 MfRRA ist aus Sicht der ÜNB nicht korrekt, da die im Rahmen der RL-Istwertbestimmung diskutierten Ansätze gerade darauf abzielen, eine Vermarktung durch mehr als einen Anbieter dadurch zu ermöglichen, dass bspw. aus einer physikalischen TE zwei virtuelle TE gebildet werden. Die in Artikel 5 Absatz 15 MfRRA beschriebene Forderung würde dann auf die beiden virtuellen TEs angewendet. Die ÜNB haben allerdings zur Ermöglichung dieser Neuerung noch keine umfassende</p>

			<p>Lösung gefunden und daher in den MfRRA nur den Status Quo behandelt.</p> <p>Wegen der grundsätzlichen Neufassung des entsprechenden MfRRA-Artikels ist eine Aktualisierung der MfRRA nach Abschluss der Konsultation zu den RL-Istwerten aber weder möglich noch erforderlich. Die beabsichtigte Neuregelung wird ggf. nach Abschluss und Auswertung der RL-Istwertkonsultation in den PQ-Bedingungen nachgezogen werden. Da die angestrebte Neuregelung für die Anbieter zusätzliche Freiheitsgrade eröffnet und keine Nachteile mit sich bringt sollte dieses Vorgehen unproblematisch sein.</p>
<p>15</p>	<p>Zu Abs. 15: An dieser Stelle bitten wir um Konkretisierung. Im Falle eine Störung muss die Möglichkeit der Umplanung jederzeit gegeben sein. Wir regen an von dieser Bestimmung grundsätzlich Abstand zu nehmen, da dies bereits durch die Anwendung des „Arbeitspunkt +5min“ berücksichtigt wird.</p>	<p>Vattenfall Energy Trading</p>	<p>Zum gegenwärtigen Zeitpunkt wollen die ÜNB die in der Anmerkung geforderte Lösung nicht umsetzen, da diese eine sehr grundsätzliche Umstellung mit potentiell tiefgreifenden Folgen mit sich bringt. Die ÜNB wollen zunächst die Konsultation zu den RL-Istwerten abschließen. Generell sei angemerkt, dass die in der Anmerkung aufskizzierte Lösung zwar ggf. die Überprüfung der Erbringung ermöglicht; die ÜNB aus der praktischen Erfahrung heraus aber durch vermehrte Wechsel der Poolzuordnung Verschlechterungen bei</p>

			<p>der Qualität der RL-Erbringung befürchten.</p> <p>Im Falle von technischen Störungen ist eine Änderung der Poolzuordnung jederzeit möglich. Die genauen Anforderungen an die Dokumentation entsprechender Störfälle werden die ÜNB noch erarbeiten.</p>
7	(zu 7) Der BDEW schlägt vor, dass eine LFR Zonen übergreifende Besicherung möglich sein sollte.	BDEW	<p>Anm. / Rück-äußerung:</p> <p>In den Konsultationsanmerkungen wird die Möglichkeit einer LFR-zonenübergreifenden Besicherung gefordert. Die ÜNB sehen keine Veranlassung, diese Möglichkeit explizit anzusprechen. Der Grund hierfür ist, dass sich durch die Umsetzung der Vorgaben der Festlegungen bnetza-2017-06-13-BK6-15-158 und bnetza-2017-06-13-BK6-15-159 das Besicherungsverfahren im Falle der aFRR und der mFRR grundlegend ändern und die LFR-zonenübergreifende Besicherung umgesetzt wird. Die Besicherung wird nach der Umsetzung dieser Festlegungen nicht mehr auf der Basis von einzelnen TE erfolgen, sondern auf der Basis von Leistungsscheiben, was die Flexibilität für die beteiligten</p>
7	(7) Zumindest eine, die LFR-Zonen übergreifende Besicherung sollte ermöglicht werden.	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	
Allgemein / 7	<p>(Anm. der ÜNB - Handelt es sich bei dieser Anmerkung um eine Anmerkung zu den MfRRA oder um eine Anmerkung zu Zeilen 348 ff der PQ-Bedingungen?)</p> <p>Eine Kalkulation der benötigten Besicherung auf Ebene der Reserveeinheit bzw. Reservegruppe stellt eine deutliche und unnötige Verschlechterung zum aktuellen Vorgehen dar. Die Grundvoraussetzung sollte sein, dass der Reservepool regelkonform lieferfähig bleibt und eine angemessene Besicherung vorhält - so wie es aktuell vorgeschrieben ist. Angepasste PQ-Bedingungen dürfen nicht zu einer Erhöhung von Besicherungskosten im Vergleich zur heutigen Praxis führen. Eine Betrachtung auf Ebene der Reserveeinheiten/-gruppen ist hier unnötig. Vielmehr sollte angestrebt werden, dass eine Besicherung regelzonenübergreifend genutzt werden darf. Aus Sicht der Regelreserveanbieter sollte dies in Zukunft ermöglicht werden. Bei Änderungen der Vorgaben zur vorzuhaltenden Besicherung muss die dahinterliegende Berechnungsgrundlage konsultiert werden und transparent sein.</p>	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	

<p>Allgemein / 7</p>	<p>(Anm. der ÜNB - Handelt es sich bei dieser Anmerkung um eine Anmerkung zu den MfRRA oder um eine Anmerkung zu Zeilen 348 ff der PQ-Bedingungen?)</p> <p>Eine Kalkulation der benötigten Besicherung auf Ebene der Reserveeinheit bzw. Reservegruppe stellt eine deutliche und unnötige Verschlechterung zum aktuellen Vorgehen dar. Die Grundvoraussetzung sollte es unserer Ansicht nach sein, dass der Reservepool regelkonform lieferfähig bleibt und eine angemessene Besicherung vorhält - so wie es aktuell vorgeschrieben ist. Angepasste PQ-Bedingungen dürfen nicht zu einer Erhöhung von Besicherungskosten im Vergleich zur heutigen Praxis führen. Eine Betrachtung auf Ebene der Reserveeinheiten/-gruppen ist hier aus unserer Sicht unnötig. Vielmehr sollte angestrebt werden, dass eine Besicherung regelzonenübergreifend genutzt werden darf. Aus Sicht der Regelreserveanbieter sollte dies in Zukunft ermöglicht werden. Bei Änderungen der Vorgaben zur vorzuhaltenden Besicherung muss die dahinterliegende Berechnungsgrundlage konsultiert werden und transparent sein.</p>	<p>Entelios AG</p> <p>Parteien erhöht. In diesen Festlegungen wird zwar eine LFR-zonenübergreifende Besicherung für die FCR noch nicht behandelt; die ÜNB streben aber perspektivisch auch für die FCR eine solche Lösung an.</p> <p>In den Konsultationsanmerkungen wird die Berechnungsvorschrift für die Bestimmung der jeweils vorzuhaltenden Besicherungsleistung kritisiert. Die ÜNB sehen jedoch keine Veranlassung, Änderungen hieran vorzunehmen.</p> <p>Änderungen an MfRRA:</p> <p>Zunächst lässt sich festhalten, dass die Vorgaben der überarbeiteten PQ-Bedingungen keine Verschlechterung gegenüber dem Status Quo mit sich bringen. Eine solche Verschlechterung resp. Verschärfung der Anforderungen kann höchstens dadurch auftreten, dass ein Anbieter sich - aus freien Stücken - zu einer von der heutigen Praxis abweichenden Bündelung der TE entscheidet. Die Berechnungsgrundlage ist transparent und lässt sich als "(n-1) plus/minus besondere Umstände" zusammenfassen. Die "besonderen Umstände" sind dafür erforderlich, dem konkreten Einzelfall gerecht zu werden.</p>
-----------------------------	---	--



		<p>Die Bündelung von TE zu Reserveeinheiten und -gruppen zieht ein Klumpenrisiko nach sich; eine Betrachtung auf Ebene von Reserveeinheiten und -gruppen ist daher gerade nicht verzichtbar.</p> <p>Die Aussagen der MfRRA zu den PQ-Bedingungen haben eine sehr grundsätzliche Überarbeitung erfahren, so dass die Konsultationsanmerkungen zumeist gegenstandslos geworden sind. Auch wenn durch die Überarbeitung eine Berücksichtigung der Anmerkungen in den MfRRA weder sinnvoll noch möglich ist, so sollen die Anmerkungen doch bei der noch anstehenden Überarbeitung der PQ-Bedingungen berücksichtigt werden. Die nachfolgenden Passagen erläutern dies detailliert. Die ÜNB gehen davon aus, dass sie in dieser Weise der gesetzlichen Vorgabe aus Artikel 10 Absatz 6 EB-VO gerecht werden.</p>
--	--	--

<p>12</p>	<p>(zu BDEW schlägt folgende Änderung vor: (12) Der Regelreserveanbieter meldet dem Anschluss-ÜNB auf dessen Anfrage täglich bis 17:00 Uhr jede Reserveeinheit und jede Reservegruppe, die am folgenden Tag für die Vorhaltung und Erbringung von FCR / aFRR / mFRR planmäßig eingesetzt werden sollen und nennt dabei jeweils auch die Höhe, der Regelreserve, die vorgehalten und erbracht werden sollen. Für diese Meldung legt der Anschluss-ÜNB nach Abstimmung mit den anderen an der Ausschreibung beteiligten ÜNB das Verfahren fest. [NEU] gemäß den bestehenden Regelwerken wie der GLDPM und der ERRP.“ Datenmeldeverpflichtungen für Anlagenbetreiber sind in eigenen Regelwerken niedergeschrieben (GLDPM, ERRP) und für alle vier ÜNB einheitlich. Daher ist hier ein Verweis auf die geltenden Regelungen einzuführen. Weitergehende, parallele Regelungen in den Modalitäten für Regelreserveanbieter oder unterschiedliche Meldungsverpflichtungen je Regelzone lehnt der BDEW ab. Eine doppelte Datenmeldung muss unbedingt unterbleiben. Der ÜNB bekommt bereits im Rahmen von GLDPM (und zukünftig im Rahmen von SO-GL) alle geforderten Daten. Auch hier muss es für alle Kooperations-Regelzonen die gleichen Vorgaben geben, um Unterschiede und Diskriminierung zu vermeiden. Eine Meldung für jede Reserveeinheit und jede Reservegruppe, die am folgenden Tag für die Vorhaltung und Erbringung von FCR / aFRR / mFRR planmäßig eingesetzt werden sollen wird abgelehnt, da es insbesondere bei Dargebots abhängigen Anlagen eine unverhältnismäßige und sachlich nicht begründbare Einschränkung der Bewirtschaftung der Pools durch den Regelreserveanbieter darstellt. Anbieter sind verpflichtet (unter Androhung von Pönalen) die vertraglich zugesicherte Reserve aus ihren Pools zu erbringen. Wie die Erbringung bei Lieferung erfolgt, liegt im Ermessen und der Verantwortung des Anbieters und ist u. a. abhängig z. B. vom Dargebot des Primärenergieträgers oder Entwicklungen auf anderen Märkten (z. B. Intraday).</p>	<p>BDEW</p>	<p>Anm. / Rück-äußerung: In den Konsultationsanmerkungen wurde darauf hingewiesen, dass die bspw. in Artikel 5 Absatz 12 der Konsultationsfassung der MfRRA geforderten Vortagesmeldungen bereits durch den KWEP-1 resp. GLDPM-Prozess berücksichtigt seien und insofern eine Berücksichtigung in den PQ-Bedingungen resp. den Vorgaben für Regelreserveanbieter in den MfRRA nicht erforderlich sei und entsprechende Regelungen gelöscht werden sollten. Hierzu ist klarzustellen, dass der Kreis der jeweils zur Lieferung von Daten verpflichteten Parteien nach KWEP-1 / GLDPM einerseits und den aktuellen PQ-Bedingungen andererseits nicht vollkommen identisch ist. Ein ganz überwiegender Teil der präqualifizierten und auch der bezuschlagten Regelleistung dürfte zwar in der Tat durch die Datenmeldungen nach KWEP-1 / GLDPM erfasst sein. Es ist aber möglich, dass die durch diese Prozesse nicht erfasste Regelleistung für die Zwecke der Betriebsplanung und</p>
------------------	---	-------------	--

<p>13</p>	<p>(zu 13) Der BDEW schlägt vor: „(13) Nach Fristablauf sind Änderungen nur mit Zustimmung des Anschluss-ÜNB mit einer angemessenen Vorlaufzeit möglich. Eine Ablehnung der Änderungen durch den Anschluss-ÜNB kann nur bei drohender Gefährdung des sicheren Netzbetriebes erfolgen.“ Dieser Absatz ist zu streichen, da nicht definiert wurde, was eine angemessene Vorlaufzeit ist und unter welchen Kriterien eine Zustimmung untersagt werden kann.</p>	<p>BDEW</p>	<p>Systemführung berücksichtigt werden muss. Die ÜNB weisen darauf hin, dass die Formulierung in der Konsultationsfassung der MfRRA sowie die zu dieser Thematik in den aktuellen Rahmenverträgen für alle drei Regelleistungsarten enthaltenen Regelungen eine Übermittlung der Vortagesmeldungen nur "auf Anforderung" des Anschluss-ÜNB vorsehen. Es erscheint den ÜNB sinnvoll, die Möglichkeit der Anforderung von Vortagesmeldungen zwar beizubehalten; diese in der Praxis jedoch zumeist nicht zu nutzen. Dieser Ansatz sollte für alle Beteiligten akzeptabel sein: Der Aufwand für die Reservenanbieter wird minimiert, aber der ÜNB kann - wenn erforderlich - die benötigten Informationen erhalten.</p>
<p>12</p>	<p>12) Meldung der Einheiten täglich auf Anfrage bis 17 Uhr: Hier sollte auf möglichst bereits existierende, einheitliche Verfahren zurückgegriffen werden, um den Aufwand zu minimieren. Die zusätzliche Datenmeldepflicht führt insbesondere bei Aggregatoren mit kleineren Anlagen zu erheblichem Aufwand. Müssten für Anlagen in unterschiedlichen Regelzonen unterschiedliche Verfahren angewandt werden, würden unverhältnismäßig hohe Kosten anfallen.</p>	<p>Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.</p>	<p>Es sei in diesem Zusammenhang noch angemerkt, dass die Vorgaben zu den Vortagesmeldungen aktuell leider noch nicht über alle einschlägigen Dokumente hinweg konsistent ausgestaltet sind. TC Anhang D1 (FCR / PRL) sieht in Abschnitt 3.4.5 verpflichtende Vortagesmeldungen vor; ebenso TC Anhang D2-1 in Abschnitt 3.4.3. Im TC Anhang D2-2 wiederum</p>
<p>13</p>	<p>(13) Da sowohl die Anlagen als auch der Regelenergieanbieter eingehend von den ÜNB überprüft worden sind, können wir nicht nachvollziehen, warum diese drastische Einschränkung der Hoheit des Regelreserveanbieters über seinen Anlagenpool erfolgen soll. Da eine Optimierung des Anlagenpools nur noch eingeschränkt möglich wäre, würden zusätzliche Kosten entstehen die die insbesondere EE-Anlagen, Speicher und Lasten benachteiligen würden.</p>	<p>Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.</p>	<p>Es sei in diesem Zusammenhang noch angemerkt, dass die Vorgaben zu den Vortagesmeldungen aktuell leider noch nicht über alle einschlägigen Dokumente hinweg konsistent ausgestaltet sind. TC Anhang D1 (FCR / PRL) sieht in Abschnitt 3.4.5 verpflichtende Vortagesmeldungen vor; ebenso TC Anhang D2-1 in Abschnitt 3.4.3. Im TC Anhang D2-2 wiederum</p>
<p>12</p>	<p>Abs. 12: Datenmeldeverpflichtungen für Anlagenbetreiber sind in eigenen Regelwerken niedergeschrieben (GLDPM, ERRP) und für alle vier ÜNB einheitlich. Daher ist hier ein Verweis auf die Vorschriften einzuführen. Weitergehende, parallele Regelungen in den Modalitäten für Regelreserveanbieter oder unterschiedliche Meldungsverpflichtungen je Regelzone lehnt der bne ab. Auch hier muss es für alle Kooperations-Regelzonen die gleichen Vorgaben geben, um Unterschiede und Diskriminierung zu vermeiden.</p>	<p>Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)</p>	<p>Es sei in diesem Zusammenhang noch angemerkt, dass die Vorgaben zu den Vortagesmeldungen aktuell leider noch nicht über alle einschlägigen Dokumente hinweg konsistent ausgestaltet sind. TC Anhang D1 (FCR / PRL) sieht in Abschnitt 3.4.5 verpflichtende Vortagesmeldungen vor; ebenso TC Anhang D2-1 in Abschnitt 3.4.3. Im TC Anhang D2-2 wiederum</p>

12	<p>Zu Abs. 12</p> <p>Die Aufteilung einer Reserveeinheit bzw. -gruppe sollte dem bezuschlagten Anbieter allein zustehen. Der BVES bittet um eine Begründung, weshalb eine tägliche Anfrage des ÜNB für den Reserveeinsatz notwendig ist. Zudem sollte geklärt werden, welche Auswirkungen es auf "das Verfahren" hat und was "das Verfahren" ist.</p>	BVES	<p>ist in Abschnitt 2.13. die Verpflichtung zur Abgabe der Vortagesmeldungen an die Aufforderung des ÜNB geknüpft. Diese Inkonsistenzen sollen im Laufe der weiteren Überarbeitung der Dokumente bereinigt werden.</p>
12	<p>Abs. 12</p> <p>Hier wird schleichend eine Georeferenzierung eingeführt. Das widerspricht den Bedingungen eines freien Marktes. Es ist nicht Aufgabe der Regelleistungserbringer, Verantwortung für den nicht vorhandenen Netzausbau zu übernehmen. Effekte einer durch dieses Instrument nicht mehr möglichen wirtschaftlichen Optimierung über einzelne Anlagen können nicht mehr weitergegeben werden und resultieren in einem höheren Preis. Datenmeldeverpflichtungen für Anlagenbetreiber sind in eigenen Regelwerken niedergeschrieben (GDLPM, ERRP) und für alle vier ÜNB einheitlich. Daher ist hier ein Verweis auf die Vorschriften einzuführen. Weitergehende, parallele Regelungen in den Modalitäten für Regelreserveanbieter oder unterschiedliche Meldeverpflichtungen je Regelzone lehnt EFET ab.</p>	EFET Deutschland	<p>Die Vorgaben hinsichtlich der o.g. Prozesse sind in allen deutschen LFR-Zonen identisch.</p> <p>Schließlich sei im Zusammenhang mit der Behandlung der Vortagesmeldungen noch ein Missverständnis korrigiert: Durch die Vortagesmeldungen wird Artikel 4 Absatz 9 in der Konsultationsfassung der MfRRA keineswegs überflüssig. Der Regelreserveanbieter bleibt selbstverständlich dafür verantwortlich, alle für die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung relevanten und geplanten Einschränkungen</p>
11	<p>Abs. 11: Diese Forderung ist bereits durch demn ERRP-Meldeprozess abgedeckt. Darüber hinausgehende Vorabinformationen sind nicht vorgesehen.</p>	EnBW Energie Baden- Württemberg AG	<p>in seinen Technischen Einheiten, in den zugehörigen Netzanschlüssen (z.B. maximale Einspeise- und Bezugsleistung) und im Transportweg vom Netzanschlusspunkt bis ins Übertragungsnetz (z.B. temporäre Einschränkungen aufgrund von Netzarbeiten etc.) bei der Angebotsstellung zu berücksichtigen.</p>
12	<p>Abs. 12: Diese Forderung bereits durch den ERRP-Meldeprozess abgedeckt.</p>	EnBW Energie Baden- Württemberg AG	<p>in seinen Technischen Einheiten, in den zugehörigen Netzanschlüssen (z.B. maximale Einspeise- und Bezugsleistung) und im Transportweg vom Netzanschlusspunkt bis ins Übertragungsnetz (z.B. temporäre Einschränkungen aufgrund von Netzarbeiten etc.) bei der Angebotsstellung zu berücksichtigen.</p>
12	<p>5.12</p> <p>Datenmeldeverpflichtungen für Anlagenbetreiber sind in eigenen Regelwerken niedergeschrieben (GDLPM, ERRP) und für alle vier ÜNB einheitlich. Daher ist hier ein Verweis auf die Vorschriften einzuführen. Weitergehende, parallele Regelungen in den Modalitäten für Regelreserveanbieter oder unterschiedliche</p>	ENGIE Deutschland AG	<p>in seinen Technischen Einheiten, in den zugehörigen Netzanschlüssen (z.B. maximale Einspeise- und Bezugsleistung) und im Transportweg vom Netzanschlusspunkt bis ins Übertragungsnetz (z.B. temporäre Einschränkungen aufgrund von Netzarbeiten etc.) bei der Angebotsstellung zu berücksichtigen.</p>

	Meldungsverpflichtungen je Regelzone lehnt ENGIE ab.		Dies kann im Einzelfall bedeuten, dass der Regelreserveanbieter nicht an der Ausschreibung teilnehmen kann.
13	<p>5.13</p> <p>Im Laufe des weiteren Handelsgeschehens ist es derzeit auch möglich, dass der Bieter aus anderen Anlagen die Regelreserve erbringt. Es leuchtet nicht ein, gerade mit Blick auf die Einführung einer regelzonenübergreifenden Besicherung ab 12.07.2019, hier solche Marktbeschränkungen durchzuführen. Die Anbieter sind verpflichtet innerhalb ihres Pools Regelleistung zu erbringen und müssen diese nach Bedarf z.B. Intradayhandel, Portfoliooptimierung frei gestalten können. Wenn die Anbieter wie vorgeschlagen für eine gesperrt sind ist dies nicht möglich. Welche Gründe der Systemsicherheit hier dagegensprechen könnten ist nicht klar, in der Regel überspringt der ÜNB doch solche Angebote und greift auf den nächsten Bieter zu. Die Einführung eines neuen Konzeptes zu Lasten der Bieter lehnen wir ab. Auch ist fraglich, wie genau das für Gebote am Arbeitsmarkt funktionieren soll, ENGIE hält dies für einen Widerspruch. Der Punkt 5.13 ist zu streichen.</p>	ENGIE Deutschland AG	<p>Änderungen an MfRRA:</p> <p>Die Aussagen der MfRRA zu den PQ-Bedingungen haben eine sehr grundsätzliche Überarbeitung erfahren, so dass die Konsultationsanmerkungen zumeist gegenstandslos geworden sind. Auch wenn durch die Überarbeitung eine Berücksichtigung der Anmerkungen in den MfRRA weder sinnvoll noch möglich ist, so sollen die Anmerkungen doch bei der noch anstehenden Überarbeitung der PQ-Bedingungen berücksichtigt werden. Die nachfolgenden Passagen erläutern dies detailliert. Die ÜNB gehen davon aus, dass sie in dieser Weise der gesetzlichen Vorgabe aus Artikel 10 Absatz 6 EB-VO gerecht werden.</p>
12	Datenmeldeverpflichtungen für Anlagenbetreiber sind in eigenen Regelwerken niedergeschrieben (GLDPM, ERRP) und für alle vier ÜNB einheitlich. Daher ist hier ein Verweis auf die Vorschriften einzuführen. Weitergehende, parallele Regelungen in den Modalitäten für Regelreserveanbieter oder unterschiedliche Meldungsverpflichtungen je Regelzone lehnt Entelios ab. Auch hier muss es für alle Kooperations-Regelzonen die gleichen Vorgaben geben, um Unterschiede und Diskriminierung zu vermeiden.	Entelios AG	<p>Änderungen an PQ-Bedingungen:</p> <p>Obige Ausführungen hinsichtlich der Vortagesmeldungen sind in den Rahmenverträgen (sic) und, soweit erforderlich, sonstigen Dokumenten nachzuziehen; an den PQ-Bedingungen sind keine Änderungen erforderlich.</p>
12	<p>Anmerkung Statkraft zu Artikel 5</p> <p>Missverständlich ist die Regelung nach Art. 5 Nr. 12, wonach der Regelreserveanbieter dem Anschluss-ÜNB auf dessen Anfrage täglich bis 17:00 Uhr jede Reserveeinheit und jede Reservegruppe meldet, die am folgenden Tag für die Vorhaltung und Erbringung von FCR / aFRR / mFRR planmäßig eingesetzt werden sollen. Denn es ist nicht klar, ob die Meldung nun täglich oder auf Anfrage erfolgen</p>	Statkraft Markets GmbH	

	soll. Um den Meldeaufwand zu reduzieren, plädiert Statkraft dafür, dass eine Meldung nur auf Anfrage und bei einem berechtigten Interesse des ÜNB erfolgen sollte.		
12	5(12): Steag-Antwort: Dieser Artikel ist unvereinbar mit einem Regelleistungs-Arbeitsmarkt. Er ist unvereinbar mit der N-1-Strategie der Anbieter. Es ist unklar, wie die Meldung erfolgt sowie der Zweck derselben. Was sind die Folgen, wenn der Inhalt der Meldung im Nachhinein geändert wird, da es wirtschaftlich sinnvoll ist? Hier wird schleichend eine Georeferenzierung eingeführt. Das widerspricht den Bedingungen eines freien Marktes. Es ist nicht Aufgabe der Regelleistungserbringer Verantwortung für den nicht vorhandenen Netzausbau zu übernehmen. Effekte einer durch dieses Instrument nicht mehr möglichen wirtschaftlichen Optimierung über einzelne Anlagen können nicht mehr weitergegeben werden und resultieren in einem höheren Preis.	Steag GmbH	
12	(12) Eine verpflichtende Meldung für jede Reserveeinheit und jede Reservegruppe, die am folgenden Tag für die Vorhaltung und Erbringung von FCR / aFRR / mFRR planmäßig eingesetzt werden sollen wird abgelehnt, da es insbesondere bei Dargebots abhängigen Anlagen eine unverhältnismäßige und sachlich nicht begründbare Einschränkung der Bewirtschaftung der Pools durch den Regelreserveanbieter darstellt. Anbieter sind verpflichtet (unter Androhung von Pönalen) die vertraglich zugesicherte Reserve aus ihren Pools zu erbringen. Wie die Erbringung bei Lieferung erfolgt liegt im Ermessen und der Verantwortung des Anbieters und ist u.a. abhängig z.B. vom Dargebot des Primärenergieträgers oder Entwicklungen auf anderen Märkten (z.B. Intraday).	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	
13	(13) Dieser Absatz ist zu streichen, da nicht definiert wurde was ist eine angemessene Vorlaufzeit ist und unter welchen Kriterien eine Zustimmung untersagt werden kann?	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	

11 ff.	Zu Ziffer (11) ff. Die Überprüfung des Transportweges erfolgt entsprechend Artikel 4 Ziffer Abs. 9 durch den Netzbetreiber. Daher ist dieser Absatz obsolet.	UNIPER SE	
12	Zu Ziffer (12) Datenmeldeverpflichtungen für Anlagenbetreiber sind in eigenen Regelwerken niedergeschrieben (GDLP, ERRP) und für alle vier ÜNB einheitlich. Daher ist hier ein Verweis auf die Vorschriften einzuführen. Weitergehende, parallele Regelungen in den Modalitäten für Regelreserveanbieter oder unterschiedliche Meldeverpflichtungen je Regelzone sind nicht erforderlich bzw. sind in den zuvor genannten Regelungen zu klären und nicht in den Präqualifikationsbedingungen.	UNIPER SE	
11 ff.	Zu Ziffer (11) ff. Da hier dem Anschein nach von den TSO's die Überprüfung des Transportweges erfolgt wird Artikel 4 Ziffer (9) obsolet. Bestätigt wird dieses Vorgehen durch Artikel 9 Ziffer (5).	RWE Supply & Trading	
13	Zu Abs. 13: Zur sicheren und zuverlässigen Bereitstellung von Regelleistung und Regelarbeit nutzen die Anbieter bereits heute die Möglichkeit verschiedene TE innerhalb ihres Portfolios zu nutzen. Aus unsere Sicht gibt es keinen Zusatznutzen, diese Möglichkeiten durch eine zeitliche Restriktion einzuschränken. Darüber hinaus sehen wir die PQ als ausreichendes Kriterium für die Teilnahme einer TE und betrachten den Zustimmungszwang durch den ÜNB als Barriere für eine Marktpartizipation.	Vattenfall Energy Trading	Siehe vorherige Antwort und: Im Übrigen ist die PQ keine hinreichende Bedingung für die Zulässigkeit der Teilnahme an Ausschreibungen, da bei der PQ die aktuelle Netzsituation nicht berücksichtigt werden kann.
10	(zu 10) Das Recht des ÜNBs, dem Regelreserveanbieter zur Überprüfung der korrekten Erbringung zusätzliche Vorgaben hinsichtlich der Aggregation resp. Disaggregation der Daten zu machen, sollte klar eingegrenzt und nachvollziehbar begründet werden. Die Vorgaben sollten sich innerhalb der Regelzonen (der Kooperations-Regelzonen) nicht unterscheiden.	BDEW	Anm. / Rück-äußerung: In den Konsultationsanmerkungen wird u.a. gefordert, dass das Recht des ÜNB, dem Regelreserveanbieter zur Überprüfung der korrekten Erbringung

<p>10</p>	<p>10) ÜNB hat das Recht zusätzliche Vorgaben hinsichtlich der Aggregation resp. Disaggregation der Daten zu machen. Auch hier können dem Anbieter unkalkulierbare Kosten entstehen und wiederum werden kleinere Einheiten gegenüber Größeren Einheiten benachteiligt. Sollten zusätzliche Daten oder eine höhere Auflösung notwendig werden, so hat die Anpassung in allen Regelzonen gemeinsam und unter Einbeziehung aller Betroffenen so wie der BNetzA zu erfolgen. Sollten zusätzliche Daten nur in einem Einzelfall benötigt werden, sollte dies im bilateralem Gespräch geklärt werden. Welche Daten mit welchem Aufwand bereitgestellt werden können und in welchem Umfang dies kostenfrei geschehen kann, kann so am besten geklärt werden. Sollen bindend neue Vorgaben eingeführt werden, muss dies in einem geordneten Prozess unter Einbindung der BNetzA und der Stakeholder erfolgen. Es sollte dringend vermieden werden, dass einzelne ÜNB einzelnen Anbietern zur erweiterten Datenbereitstellung verpflichtet. Daher fordern wir einheitliche Datenformate für alle Regelzonen und alle Anbieter</p>	<p>Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.</p>	<p>zusätzliche Vorgaben hinsichtlich der Aggregation resp. Disaggregation der Daten zu machen, klar eingegrenzt und nachvollziehbar begründet werden sollte und sich entsprechende Vorgaben nicht zwischen den LFR-Zonen unterscheiden sollten.</p> <p>Der ersten Forderung können die ÜNB teilweise zustimmen. In dem nach dem Workshop vom 14. Februar 2018 verteilten Dokument mit Fragen und Antworten hatten die ÜNB bereits die folgende Präzisierung vorgenommen: "Diese Vorgabe wurde im Workshop diskutiert. Vorgesehen durch die ÜNB ist eine Nutzung in Einzelfällen, bspw. um gezielt die Qualität der Erbringung durch bestimmte neuartige Technologien überprüfen zu können."</p>
<p>10</p>	<p>Abs. 10: Das Recht des ÜNB, dem Regelreserveanbieter zur Überprüfung der korrekten Erbringung zusätzliche Vorgaben hinsichtlich der Aggregation resp. Disaggregation der Daten zu machen, sollte klar eingegrenzt und jede zusätzliche Anforderung nachvollziehbar begründet werden. Die Vorgaben sollten sich innerhalb der Regelzonen (der Kooperations-Regelzonen) nicht unterscheiden.</p>	<p>Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)</p>	<p>Der Anforderung der nachvollziehbaren Begründung stimmen die ÜNB also zu. Allerdings teilen die ÜNB nicht die Einschätzung, dass es Ex-Ante-Einschränkungen geben sollte, denn dies schränkt die Flexibilität für die ÜNB ein, Nicht-Standard-PQ-Verfahren durchzuführen. Letztere Flexibilität kommt insbesondere auch den</p>
<p>10</p>	<p>Zu Abs. 10 Hier würde der BVES Regelbeispiele empfehlen, die eine bessere Vorhersehbarkeit der ggf. nachgeforderten Informationen in Bezug auf die konkrete Aggregation zulassen.</p>	<p>BVES</p>	<p>Der Anforderung der nachvollziehbaren Begründung stimmen die ÜNB also zu. Allerdings teilen die ÜNB nicht die Einschätzung, dass es Ex-Ante-Einschränkungen geben sollte, denn dies schränkt die Flexibilität für die ÜNB ein, Nicht-Standard-PQ-Verfahren durchzuführen. Letztere Flexibilität kommt insbesondere auch den</p>
<p>10</p>	<p>Abs. 10: Die PQ-Bedingungen verpflichten den Anbieter zu wesentlich umfangreicheren Datenlieferungen als das aktuell üblich ist. Unter anderem müssen auch offline regelmäßig Daten bereitgestellt werden. Für darüber hinausgehende Datenlieferung muss daher vom ÜNB zunächst eine Begründung vorgelegt werden.</p>	<p>EnBW Energie Baden-Württemberg AG</p>	<p>Der Anforderung der nachvollziehbaren Begründung stimmen die ÜNB also zu. Allerdings teilen die ÜNB nicht die Einschätzung, dass es Ex-Ante-Einschränkungen geben sollte, denn dies schränkt die Flexibilität für die ÜNB ein, Nicht-Standard-PQ-Verfahren durchzuführen. Letztere Flexibilität kommt insbesondere auch den</p>

10	Das Recht des ÜNB, dem Regelreserveanbieter zur Überprüfung der korrekten Erbringung zusätzliche Vorgaben hinsichtlich der Aggregation resp. Disaggregation der Daten zu machen, sollte klar eingegrenzt und nachvollziehbar begründet werden. Die Vorgaben sollten sich innerhalb der Regelzonen (der Kooperations-Regelzonen) nicht unterscheiden.	Entelios AG	Anbietern zugute. Der zweiten Forderung stimmen die ÜNB nicht zu, da sich ja auch die zu präqualifizierenden TE / RE / RG zwischen den LFR-Zonen unterscheiden könnten. Natürlich ist es das Anliegen der ÜNB, gleichartige Fälle auch gleich zu behandeln.
10	zu (10): In dem Abschnitt wird den ÜNB die Option eingeräumt, dem Regelreserveanbieter zur Überprüfung der korrekten Erbringung zusätzliche Vorgaben hinsichtlich der Aggregation resp. Disaggregation der Daten zu machen. Die Formulierung „zusätzliche Vorgaben“ entbehrt jeglicher Bezug zur Angemessenheit bzw. Begründbarkeit. Da Änderungen grundsätzlich mit Aufwand und Kosten verbunden sind, sollten sie immer angemessen und begründbar sein sowie entsprechende Übergangsfristen aufweisen. Außerdem sollten stets die Meinungen der Stakeholder mittels Konsultationen eingeholt werden.	Next Kraftwerke GmbH	Da die hier angesprochenen zusätzlichen Vorgaben immer nur Einzelfälle betreffen werden, ist - wie in einer Konsultationsanmerkung ausgeführt - eine bilaterale Abstimmung in der Tat das zweckmäßige Vorgehen. Insbesondere erscheint es nicht sinnvoll, die für einen Einzelfall vorgesehenen Regelungen öffentlich zu konsultieren.
10	(10) Das Recht des ÜNB, dem Regelreserveanbieter zur Überprüfung der korrekten Erbringung zusätzliche Vorgaben hinsichtlich der Aggregation resp. Disaggregation der Daten zu machen, sollte klar eingegrenzt und nachvollziehbar begründet werden. Die Vorgaben sollten sich innerhalb der Regelzonen (der Kooperations-Regelzonen) nicht unterscheiden.	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	Im Zusammenhang mit der Thematik der zusätzlichen Vorgaben hinsichtlich der (Dis-)Aggregation von Daten wurde auch die Forderung erhoben, dass einheitliche Datenformate für alle Regelzonen und alle Anbieter genutzt werden müssten. Für Stammdaten (==> Maschinendatenblatt) und Planungsdaten (==> KWEP-1 / GLDPM / SO GL) ist dies gegeben; für die
10	(10) Hier sollte das Ergebnis aus der Vorkonsultation der PQ-Bedingungen übernommen werden, um diese Generalvollmacht an die ÜNB sinnvoll einzuschränken: "... zu machen. Vorgesehen durch die ÜNB ist eine Nutzung in Einzelfällen, z. B. um gezielt die Qualität der Erbringung durch bestimmte neuartige Technologien überprüfen zu können."	Trianel GmbH	

		<p>offline zu übermittelnden Daten wird es eine einheitliche Schnittstelle geben. Im Falle der Echtzeitdaten bestehen etablierte Kanäle und Formate, die wegen unterschiedlicher ÜNB-Leitsysteme kurzfristig nicht über alle deutschen LFR-Zonen vereinheitlicht werden können. Die ÜNB können der entsprechenden Forderung also nur teilweise zustimmen.</p> <p>In den Konsultationsanmerkungen wurde angeregt, die ÜNB mögen Beispiele hinsichtlich denkbarer zusätzlicher Vorgaben zur (Dis-) Aggregation geben. Man kann sich bspw. vorstellen, dass eine regionale / geographische Aufschlüsselung wie die Gruppierung der hydraulischen Anlagen im Alpenraum (mit dem Ziel der Übermittlung von Echtzeitdaten für den Systembetrieb) erfolgt. Im Falle neuer Technologien könnte eine genauere Aufschlüsselung in einer Erprobungsphase sinnvoll sein, um die korrekte Erbringung überprüfen zu können, für die bis dahin ggf. noch keine Erfahrungswerte vorliegen.</p> <p>Änderungen an MfRRA:</p> <p>Die Aussagen der MfRRA zu den PQ-Bedingungen haben eine sehr grundsätzliche Überarbeitung erfahren,</p>
--	--	---



			<p>so dass die Konsultationsanmerkungen zumeist gegenstandslos geworden sind. Auch wenn durch die Überarbeitung eine Berücksichtigung der Anmerkungen in den MfRRA weder sinnvoll noch möglich ist, so sollen die Anmerkungen doch bei der noch anstehenden Überarbeitung der PQ-Bedingungen berücksichtigt werden. Die nachfolgenden Passagen erläutern dies detailliert. Die ÜNB gehen davon aus, dass sie in dieser Weise der gesetzlichen Vorgabe aus Artikel 10 Absatz 6 EB-VO gerecht werden.</p> <p>Änderungen an PQ-Bedingungen:</p> <p>Obige Klarstellungen hinsichtlich möglicher zusätzlicher Vorgaben für die Aggregation oder Disaggregation von Daten sollen in den PQ-Bedingungen berücksichtigt werden.</p>
10	<p>Abs. 10 Der Punkt wird in der parallelen Konsultation zur Regelleistungswertbestimmung geregelt. Da die Konsultation noch nicht abgeschlossen ist, würde dem Ergebnis bereits vorgegriffen. Daher sollte es nicht zusätzlich hier erfolgen, sondern lediglich ein Verweis auf dieses Verfahren stattfinden.</p>	EFET Deutschland	<p>Hier handelt es um ein Missverständnis. Die möglichen zusätzlichen Vorgaben zur (Dis-)Aggregation von Daten sind losgelöst von der Konsultation zur Bestimmung der RL-Istwerte zu betrachten.</p>
10	<p>5.10 Der Punkt wird in der parallelen Konsultation zur Regelleistungswertbestimmung geregelt. Da die Konsultation noch nicht abgeschlossen ist würde dem Ergebnis bereits vorgegriffen. Daher sollte es nicht zusätzlich hier erfolgen, sondern lediglich</p>	ENGIE Deutschland AG	<p>Hier handelt es um ein Missverständnis. Die möglichen zusätzlichen Vorgaben zur (Dis-)Aggregation von Daten sind losgelöst</p>



	ein Verweis auf dieses Verfahren stattfinden.		von der Konsultation zur Bestimmung der RL-Istwerte zu betrachten.
10	Begründung: Zu Ziffer (10) Dieser Sachverhalt wird in der parallelen Konsultation zur Bestimmung von Regelleistungswerten betrachtet. Da der Prozess noch nicht abgeschlossen ist, sollten diesbezügliche Regelungen in dieser Konsultation vermieden werden, um Inkonsistenzen zu vermeiden. Daher sollte lediglich ein Verweis auf dieses Verfahren erfolgen.	UNIPER SE	Hier handelt es sich um ein Missverständnis. Die möglichen zusätzlichen Vorgaben zur (Dis-)Aggregation von Daten sind losgelöst von der Konsultation zur Bestimmung der RL-Istwerte zu betrachten.
16	zu Art 5 16a/b Die Überschrift bezieht sich nur auf aFRR, die Absätze aber auf aFRR und mFRR.	BDEW	Die ÜNB danken für den berechtigten Hinweis. Wegen der grundsätzlichen Neufassung des entsprechenden MfRRA-Artikels ist eine entsprechende Korrektur aber weder möglich noch erforderlich.

Artikel 6 - Datenbereitstellung während des Präqualifikationsverfahrens

Stellungnahmen

Abs.	Anmerkung	Organisation	Antwort
------	-----------	--------------	---------

<p>1</p>	<p>Artikel 6 (1) Den Betrieb des Regelreservemarkts sehen wir eher bei den Übertragungsnetzbetreibern als bei den Anbietern. Was also ist hier gemeint?</p>	<p>Trianel GmbH</p>	<p>Die Formulierung "Betrieb des Regelreservemarkts" ist die im Gesetz verwendete Formulierung. Gemeint sind hier die Daten und Informationen, die der Anbieter während der Teilnahme am Regelreservemarkt zur Verfügung stellen muss. Da der Anbieter auch in zuschlagfreien Zeiten Daten übertragen muss sind im Kontext dieses Satzes die Formulierungen "Betrieb des Regelreservemarkt" und "Teilnahme am Regelreservemarkt" äquivalent.</p>
<p>7</p>	<p>(7) Was ist hier erneut mit „während des Betriebs des Regelreservemarkts“ gemeint? Der Absatz erscheint auch davon abgesehen überflüssig.</p>	<p>Trianel GmbH</p>	<p>Die Formulierung "Betrieb des Regelreservemarkts" hat hier dieselbe Bedeutung wie in Artikel 6 Absatz 1 der Konsultationsfassung der MfRRA. Der Absatz erscheint den ÜNB nicht überflüssig, denn er erleichtert es, die Struktur der VOrgaben aus Artikel 18 Absatz 5 EB-VO (EB-VO) in die MfRRA zu übertragen. Artikel 18 Absatz 5 lit. d EB-VO fasst beide Typen von Daten und Informationen zusammen; Artikel 6 der MfRRA folgt dieser Aufteilung im Titel, verweist aber für einen Teil der Daten weiter auf Artikel 8.</p>
<p>5</p>	<p>(5) Bitte zur Klarstellung ergänzen: „... werden durch den Anschluss-ÜNB in den PQ-Bedingungen festgelegt.“</p>	<p>Trianel GmbH</p>	<p>Anm. / Rück-äußerung: In den Konsultationsanmerkungen wird</p>

<p>5</p>	<p>Zu Ziffer (5) Art, Form und Umfang des Datenaustausches sollten zwischen Anschluss-ÜNB und Regelreserveanbieter abzustimmen und nicht einseitig durch den ÜNB festgelegt werden. Dessen ungeachtet sollte zwingend eine Standardisierung des leittechnischen Datenaustausches erfolgen. Daher sollte Ziffer 5 wie folgt lauten: Art, Form und Umfang des leittechnischen Datenaustausches der Technischen Einheiten, Reserveeinheiten, Reservegruppen und des Pools mit der Leistungs-Frequenzregelung des Anschluss-ÜNB sowie der Ort der Datenübergabe werden so weit wie möglich durch die Anschluss-ÜNB standardisiert. In Abstimmung mit dem Regelreserveanbieter sind individuelle Regelungen zulässig.</p>	<p>UNIPER SE</p>	<p>gefordert, dass alle Vorgaben zum leittechnischen Datenaustausch bereits in den PQ-Bedingungen festgelegt sein müssten. Dieser Forderung können die ÜNB nicht zustimmen, da die Umsetzung der Forderung die Berücksichtigung der Umstände des Einzelfalls erschweren resp. unmöglich machen würde. Die in den PQ-Bedingungen enthaltenen Vorgaben stellen einen soliden, für alle ÜNB gültigen Rahmen daher. Beispielsweise sind Datenpunkte, die verbindlich sind, harmonisiert und in den PQ-Bedingungen abschließend beschrieben. Die Daten, die nur auf Anforderung des ÜNB übermittelt werden müssen, sind ebenfalls in den PQ-Bedingungen beschrieben; es ist aber so, dass nicht in jedem Einzelfall die Übermittlung dieser Daten sinnvoll ist. Es sollte unstrittig sein, dass in den Fällen, in denen die Daten auch nicht sinnvoll sind, diese auch nicht gefordert werden sollten.</p>
<p>4</p>	<p>(4) Bitte zur Klarstellung ergänzen: „... leittechnischen Anbindung entsprechend den PQ-Bedingungen zu erbringen.“</p>	<p>Trianel GmbH</p>	<p>Auch wird in den Konsultationsanmerkungen gefordert, dass "Art, Form und Umfang des Datenaustausches (...) zwischen Anschluss-ÜNB und Regelreserveanbieter abzustimmen [seien] und nicht einseitig durch den ÜNB festgelegt werden" dürften. Zunächst lässt sich anmerken, dass der Umfang des Datenaustausches konsultiert und nicht einseitig festgelegt</p>

		<p>wurde. Im Übrigen ist der Datenaustausch soweit möglich standardisiert; verbleibende Unterschiede sind den unterschiedlichen ÜNB-Systemen geschuldet und somit unvermeidbar.</p> <p>Konkret wurde gefordert, die betreffende Passage wie folgt zu fassen:</p> <p>"Art, Form und Umfang des leittechnischen Datenaustausches der Technischen Einheiten, Reserveeinheiten, Reservegruppen und des Pools mit der Leistungs-Frequenzregelung des Anschluss-ÜNB sowie der Ort der Datenübergabe werden so weit wie möglich durch die Anschluss-ÜNB standardisiert. In Abstimmung mit dem Regelreserveanbieter sind individuelle Regelungen zulässig." Die ÜNB sind inhaltlich einverstanden mit dem ersten Satz; diese Standardisierung ist soweit möglich erfolgt und eine weitere Erörterung dieser Thematik in den PQ-Bedingungen nicht erforderlich. Die ÜNB sind auch mit dem zweiten Satz einverstanden, wobei dieser natürlich nicht so verstanden werden kann, dass der Anbieter ein Vetorecht haben solle.</p> <p>Änderungen an MfRRA:</p> <p>Die Aussagen der MfRRA zu den PQ-Bedingungen haben eine sehr</p>
--	--	---

			<p>grundsätzliche Überarbeitung erfahren, so dass die Konsultationsanmerkungen zumeist gegenstandslos geworden sind. Auch wenn durch die Überarbeitung eine Berücksichtigung der Anmerkungen in den MfRRA weder sinnvoll noch möglich ist, so sollen die Anmerkungen doch bei der noch anstehenden Überarbeitung der PQ-Bedingungen berücksichtigt werden. Die nachfolgenden Passagen erläutern dies detailliert. Die ÜNB gehen davon aus, dass sie in dieser Weise der gesetzlichen Vorgabe aus Artikel 10 Absatz 6 EB-VO gerecht werden.</p> <p>Änderungen an PQ-Bedingungen:</p> <p>Die PQ-Bedingungen sollen klarstellen, dass der leittechnische Datenaustausch mit dem Anbieter abgestimmt wird; diese Abstimmung ist nicht so zu verstehen, dass der Anbieter ein Veto hinsichtlich der vom ÜNB entwickelten Vorgaben hat.</p>
6	<p>Zu Ziffer (6) In Ziffer 6 sind die zusätzlichen Vorgaben zu konkretisieren oder die Ziffer ist zu löschen, da diese keine relevante Regelung bezüglich der Datenbereitstellung enthält.</p>	UNIPER SE	<p>Die ÜNB sind mit der vorgeschlagenen Löschung einverstanden.</p>

2	<p>(zu 2): Die geforderten Stammdaten müssen identisch mit den im Rahmen von SO-GL geforderten Daten sein. Wichtig, der BDEW schlägt die Streichung von 2 II) vor: „II) Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung...“</p> <p>Es ist völlig unklar, was damit gemeint ist. Volllaststunden haben etwas mit Fahrweisen zu tun und sind daher keine Stammdaten.</p>	BDEW	<p>Anm. / Rück-äußerung:</p> <p>In den Konsultationsanmerkungen wird gefordert, dass die geforderten Stammdaten mit den im Rahmen der SO GL - Umsetzung ausgetauschten Daten übereinstimmen müssten. Dieser Forderung können die ÜNB nicht zustimmen, da es sich um zwei separate Sachverhalte und zwei separate Adressatenkreise handelt und die Daten für unterschiedliche Verwendungszwecke benötigt werden.</p>
Allgemein	<p>Allgemein ist zu hinterfragen, ob gewisse Daten, die über das Marktstammdatenregister bezogen werden können und öffentlich sind, nochmals abgefragt werden müssen. Ein Mehrwert ist bei einer klaren Zuordnung der Einheiten etc. in der breiten Datenbereitstellung nicht zu erkennen.</p>	BVES	<p>In den Konsultationsanmerkungen wird die Löschung des Datenpunktes "Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung unterteilt nach FCR, aFRR und mFRR (jeweils positiv und negativ)" verlangt, da dieses Datum unverständlich sei. Die ÜNB danken für den Hinweis und werden dieses Datum mit</p>
2I	<p>Abs. 2I Es ist nicht klar, warum und welche Seriennummer hier zu verwenden ist (Generator, Maschine,...)?</p>	EFET Deutschland	<p>In den Konsultationsanmerkungen wird die Löschung des Datenpunktes "Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung unterteilt nach FCR, aFRR und mFRR (jeweils positiv und negativ)" verlangt, da dieses Datum unverständlich sei. Die ÜNB danken für den Hinweis und werden dieses Datum mit</p>
2I	<p>Der Umfang der bereitzustellenden Stammdaten ist sehr umfangreich, obwohl nicht alle Daten benötigt werden. Z.B. sind die Informationen „Bezeichnung der technischen Einheit (anbieterintern)“ oder „Seriennummer lt. Typenschild“ für den Betrieb nicht erforderlich.</p>	Entelios AG	<p>In den Konsultationsanmerkungen wird die Löschung des Datenpunktes "Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung unterteilt nach FCR, aFRR und mFRR (jeweils positiv und negativ)" verlangt, da dieses Datum unverständlich sei. Die ÜNB danken für den Hinweis und werden dieses Datum mit</p>

<p>2</p>	<p>zu (2): Wir fordern, dass im Maschinendatenblatt - wie auch im aktuell gültigen - Pflichtfelder ausgewiesen werden und die Modalitäten entsprechend angepasst werden. Pflichtfelder dürfen nur Informationen sein, die für die operative Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung unabdingbar sind. Darüber hinaus gehende Pflichtfelder sind eine unangemessene Aufwandsbelastung für den Anbieter. Z. B. sind unter anderem Informationen wie die Seriennummer oder das Inbetriebnahmejahr häufig nur mit sehr großem Aufwand zu ermitteln. Im Hinblick auf die Erneuerung der PQ von Bestandsanlagen ist der Aufwand für den Anbieter unzumutbar solche Informationen ggfs. für mehrere tausende TE nun nachträglich beschaffen zu müssen. Von einer operativen Notwendigkeit kann bei den beispielhaft genannten Informationen nicht ausgegangen werden.</p> <p>Die Antwort der ÜNB zu Stellungnahmen der Anbieter zu diesem Thema in der Vorkonsultation ist nicht zielführend. Das PQ-Portal akzeptiert heute keinen Maschinendatenblätter mit unausgefüllten Pflichtfeldern. Unklarheit über obligatorische Informationen führt auch dazu, dass der ÜNB nach der Prüfungsphase diese noch nachfordern muss. Diese Verzögerung bei der PQ ist vermeidbar.</p>	<p>Next Kraftwerke GmbH</p>	<p>einer aktualisierten und verständlichen Bezeichnung berücksichtigen.</p> <p>In den Konsultationsanmerkungen wird die Übermittlung von bereits im Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur erfassten Stammdaten in Frage gestellt. Die ÜNB können der hier implizit erhobenen Forderung, im Rahmen des PQ-Verfahrens nur noch Stammdaten zu erfassen, die im MaStR nicht enthalten sind, nicht zustimmen. Wiederum handelt es sich um zwei verschiedene Adressatenkreise und Anwendungsfälle. Im Übrigen bedeutet es für die ÜNB auch Aufwand, die Daten aus dem MaStR zu beziehen und ggf. mit weiteren Daten zu kombinieren, und das MaStR ist noch nicht betriebsbereit, so dass sich über die praktische Umsetzbarkeit des Vorschlags derzeit noch nichts sagen lässt.</p>
<p>2</p>	<p>Zu Ziffer (2l) Worauf (Generator, Umrichter, ...) soll sich die Seriennummer lt. Typenschild beziehen?</p>	<p>RWE Supply & Trading</p>	<p>Mehrere Konsultationsteilnehmer stellten die Frage, welche "Seriennummer" gemeint sei. Die ÜNB werden auf die Abfrage dieses Datums verzichten, da es für das PQ-Verfahren nicht unerlässlich ist,</p>
<p>2a</p>	<p>(2a) Die geforderten Stammdaten müssen identisch sein mit den im Rahmen von SO-GL geforderten Daten.</p>	<p>TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG</p>	<p></p>

<p>2</p>	<p>(2) Der per Maschinendatenblatt vom Anbieter verpflichtend zu liefernde Datenumfang muss sinnvoll eingeschränkt werden, denn die Liste enthält etliche Punkte, die auf manche Einheiten gar nicht zutreffen (z. B. der EEG-Anlagenschlüssel) oder die bisher exklusiv vom ÜNB festgelegt wurden (z. B. Start und Enddatum der PQ oder die PQ-Leistung). Dafür schlagen wir die Ergänzung von Satz 5 vor: „Diese umfassen, soweit jeweils relevant:“ Davon abgesehen ist uns die Bedeutung von qq) bis ss) nicht bekannt, ebenso wie die Bedeutung von uu) im Vergleich oo).</p>	<p>Trianel GmbH</p>	<p>und gehen davon aus, dass dies dem Wunsch der Konsultationsteilnehmer entspricht.</p> <p>In den Konsultationsanmerkungen wurde implizit gefordert, das Datum "Bezeichnung der technischen Einheit (anbieterintern)" nicht zu fordern, da es für den Betrieb nicht benötigt werde. Die ÜNB können dieser Sichtweise nicht zustimmen. Vielmehr dient die Kenntnis der anbieterinternen Bezeichnung einer TE dazu, im Austausch mit der Kontaktstelle des Anbieters auch für das Personal des Anbieters eindeutig eine bestimmte TE bezeichnen zu können.</p>
<p>2I</p>	<p>Zu Ziffer (2I) Worauf (Generator, Umrichter, ...) soll sich die Seriennummer lt. Typenschild beziehen?</p>	<p>VGB PowerTech e. V., Essen</p>	<p>Ein Konsultationsbeitrag regt an, die Stammdaten zum einen in Pflichtfelder und fakultative Felder zu unterteilen und diese auch kenntlich zu machen und zum anderen die Pflichtfelder auf die für die operative Umsetzung unerlässlichen Daten zu beschränken. Die ÜNB halten diesen Vorschlag für geeignet, den Aufwand für Anbieter ohne betriebliche Risiken für den Netzbetrieb zu reduzieren, und werden ihn daher umsetzen.</p> <p>Änderungen an MfRRA:</p> <p>Die Aussagen der MfRRA zu den PQ-Bedingungen haben eine sehr grundsätzliche Überarbeitung erfahren, so</p>

			<p>dass die Konsultationsanmerkungen zumeist gegenstandslos geworden sind. Auch wenn durch die Überarbeitung eine Berücksichtigung der Anmerkungen in den MfRRA weder sinnvoll noch möglich ist, so sollen die Anmerkungen doch bei der noch anstehenden Überarbeitung der PQ-Bedingungen berücksichtigt werden. Die nachfolgenden Passagen erläutern dies detailliert. Die ÜNB gehen davon aus, dass sie in dieser Weise der gesetzlichen Vorgabe aus Artikel 10 Absatz 6 EB-VO gerecht werden.</p> <p>Änderungen an PQ-Bedingungen:</p> <p>Siehe nachfolgende Tabelle „Stammdaten: Datenpunkte im Maschinendatenblatt“</p>
<p>3</p>	<p>(zu 3) Der BDEW sieht die Regelungen kritisch. Es kann nicht sein, dass der Anlagenbetreiber bzw. Regelenergieanbieter für die Koordination zwischen VNB und ÜNB zuständig ist. Der Regelreserveanbieter soll hier den Anschluss-VNB sowie weitere zwischengelagerte VNB über die Teilnahme am Regelreservemarkt informieren und sich abstimmen. Die VNB haben aber keine direkte Rolle, so dass er die Daten des Regelreserveanbieters ausschließlich für Netzsicherheitsberechnungen benötigen könnte. Der BDEW fordert, dass die Netzbetreiber diese Daten untereinander direkt austauschen. Der Regelreserveanbieter hat dem präqualifizierenden ÜNB hierfür eine Vollmacht und Freigabe bzgl. der Weiterleitung der relevanten Daten auszustellen. Dies ist auch wichtig, um die Informationskaskade der Netzseite nicht zu stören. Die Anbieter würden durch die vorgeschlagenen Vorgaben in die</p>	<p>BDEW</p>	<p>Anm. / Rück-äußerung:</p> <p>In den Konsultationsanmerkungen wird gefordert, die ÜNB mögen auf die ANB-Bestätigung verzichten. Konkret wird unter anderem vorgeschlagen, dass die Netzbetreiber die in der ANB-Bestätigung aufgeführten Informationen direkt untereinander austauschen sollten. Dazu lässt sich zunächst anmerken, dass die ÜNB - einmal abgesehen von der gesetzlichen Verpflichtung nach Artikel 182 Absatz 2 SO GL - ein legitimes</p>

	<p>Diskussionen um Informationshoheit der Daten und Systemsicherheit, die aktuell zwischen VNB und ÜNB stattfindet, hineingezogen; dies sollte nicht erfolgen. Der BDEW empfiehlt Art. 6 (3) zu streichen. Siehe auch Kommentar zu 4.9.</p>		<p>Interesse an den geforderten Abklärungen und Informationen haben. Es ist - bspw. aufgrund von lokalen Engpässen und sonstigen Restriktionen im Verteilnetz - durchaus möglich, dass die Anschlussleistung nach Netzanschlussvertrag größer ist als die problemlos erbringbare Regelleistung. Über das Vorhandensein oder Nicht-Vorhandensein entsprechender Einschränkungen möchten die ÜNB eine explizite Rückmeldung des Anschlussnetzbetreibers, der im Übrigen der einzige Netzbetreiber ist, mit dem der Reservenanbieter eine vertragliche Beziehung hat. Auch der Anschlussnetzbetreiber des Reservenanbieters wird in der Regel nicht auf eine entsprechende Abklärung verzichten wollen.</p> <p>Dass die Übermittlung der in der ANB-Bestätigung geforderten Informationen und die Rückbestätigung des ANB erforderlich sind scheint auch nicht grundsätzlich in Frage gestellt zu werden. Es bleibt also im Wesentlichen die Frage, wer dafür verantwortlich sein soll, dass die Abstimmung mit dem Anschlussnetzbetreiber auch tatsächlich erfolgt. Einen stichhaltigen Grund dafür,</p>
<p>3</p>	<p>3) Für den Fall, dass ein Reserven anschließender VNB oder zwischengeschalteter VNB eine präqualifizierte Anlage aufgrund von Netzrestriktionen temporär einschränken muss, informiert der Anlagenbetreiber den Regelreserveanbieter unverzüglich über die Einschränkung. Da der Anschluss-VNB bzw. der zwischengeschaltete VNB die Einschränkung vornimmt, sollte dieser auch die Meldung an den ÜNB und den Anlagenbetreiber vornehmen. Der Austausch von netztechnischen Informationen sollte möglichst direkt zwischen den Netzbetreibern erfolgen. Die Verantwortung für die Einschränkung, sowie die Verantwortung über die fristgerechte Meldung hierüber liegen beim zuständigen VNB.</p> <p>Im Falle einer Netzrestriktion sollte der verursachende VNB verpflichtet werden, durch ein schnelles (max. 2 Wochen), transparentes und nachprüfbares Verfahren darzulegen, warum die Einschränkung erfolgt ist. Im Falle eines offensichtlichen Verschuldens durch den verursachenden VNB sind durch diesen sämtliche entstandenen Kosten zu tragen.</p>	<p>Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.</p>	

<p>3</p>	<p>Abs. 3 Der Regelreserveanbieter soll hier den Anschluss-VNB sowie weitere zwischengelagerte VNB über die Teilnahme am Regelreservemarkt informieren und sich abstimmen. Die VNB haben in diesem Markt keine Funktion, daher kann er die Daten des Regelreserveanbieters ausschließlich für Netzsicherheitsberechnungen benötigen. EFET Deutschland fordert, dass die Netzbetreiber diese Daten untereinander direkt austauschen. Der Regelreserveanbieter hat dem präqualifizierenden ÜNB hierfür eine Vollmacht und Freigabe bzgl. der Weiterleitung der relevanten Daten auszustellen. Dies ist auch wichtig, um die Informationskaskade der Netzseite nicht zu stören. Der Bieter wird durch diese Abstimmungen in die Diskussion um Informationshoheit der Daten und Systemsicherheit, die aktuell zwischen VNB und ÜNB stattfindet, hineingezogen. Siehe auch Kommentar zu Artikel 4 Abs. 9.</p>	<p>EFET Deutschland</p>	<p>diese Aufgabe in Zukunft dem ÜNB selbst statt wie bisher dem Reservenanbieter zu übertragen, vermögen die ÜNB in den Konsultationsanmerkungen nicht zu erkennen. Aus Sicht der ÜNB hat sich vielmehr das bisherige Vorgehen bewährt, wobei die Abstimmung mit den zwischengeschalteten Netzbetreibern zukünftig der Anschlussnetzbetreiber übernehmen soll. Eine Vereinfachung / Beschleunigung des Verfahrens, die die ÜNB prüfen werden, ist möglicherweise dadurch zu erreichen, dass VNB für ihr Netzgebiet eine Art "Blanko-Zustimmung" geben und der Netzanschlussvertrag die Abstimmung mit dem Reservenanbieter wenigstens teilweise ersetzt. Schließlich sei noch angemerkt, dass die in den Konsultationsanmerkungen vorgebrachte Forderung, die Bestätigung des Anschlussnetzbetreibers und ggf. zwischengeschalteter Netzbetreiber durch eine bloße Informationspflicht für den Reservenanbieter zu ersetzen, in der Einschätzung der ÜNB nicht ausreichend ist, um Klarheit hinsichtlich der Verwendbarkeit der betreffenden TE zu erhalten.</p>
<p>3</p>	<p>6.3 Der Regelreserveanbieter soll hier den Anschluss-VNB sowie weitere zwischengelagerte VNB über die Teilnahme am Regelreservemarkt informieren und sich abstimmen. Die VNB haben in diesem Markt keine Funktion, daher kann er die Daten des Regelreserveanbieters ausschließlich für Netzsicherheitsberechnungen benötigen. ENGIE Deutschland fordert, dass die Netzbetreiber diese Daten untereinander direkt austauschen. Der Regelreserveanbieter hat dem präqualifizierenden ÜNB hierfür eine Vollmacht und Freigabe bzgl. der Weiterleitung der relevanten Daten auszustellen. Dies ist auch wichtig, um die Informationskaskade der Netzseite nicht zu stören. Der Bieter wird durch diese Abstimmungen in die Diskussion um Informationshoheit der Daten und Systemsicherheit die aktuell zwischen VNB und ÜNB stattfindet hineingezogen. Siehe auch Kommentar zu 4.9</p>	<p>ENGIE Deutschland AG</p>	<p>Den im Rahmen der Konsultation übermittelten Vorschlag, in der ANB-Bestätigung auf die Unterschriften der</p>
<p>3</p>	<p>Hinsichtlich (3) sollten zwischengeschaltete VNB, an deren Netz die Anlage nicht angeschlossen ist, lediglich informiert werden. Eine zusätzliche Unterschrift von zwischengeschalteten VNB ist aus unserer Sicht nicht erforderlich, da weder der Anlagenbetreiber noch der Regelleistungsanbieter eine Vertragsbeziehung zu den zwischengeschalteten VNB besitzen. Außerdem wird der PQ-Prozess hierdurch</p>	<p>Entelios AG</p>	<p>Den im Rahmen der Konsultation übermittelten Vorschlag, in der ANB-Bestätigung auf die Unterschriften der</p>



	<p>unnötig verlängert. Aus unserer Sicht wäre es sinnvoller, dass der Regelleistungsanbieter mit seiner Unterschrift bestätigt, jegliche zwischengeschalteten VNB informiert zu haben.</p>		<p>zwischengeschalteten Netzbetreiber zu verzichten, wenn der Anschlussnetzbetreiber bestätigt, dass die Abstimmung mit letzteren erfolgt ist, werden die ÜNB wohlwollend prüfen.</p>
--	--	--	---

<p>3</p>	<p>zu (3): Erfahrungsgemäß läuft das Einholen der ANB-Bestätigung heute bereits vielfach nicht reibungslos. Bearbeitungszeiten von mehreren Wochen durch die VNB sind keine Seltenheit. Oftmals erhält der Anbieter auch nach einigen Wochen keine Rückmeldung, so dass eine Nachverfolgung oder ggfs. eine Eskalation notwendig sind.</p> <p>Wenn der VNB nach dessen eigener Bearbeitung eine ANB-Bestätigung noch an einen weiteren VNB weitergeben muss, wird der Prozess deutlich komplizierter und ein Vielfaches länger dauern. Die Versendung der Bestätigungen an die zwischengeschalteten VNB und zurück wird einen sehr hohen Aufwand für alle beteiligten VNB bedeuten, insbesondere bei der Bearbeitung der vielen hundert Bestätigungserklärungen der Poolanbieter. Es besteht auch die Gefahr, dass Bestätigungen auf diesem Weg verloren gehen. Für den Anbieter ist unterdessen nicht nachvollziehbar bei welchem VNB die Bestätigung aktuell zur Bearbeitung liegt, wodurch deutlicher Mehraufwand für eine Eskalation entstehen.</p> <p>Aus den genannten Gründen und den schon jetzt vorhandenen praktischen Erfahrungen teilen wir nicht die Einschätzung der ÜNB, dass ihr Vorschlag in der Praxis funktionieren wird und lehnen ihn daher ab. Zudem halten wir auch an unserer Stellungnahme zur Vorkonsultation gegen das dort vorgeschlagene Modell fest, bei dem der Anbieter sukzessive von allen betroffenen VNB die Unterschriften zu der Bestätigungserklärung einholen muss. Dies führt zu einer unzumutbaren Gesamtbearbeitungsdauer. Der Anbieter hat außerdem nicht ausreichend Informationen über Netztopologien um alle zwischengelagerten VNB zu identifizieren.</p> <p>Wir möchten darauf hinweisen, dass Artikel 182 Absatz 1 der SO GL folgendes vorschreibt: "Die ÜNB und VNB arbeiten zusammen, um die Bereitstellung von Wirkleistungsreserven durch Reservegruppen oder Reserveeinheiten, die sich in den Verteilernetzen befinden, zu erleichtern und zu ermöglichen." Unserer Auffassung nach versuchen die ÜNB mit ihrem Vorschlag ihre Rolle in dieser Zusammenarbeit auf VNB und Anbieter zu verlagern.</p>	<p>Next Kraftwerke GmbH</p>	<p>Wichtig ist nicht die Unterschrift als solche, sondern vielmehr, dass die Abstimmung erfolgt ist. Rein administrativen Vereinfachungen stehen die ÜNB prinzipiell aufgeschlossen gegenüber. Die ÜNB halten auch einen weiteren im Rahmen der Konsultation vorgebrachten Vorschlag für sinnvoll, nämlich die Setzung einer Bearbeitungsfrist für den Anschlussnetzbetreiber. Auch wenn diese Frist sicherlich nicht in allen Fällen einzuhalten sein wird, so wird hiermit doch eine bestimmte Erwartung hinsichtlich eines angemessenen Zeitraums formuliert, was aus Sicht der ÜNB hilfreich sein dürfte. Ob diese Frist wie in der entsprechenden Konsultationsanmerkung gefordert vier Wochen betragen sollte oder einen kürzeren resp. längeren Zeitraum werden die ÜNB prüfen.</p> <p>Für den Fall von Einschränkungen hinsichtlich der Vorhaltung und Erbringung durch präqualifizierte TE wird gefordert, dass der Anschlussnetzbetreiber oder zwischengeschaltete Netzbetreiber hierüber auch ÜNB und Anlagenbetreiber informieren müsse resp. dass generell der Austausch von netztechnischen Informationen direkt zwischen den Netzbetreibern erfolgen solle. Die ÜNB vermögen diese Forderung nicht zu</p>
----------	--	-----------------------------	--

<p>Als Kompromiss schlagen wir vor, dass der anschließenden VNB (ANB) gemäß dem Vorschlag der ÜNB die zwischengeschalteten VNB in der Bestätigungserklärung aufführt, jedoch die Unterschrift nur von dem ANB zu leisten ist. Der ANB bestätigt damit, dass er die erforderlichen technischen und organisatorischen Regelungen, die für den Betrieb der betreffenden TE zur Lieferung von Regelleistung erforderlich sind, mit den zwischengeschalteten VNB abgestimmt hat.</p> <p>Zudem fordern wir für die Bearbeitung eine Frist zu setzen, so dass der ANB innerhalb von 4 Wochen nach Erhalt der Erklärung vom Anbieter sie dem Anbieter unterschrieben zurück zu senden hat.</p>	<p>unterstützen, da diese Thematik nicht den Regelungsbereichen der MfRRA unterfällt. Die ÜNB haben in der Konsultationsversion der MfRRA ihrerseits lediglich gefordert, dass der Anlagenbetreiber den Reservenanbieter über Einschränkungen unverzüglich informieren müsse. Weitergehende Vorgaben enthielten die MfRRA in dieser Hinsicht nicht. Auch der in den Konsultationsanmerkungen geäußerte Wunsch, Beweislast- und Schadensersatzregelungen für den Fall von Einschränkungen in die MfRRA aufzunehmen, liegt außerhalb der in der EB GL (EB-VO) vorgesehenen Regelungsinhalte, so dass die ÜNB auch diese Konsultationsanmerkung nicht berücksichtigen werden.</p> <p>In einer Konsultationsanmerkung wird gefordert, den Verweis auf die Vorgaben von Artikel 40 Absatz 5 und Absatz 7 SO GL (SO-VO) zu den MfRRA zu ergänzen. Dies ist nicht erforderlich, da es sich bei diesen Vorgaben um eigenständige Regelungen handelt, die unabhängig von den MfRRA zu beachten sind. Eine Erwähnung in der ANB-Bestätigung erschien aus informatorischen Gründen sinnvoll.</p> <p>Änderungen an MfRRA:</p>
--	---

3	<p>Zu Ziffer (3) Damit ein Anlagenbetreiber den Regelreserveanbieter über Einschränkungen aufgrund von Netzrestriktionen informieren kann, muss dieser zuvor mit entsprechendem Vorlauf (mindestens 1 h vor Angebotsabgabe) vom VNB informiert werden. Dieser Informationsschritt ist in Ziffer (3) zu ergänzen!</p>	RWE Supply & Trading	Die Aussagen der MfRRA zu den PQ-Bedingungen haben eine sehr grundsätzliche Überarbeitung erfahren, so dass die Konsultationsanmerkungen zumeist gegenstandslos geworden sind. Auch wenn durch die Überarbeitung eine Berücksichtigung der Anmerkungen in den MfRRA weder sinnvoll noch möglich ist, so sollen die Anmerkungen doch bei der noch anstehenden Überarbeitung der PQ-Bedingungen berücksichtigt werden. Die nachfolgenden Passagen erläutern dies detailliert. Die ÜNB gehen davon aus, dass sie in dieser Weise der gesetzlichen Vorgabe aus Artikel 10 Absatz 6 EB-VO gerecht werden.
3	<p>Anmerkung Statkraft zu Artikel 6</p> <p>Eine Abstimmung mit dem anschließenden VNB und allen zwischengeschalteten VNB, wie nach Art. 6 Nr. 3 vorgeschlagen, ist in der Praxis nicht machbar. Die Netzbetreiber sind untereinander vernetzt und sollten sich hier selbst koordinieren.</p>	Statkraft Markets GmbH	Änderungen an PQ-Bedingungen:
3	<p>6(3): Steag-Antwort: Der Regelleistungsanbieter bietet sein Produkt dem ÜNB an – der VNB garantiert, sofern die ANB-Bescheinigung positiv ausfällt, den Transport der Leistung. Es ist dem Anbieter gar nicht ersichtlich, „wo genau sich die Leistung entfaltet“. Für die Abstimmung untereinander müssen die Netzbetreiber verantwortlich sein, auch wenn einzelne Ebenen untereinander nicht denselben Eigentümer haben.</p> <p>Aus STEAG Sicht, ist kritisch zu hinterfragen, wozu es so viele Netzbetreiber gibt, wenn deren Aufgaben und Abstimmungen nicht synchronisiert sind. Hierdurch steigen die Kosten für die Verbraucher. Nachdem die Netzentgelte vereinheitlicht wurden, ist ein Wettbewerb zwischen den Netzbetreibern und ihrer Effizienz nicht mehr vorhanden. Auch hier sollte kritisch geprüft werden, warum europäische Märkte zu höheren regionalen Abstimmungsaufwand führen.</p>	Steag GmbH	<p>Eine Vereinfachung / Beschleunigung des Verfahrens ist möglicherweise dadurch zu erreichen, dass VNB für ihr Netzgebiet eine Art "Blanko-Zustimmung" geben und der Netzanschlussvertrag die Abstimmung mit dem Reserveanbieter wenigstens teilweise ersetzt. Die ÜNB werden diese Möglichkeit prüfen. Den im Rahmen der Konsultation übermittelten Vorschlag, in der ANB-Bestätigung auf die Unterschriften der zwischengeschalteten Netzbetreiber zu verzichten, wenn der Anschlussnetzbetreiber bestätigt, dass die Abstimmung mit letzteren erfolgt ist,</p>
3	<p>(3) TIWAG sieht die Regelungen kritisch. TIWAG sieht die Regelungen kritisch. Der Regelreserveanbieter soll hier den Anschluss-VNB sowie weitere zwischengelagerte VNB über die Teilnahme am Regelreservemarkt informieren und sich abstimmen. Die VNB haben aber keine direkte Rolle, so dass er die Daten des Regelreserveanbieters ausschließlich für Netzsicherheitsberechnungen benötigen könnte. BDEW fordert, dass die Netzbetreiber diese Daten untereinander direkt austauschen. Der Regelreserveanbieter hat dem präqualifizierenden ÜNB hierfür eine Vollmacht und Freigabe bzgl. der Weiterleitung der relevanten Daten</p>	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	

	<p>auszustellen. Dies ist auch wichtig, um die Informationskaskade der Netzseite nicht zu stören. Die Anbieter würden durch die vorgeschlagenen Vorgaben in die Diskussionen um Informationshoheit der Daten und Systemsicherheit die aktuell zwischen VNB und ÜNB stattfindet hineingezogen; dies sollte nicht erfolgen</p>		<p>werden die ÜNB wohlwollend prüfen. Die ÜNB werden die Ergänzung einer Bearbeitungsfrist, insbesondere auch der angemessenen Bearbeitungszeit, zur ANB-Bestätigung prüfen.</p>
3	<p>(3) Satz 2 verschleiert in maximaler Weise, worin diese Anforderung eigentlich besteht. Hier müsste stattdessen mindestens explizit genannt werden, was im aktuellen Entwurf der neuen ANB-Bescheinigung steht, nämlich Verweise auf Art. 40 Absätze 5 und 7 der SO GL. Noch konkreter müsste es heißen: „Dabei gelten die Vorgaben zur Übermittlung der Daten, die nach Art. 40 (5) und (7) SO GL noch zwischen den ÜNB und den VNB abzustimmen sind.“ Dieser Absatz 7 nämlich fordert eine Vereinbarung der ÜNB mit den VNB, die es unseres Wissens noch nicht gibt. Absatz 5 fordert die ÜNB zur Abstimmung mit VNB und SNN (sog. signifikanten Netznutzern) auf. Wir sind jedoch der Auffassung, dass wir kein SNN sind, da unser Regelleistungspool weder unter Kapitel IV Titel 8 noch sonst wie unter Art. 2 (1) der SO GL fällt. Somit gilt auch diese Anforderung nur für ÜNB und VNB untereinander und nicht unmittelbar für uns. Auch die hier von der EU geforderte Abstimmung liegt unseres Wissens noch nicht vor, so dass völlig unklar bleibt, welche Vorgaben eigentlich zu erfüllen sind. Satz 3 ist nach dem derzeitigen Stand der Konsultation der PQ-Bedingungen falsch. Der anschließende VNB, nicht der Anbieter, ist verpflichtet, sich mit allen zwischengeschalteten VNB abzustimmen.</p>	Trianel GmbH	
3	<p>Zu Abs.3: Wir erachten die Abstimmung mit dem Anschlussnetzbetreiber als ausreichend. Darüberhinausgehende Abstimmungen sollten im etablierten Instrument der Kaskade Berücksichtigung finden.</p>	Vattenfall Energy Trading	



3	<p>Zu Ziffer (3) Damit ein Anlagenbetreiber den Regelreserveanbieter über Einschränkungen aufgrund von Netzrestriktionen informieren kann, muss dieser zuvor mit entsprechendem Vorlauf vom VNB informiert werden. Dieser Informationsschritt ist in Ziffer (3) zu ergänzen!</p>	<p>VGB PowerTech e. V., Essen</p>	
---	--	---	--

Stammdaten: Datenpunkte im Maschinendatenblatt

Stammdaten: Datenpunkte im Maschinendatenblatt													
<p>Änderungen an PQ-Bedingungen:</p>	<p>In den überarbeiteten PQ-Bedingungen sollen im Maschinendatenblatt die folgenden aktuell verwendeten und inkorrekten Datenpunkte</p> <table border="1" data-bbox="528 794 2040 1046"> <tr> <td>Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung (FCR-positiv)</td> <td rowspan="6">Zeit, in der die TE unter Volllast Regelleistung erbringen kann. Maximaler Wert kann 8.660 Stunden sein</td> </tr> <tr> <td>Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung (FCR-negativ)</td> </tr> <tr> <td>Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung (aFRR-positiv)</td> </tr> <tr> <td>Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung (aFRR-negativ)</td> </tr> <tr> <td>Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung (mFRR-positiv)</td> </tr> <tr> <td>Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung (mFRR-negativ)</td> </tr> </table> <p>durch die folgenden Datenpunkte ersetzt werden:</p> <table border="1" data-bbox="528 1161 2040 1401"> <tr> <td>Maximale Erbringungsdauer der PQ-Leistung ohne Bewirtschaftung (FCR-positiv)</td> <td rowspan="4">Anzahl von Stunden, die die TE die PQ-Leistung ohne Nutzung von Nachlademanagementmaßnahmen, also nur auf Basis des Arbeitsvermögens, ununterbrochen liefern kann. Nach Umstellung der Ausschreibungszeitscheibe auf vier Stunden für alle RE-Arten liegt die Referenzgröße bei vier Stunden. Falls < 4 h ==> "arbeitsbegrenzte TE"</td> </tr> <tr> <td>Maximale Erbringungsdauer der PQ-Leistung ohne Bewirtschaftung (FCR-negativ)</td> </tr> <tr> <td>Maximale Erbringungsdauer der PQ-Leistung ohne Bewirtschaftung (aFRR-positiv)</td> </tr> <tr> <td>Maximale Erbringungsdauer der PQ-Leistung ohne Bewirtschaftung (aFRR-negativ)</td> </tr> </table>	Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung (FCR-positiv)	Zeit, in der die TE unter Volllast Regelleistung erbringen kann. Maximaler Wert kann 8.660 Stunden sein	Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung (FCR-negativ)	Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung (aFRR-positiv)	Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung (aFRR-negativ)	Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung (mFRR-positiv)	Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung (mFRR-negativ)	Maximale Erbringungsdauer der PQ-Leistung ohne Bewirtschaftung (FCR-positiv)	Anzahl von Stunden, die die TE die PQ-Leistung ohne Nutzung von Nachlademanagementmaßnahmen, also nur auf Basis des Arbeitsvermögens, ununterbrochen liefern kann. Nach Umstellung der Ausschreibungszeitscheibe auf vier Stunden für alle RE-Arten liegt die Referenzgröße bei vier Stunden. Falls < 4 h ==> "arbeitsbegrenzte TE"	Maximale Erbringungsdauer der PQ-Leistung ohne Bewirtschaftung (FCR-negativ)	Maximale Erbringungsdauer der PQ-Leistung ohne Bewirtschaftung (aFRR-positiv)	Maximale Erbringungsdauer der PQ-Leistung ohne Bewirtschaftung (aFRR-negativ)
Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung (FCR-positiv)	Zeit, in der die TE unter Volllast Regelleistung erbringen kann. Maximaler Wert kann 8.660 Stunden sein												
Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung (FCR-negativ)													
Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung (aFRR-positiv)													
Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung (aFRR-negativ)													
Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung (mFRR-positiv)													
Volllaststunden bezogen auf präqualifizierte Leistung (mFRR-negativ)													
Maximale Erbringungsdauer der PQ-Leistung ohne Bewirtschaftung (FCR-positiv)	Anzahl von Stunden, die die TE die PQ-Leistung ohne Nutzung von Nachlademanagementmaßnahmen, also nur auf Basis des Arbeitsvermögens, ununterbrochen liefern kann. Nach Umstellung der Ausschreibungszeitscheibe auf vier Stunden für alle RE-Arten liegt die Referenzgröße bei vier Stunden. Falls < 4 h ==> "arbeitsbegrenzte TE"												
Maximale Erbringungsdauer der PQ-Leistung ohne Bewirtschaftung (FCR-negativ)													
Maximale Erbringungsdauer der PQ-Leistung ohne Bewirtschaftung (aFRR-positiv)													
Maximale Erbringungsdauer der PQ-Leistung ohne Bewirtschaftung (aFRR-negativ)													

	negativ)	
	Maximale Erbringungsdauer der PQ-Leistung ohne Bewirtschaftung (mFRR-positiv)	
	Maximale Erbringungsdauer der PQ-Leistung ohne Bewirtschaftung (mFRR-negativ)	
	Inhaltlich geht es bei diesen Informationen darum festzustellen, ob eine TE einen begrenzten Energiespeicher hat, also arbeitsbegrenzt ist oder nicht.	
	In den überarbeiteten Konsultationsbedingungen soll im Maschinendatenblatt das Stammdatum "Seriennummer lt. Typenschild" nicht mehr abgefragt werden.	
	In den überarbeiteten Konsultationsbedingungen sollen im Maschinendatenblatt die Datenpunkte klar als "Pflichtfeld" oder "optional" gekennzeichnet werden, wobei die Pflichtfelder auf den für die operative Umsetzung unerlässlichen Umfang beschränkt werden sollen. Es soll klargestellt werden, dass nur die jeweils relevanten Datenpunkte anzugeben sind.	

Artikel 7 - Zuordnung der Bilanzkreisverantwortlichen

Stellungnahmen

Abs.	Anmerkung	Organisation	Antwort
6	Abs. 6: Die Definitionen für SRE und SRI sind vertauscht; die Überführungszeitreihen sind aus Sicht des Anbieters definiert: <ul style="list-style-type: none"> positive RL - SRE (Export von Anbieter-BK) negative RL - SRI (Import in Anbieter-BK) 	EnBW Energie Baden- Württemberg AG	Der Hinweis in der Konsultationsanmerkung ist korrekt. Wären die MfRRA nicht grundlegend überarbeitet worden, so hätte dieser Punkt korrigiert werden müssen.
3	Zu Abs. 3 Es wird zukünftig eindeutige Zuordnungen für Regelleistungserbringungen über Marktlokationen geben. Eine zusätzliche Information über die Messlokation ist nicht zielführend. Z.B. kann die Messlokationen beim BVES-Messkonzept nicht eindeutig	BVES	Wegen der grundsätzlichen Überarbeitung der MfRRA ist eine Berücksichtigung weder möglich noch erforderlich. Die ÜNB werden aber den in der Konsultationsanmerkung umrissenen Sachverhalt prüfen und ggf. im

	einer Marktlotation zugeordnet werden.		Rahmen der weiteren Überarbeitung der PQ-Bedingungen berücksichtigen.
Allgemein 5bi	Die gesetzten Fristen und Anforderungen, weichen nach unserer Auffassung teilweise stark von dem Beschluss BK6-17-046 der Bundesnetzagentur zur Festlegung zur Regelung der Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve durch Letztverbraucher in Stromlieferverträgen ab. zu (5bi): Der Regelreserveanbieter wird verpflichtet die betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen der Technischen Einheiten (Erbringungs-Bilanzkreise) unverzüglich über die Aktivierung von mFRR in Kenntnis zu setzen. Dies gilt nach dem Beschluss BK6-17-046 ausschließlich für die Bilanzkreise, die Online bewirtschaftet und damit Live-Daten basiert optimiert werden. Wir fordern die ÜNB auf die Modalitäten in Artikel 8 mit dem Beschluss BK6-17-046 zu harmonisieren. Falls Neuerungen im Rahmen der Modalitäten gegenüber dem Beschluss der BNetzA geplant sind bitten wir die ÜNB diesbezüglich Klarheit zu schaffen.	Next Kraftwerke GmbH	Wegen der grundsätzlichen Überarbeitung der MfRRA ist eine Berücksichtigung weder möglich noch erforderlich. Die ÜNB werden aber den in der Konsultationsanmerkung umrissenen Sachverhalt prüfen und ggf. im Rahmen der weiteren Überarbeitung der PQ-Bedingungen berücksichtigen. In diesem konkreten Fall ist die von den ÜNB gewählte Formulierung in der Tat missverständlich und soll auch im entsprechenden RV korrigiert werden.
Allgemein 4	Die gesetzten Fristen und Anforderungen, weichen nach unserer Auffassung teilweise stark von dem Beschluss BK6-17-046 der Bundesnetzagentur zur Festlegung zur Regelung der Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve durch Letztverbraucher in Stromlieferverträgen ab. zu (4): Bspw. die Frist, dass die Lieferantenbestätigung bei einem Wechsel des Lieferanten innerhalb von 15 Werktagen aktualisiert werden muss. In dem Beschluss BK6-17-046 der Bundesnetzagentur wird dem Prozess zur Erneuerung der Lieferantenbestätigung bei einem Wechsel ein umfangreicherer Zeitraum eingeräumt. In dem Beschluss steht: "Der Lieferant teilt dem Letztverbraucher innerhalb von vier Wochen nach Zugang der Mitteilung per E-Mail oder einem anderen, zwischen ihm und dem Letztverbraucher üblichen Kommunikationsweg in Textform mit, ob er die Vermarktung akzeptiert."	Next Kraftwerke GmbH	Wegen der grundsätzlichen Überarbeitung der MfRRA ist eine Berücksichtigung weder möglich noch erforderlich. Die ÜNB werden aber den in der Konsultationsanmerkung umrissenen Sachverhalt prüfen und ggf. im Rahmen der weiteren Überarbeitung der PQ-Bedingungen berücksichtigen.

Artikel 8 - Datenbereitstellung zur Bewertung der Erbringung

Stellungnahmen

Abs.	Anmerkung	Organisation	Antwort
Artikel 3 Abs. 8	<p>Hinweis: Anmerkung bezieht sich offensichtlich auf Artikel 3 der MfRRA, wurde aber als Kommentar zu Artikel 8 übermittelt. Durch die Zuordnung einer entsprechenden Sortiernummer ist dies aber für die nachgelagerte Auswertung durch die ÜNB ohne Konsequenzen</p> <p>WEITERE BERGRÜNDUNG ZU ARTIKEL 3 "QUALIFIKATIONSVERFAHREN"</p> <p>Der ÜNB ist nicht berechtigt, jederzeit die Präqualifikationsanforderungen anzupassen. Hierdurch wird kein ausreichender Schutz der Anbieter gewährleistet. Damit verstößt eine solche Bestimmung gegen die Grundsätze der Rechtssicherheit und des Vertrauensschutzes. Zwar sind die ÜNB nach den Art. 155, 159, 162 der Verordnung (EU) Nr. 2017/1485 berechtigt, Präqualifikationsanforderungen festzulegen und die hierfür erforderlichen Modalitäten oder Methoden gemäß der Art. 4, 18 VO (EU) Nr. 2017/2195 näher auszugestalten. Diesbezüglich sieht die Verordnung jedoch ein klar geregeltes Verfahren vor, welches unter anderem Veröffentlichungspflichten (Art. 7 VO (EU) Nr. 2017/2195, Konsultationen der Marktteilnehmer (Art. 10 VO (EU) Nr. 2017/2195) sowie die Genehmigung durch die Regulierungsbehörde vorsieht (Art. 4 Abs. 1, Art. 5 Abs. 2, 3, 4 VO (EU) Nr. 2017/2195. Eine nachträgliche Anpassung der Präqualifikationsanforderungen durch die ÜNB erfordert also wenigstens die Berücksichtigung der in der Leitlinie vorgesehenen Verfahrensschritte. Zudem steht eine dahingehende Bestimmung den Zielen der dem Vorschlag der ÜNB zugrunde liegenden Verordnung (EU) Nr. 2017/2195 entgegen. Ziel der Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem ist es, „einen wirksamen Wettbewerb, Diskriminierungsfreiheit und Transparenz in Regelreservemärkten zu fördern (Art. 3 Abs. 1 Buchst. a) VO (EU) Nr. 2017/2195). Diesbezüglich sei</p>	BVES	<p>Siehe zweite Antwort der Tabelle Stellungnahmen – Präqualifikation zu Artikel 3.</p> <p>Die Forderung nach einer verpflichtenden Überprüfung im letzten Satz der Anmerkung ist durch die Neufassung der MfRRA gegenstandslos geworden. Die ÜNB werden etwaige Ermessensspielräume diskriminierungsfrei nutzen.</p>

	<p>„sicherzustellen, dass die Beschaffung von Regelreserve auf faire, objektive, transparente und marktbasierende Weise erfolgt (...)“ (Art. 3 Abs. 1 Buchst. e) VO (EU) Nr. 2017/2195). Diese Grundsätze umfassen indes auch das Bedürfnis nach Rechtssicherheit sowie Vertrauensschutz. Ein voraussetzungsloses Änderungsrecht der ÜNB hinsichtlich der Präqualifikationsbedingungen steht diesen Bestimmungen entgegen.</p> <p>Überdies haben die ÜNB gemäß Art. 3 Abs. 2 Buchst. a) und b) der Verordnung (EU) Nr. 2017/2195 bei der Umsetzung der Leitlinie die Grundsätze der Verhältnismäßigkeit und Diskriminierungsfreiheit zu achten und für Transparenz zu sorgen. Würde den ÜNB ein einseitiges Änderungsrecht zugebilligt, würde jedenfalls das Transparenzerfordernis unterlaufen. Der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit erfordert damit die Erforderlichkeit, Geeignetheit und Angemessenheit von Änderungen der Präqualifikationsanforderungen. Insoweit sind jedenfalls Übergangsfristen vorzusehen, die das Interesse an einer sicheren Regelenergieleistung in ein angemessenes Verhältnis zu den Investitionsentscheidungen des Anbieters setzt (gerade auch bei vertraglicher Absicherung von Lieferungen, die in der Regel über längere Zeiträume abgeschlossen werden). Um sich an dieser Stelle auch nicht des Vorwurfes der Diskriminierung ausgesetzt zu sehen, sollte nicht nur die Berechtigung zur Prüfung, sondern auch eine Verpflichtung aufgenommen werden, da ansonsten es dem Ermessen der ÜNB überlassen wäre, welche Anbieter ggf. geprüft werden.</p>		
Allgemein	<p>Die PQ-Bedingungen sehen bereits regelmäßige Daten-bereitstellung an den ÜNB vor. Zusätzliche Nachweise dürfen nur erforderlich sein, wenn die zusätzlich angeforderten Daten in der regelmäßigen Datenbereitstellung nicht enthalten sind; der ÜNB muss ihre Notwendigkeit begründen.</p>	BDEW	<p>Die ÜNB sind mit dieser Anmerkung einverstanden. Wegen der grundlegenden Überarbeitung des entsprechenden Artikels der MfRRA ist eine Umsetzung allerdings weder möglich noch erforderlich.</p>
3	<p>Abs.3 Siehe auch Kommentar zu 6.3. Der Regelreserveanbieter meldet seine Fahrpläne an den ÜNB, diese liegen ihm also ohnehin vor. Die am Zählpunkt gemessenen Daten liegen beim Anschluss-VNB vor, der Regelreserveanbieter muss sie also nicht zusätzlich an die Netzseite melden. Sollte ein eigener Zähler verbaut sein, der die Messung innerhalb eines Zählpunktes differenziert, sind diese selbstverständlich zu</p>	EFET Deuts chland	<p>Hinsichtlich der Fahrpläne ist diese Anmerkung korrekt. Wäre der Artikel nicht ohnehin grundlegend überarbeitet worden, so wäre eine Berücksichtigung der Anmerkung erfolgt (Fahrpläne wären nicht mehr erwähnt</p>

	melden.		worden). Hinsichtlich der Zählwerte ist die Anmerkung nicht zutreffend, denn Anschluss-VNB und Anschluss-ÜNB sind zwei unterschiedliche Unternehmen.
Allgemein 4	<p>Allgemein: Die PQ-Bedingungen sehen bereits regelmäßige Datenbereitstellung vor. Zusätzliche Nachweise dürfen nur erforderlich sein, wenn die zusätzlich angeforderten Daten in der regelmäßigen Datenbereitstellung nicht enthalten sind und der ÜNB ihre Notwendigkeit begründen kann.</p> <p>Abs. 4: Im Rahmen der PQ-Bedingungen werden sowohl online als auch offline bereits umfangreiche Daten geliefert. Weitere Nachweise sollten im Regelfall nicht erforderlich sein und sind seitens des ÜNB zu begründen.</p>	EnBW Energie Baden- Württemberg AG	Die ÜNB sind mit dieser Anmerkung einverstanden. Wegen der grundlegenden Überarbeitung des entsprechenden Artikels der MfRRA ist eine Umsetzung allerdings weder möglich noch erforderlich.
3	<p>8.3 Siehe auch Kommentar zu 6.3. Der Regelreserveanbieter meldet seine Fahrpläne an den ÜNB, diese liegen ihm also ohnehin vor. Die am Zählpunkt gemessenen Daten liegen beim Anschluss-VNB vor, der Regelreserveanbieter muss sie also nicht zusätzlich an die Netzseite melden. Sollte ein eigener Zähler verbaut sein, der die Messung innerhalb eines Zählpunktes differenziert, sind diese selbstverständlich zu melden.</p>	ENGE Deutschland AG	Hinsichtlich der Fahrpläne ist diese Anmerkung korrekt. Wäre der Artikel nicht ohnehin grundlegend überarbeitet worden, so wäre eine Berücksichtigung der Anmerkung erfolgt (Fahrpläne wären nicht mehr erwähnt worden). Hinsichtlich der Zählwerte ist die Anmerkung nicht zutreffend, denn Anschluss-VNB und Anschluss-ÜNB sind zwei unterschiedliche Unternehmen.
3	<p>8(3): Steag-Antwort: Zur Sicherstellung, dass dieses Instrument zielgemäß eingesetzt wird, sollte verhindert werden, dass Doppelmeldung (ÜNB und ANB) nötig sind und dass der Umfang zumutbar bleibt. Steag drängt hier auf eine Gleichbehandlung aller Teilnehmer – Batteriebetreiber melden bereits zahlreiche Daten.</p>	Steag GmbH	Die ÜNB sind ebenfalls bestrebt, Doppelmeldungen zu vermeiden. Nach dem Verständnis der ÜNB sind in diesem Zusammenhang allerdings keine Doppelmeldungen zu erwarten. Falls dies nicht korrekt sein sollte wären die ÜNB für einen entsprechenden Hinweis dankbar, um die Doppelmeldungen zukünftig zu vermeiden.

<p>3</p>	<p>Zu Ziffer (3) Wie bereits erwähnt werden die Bedingungen zu Erbringung der Regelleistung im Verfahren zur Bestimmung von Regelleistungswerten betrachtet. Daher sollte an dieser Stelle nur ein Verweis auf diese erfolgen. Sollten zusätzlich Informationen zur Kontrolle der Vorhaltung erforderlich sein, dann sollten diese explizit aufgenommen werden, damit der Anbieter diese auch erzeugen bzw. vorhalten kann. Eine offene Formulierung, wie in Ziffer 3, lehnt UNIPER ab.</p>	<p>UNIPER SE</p>	<p>Die ÜNB sind mit dieser Anmerkung einverstanden. Wegen der grundlegenden Überarbeitung des entsprechenden Artikels der MfRRA ist eine Umsetzung allerdings weder möglich noch erforderlich.</p> <p>Da das Konsultationsverfahren zur Bestimmung der RL-Istwerte noch nicht abgeschlossen ist, soll das Thema an dieser Stelle nicht weiter behandelt werden.</p>
<p>2</p>	<p>(2) Der ÜNB hat das Recht ...zusätzliche Vorgaben hinsichtlich der Aggregation resp. Disaggregation der Daten zu machen.</p> <p>Auch hier können dem Anbieter unkalkulierbare Kosten entstehen und wiederum werden kleinere Einheiten gegenüber Größeren Einheiten benachteiligt. Sollten zusätzliche Daten oder eine höhere Auflösung notwendig werden, so hat die Anpassung in allen Regelzonen gemeinsam und unter Einbeziehung aller Betroffenen so wie der BNetzA zu erfolgen. Sollten zusätzliche Daten nur in einem Einzelfall benötigt werden sollte dies im bilateralem Gespräch geklärt werden. Welche Daten mit welchem Aufwand bereitgestellt werden können und in welchem Umfang dies kostenfrei geschehen kann, kann so am besten geklärt werden. Sollen bindende neue Vorgaben eingeführt werden, muss dies in einem geordneten Prozess unter Einbindung der BNetzA und der Stakeholder erfolgen. Es sollte dringend vermieden werden, dass einzelne ÜNB einzelnen Anbietern zur erweiterten Datenbereitstellung verpflichtet werden.</p> <p>Auch hier fordern wir einheitliche Daten Formate für alle Regelzonen und alle Anbieter</p>	<p>Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.</p>	<p>Anm. / Rück-äußerung:</p> <p>In den Konsultationsanmerkungen wird u.a. gefordert, dass das Recht des ÜNB, dem Regelreserveanbieter zur Überprüfung der korrekten Erbringung zusätzliche Vorgaben hinsichtlich der Aggregation resp. Disaggregation der Daten zu machen, klar eingegrenzt und nachvollziehbar begründet werden sollte und sich entsprechende Vorgaben nicht zwischen den LFR-Zonen unterscheiden sollten.</p> <p>Der ersten Forderung können die ÜNB teilweise zustimmen. In dem nach dem Workshop vom 14. Februar 2018 verteilten</p>

<p>2</p>	<p>zu (2): Den ÜNB wird hier ebenfalls die Option eingeräumt, dem Regelreserveanbieter zur Überprüfung der korrekten Erbringung zusätzliche Vorgaben hinsichtlich der Aggregation resp. Disaggregation der Daten zu machen. Die Formulierung „zusätzliche Vorgaben“ entbehrt jeglicher Bezug zur Angemessenheit bzw. Begründbarkeit. Da Änderungen grundsätzlich mit Aufwand und Kosten verbunden sind, sollten sie immer angemessen und begründbar sein sowie entsprechende Übergangsfristen aufweisen. Außerdem sollten stets die Meinungen der Stakeholder mittels Konsultationen eingeholt werden.</p>	<p>Next Kraftwerke GmbH</p>	<p>Dokument mit Fragen und Antworten hatten die ÜNB bereits die folgende Präzisierung vorgenommen: "Diese Vorgabe wurde im Workshop diskutiert. Vorgesehen durch die ÜNB ist eine Nutzung in Einzelfällen, bspw. um gezielt die Qualität der Erbringung durch bestimmte neuartige Technologien überprüfen zu können." Der Anforderung der nachvollziehbaren Begründung stimmen die ÜNB also zu. Allerdings teilen die ÜNB nicht die Einschätzung, dass es Ex-Ante-Einschränkungen geben sollte, denn dies schränkt die Flexibilität für die ÜNB ein, Nicht-Standard-PQ-Verfahren durchzuführen. Letztere Flexibilität kommt insbesondere auch den Anbietern zugute.</p>
<p>2</p>	<p>Artikel (2) Hier sollte das Ergebnis aus der Vorkonsultation der PQ-Bedingungen übernommen werden, um diese Generalvollmacht an die ÜNB sinnvoll einzuschränken: "... zu machen. Vorgesehen durch die ÜNB ist eine Nutzung in Einzelfällen, z. B. um gezielt die Qualität der Erbringung durch bestimmte neuartige Technologien überprüfen zu können."</p>	<p>8 Trianel GmbH</p>	<p>Der zweiten Forderung stimmen die ÜNB nicht zu, da sich ja auch die zu präqualifizierenden TE / RE / RG zwischen den LFR-Zonen unterscheiden könnten. Natürlich ist es das Anliegen der ÜNB, gleichartige Fälle auch gleich zu behandeln.</p> <p>Da die hier angesprochenen zusätzlichen Vorgaben immer nur Einzelfälle betreffen werden, ist - wie in einer Konsultationsanmerkung ausgeführt - eine bilaterale Abstimmung in der Tat das zweckmäßige Vorgehen. Insbesondere</p>

		<p>erscheint es nicht sinnvoll, die für einen Einzelfall vorgesehenen Regelungen öffentlich zu konsultieren.</p> <p>Im Zusammenhang mit der Thematik der zusätzlichen Vorgaben hinsichtlich der (Dis-)Aggregation von Daten wurde auch die Forderung erhoben, dass einheitliche Datenformate für alle Regelzonen und alle Anbieter genutzt werden müssten. Für Stammdaten (==> Maschinendatenblatt) und Planungsdaten (==> KWEP-1 / GLDPM / SO GL) ist dies gegeben; für die offline zu übermittelnden Daten wird es eine einheitliche Schnittstelle geben. Im Falle der Echtzeitdaten bestehen etablierte Kanäle und Formate, die wegen unterschiedlicher ÜNB-Leitsysteme kurzfristig nicht über alle deutschen LFR-Zonen vereinheitlicht werden können. Die ÜNB können der entsprechenden Forderung also nur teilweise zustimmen.</p> <p>In den Konsultationsanmerkungen wurde angeregt, die ÜNB mögen Beispiele hinsichtlich denkbarer zusätzlicher Vorgaben zur (Dis-) Aggregation geben. Man kann sich bspw. vorstellen, dass eine regionale / geographische Aufschlüsselung wie die Gruppierung der hydraulischen Anlagen im Alpenraum (mit dem Ziel der Übermittlung von Echtzeitdaten für den Systembetrieb) erfolgt. Im Falle neuer Technologien könnte eine genauere Aufschlüsselung in einer</p>
--	--	---

		<p>Erprobungsphase sinnvoll sein, um die korrekte Erbringung überprüfen zu können, für die bis dahin ggf. noch keine Erfahrungswerte vorliegen.</p> <p>Änderungen an MfRRA:</p> <p>Die Aussagen der MfRRA zu den PQ-Bedingungen haben eine sehr grundsätzliche Überarbeitung erfahren, so dass die Konsultationsanmerkungen zumeist gegenstandslos geworden sind. Auch wenn durch die Überarbeitung eine Berücksichtigung der Anmerkungen in den MfRRA weder sinnvoll noch möglich ist, so sollen die Anmerkungen doch bei der noch anstehenden Überarbeitung der PQ-Bedingungen berücksichtigt werden. Die nachfolgenden Passagen erläutern dies detailliert. Die ÜNB gehen davon aus, dass sie in dieser Weise der gesetzlichen Vorgabe aus Artikel 10 Absatz 6 EB-VO gerecht werden.</p> <p>Änderungen an PQ-Bedingungen:</p> <p>Obige Klarstellungen hinsichtlich möglicher zusätzlicher Vorgaben für die Aggregation oder Disaggregation von Daten sollen in den PQ-Bedingungen berücksichtigt werden.</p>
--	--	---

Allgemein	Eine Datenbereitstellung sollte kohärent mit den PQ Bedingungen auf Ebene der Reserve-Gruppe und Reserve-Einheit erfolgen. Eine Datenbereitstellung für jede TE ist unter Umständen schon rein technisch nicht möglich und durch die Abstraktion der Präqualifikationsanforderungen auf die jeweilige Einheit oder Gruppe auch nicht notwendig.	Vattenfall Energy Trading	Die ÜNB können einem grundsätzlichen Verzicht auf Werte auf TE-Ebene nicht zustimmen. Diese Werte können aus betrieblichen Gründen sehr wohl erforderlich sein. Im Übrigen ist eine Datenbereitstellung auf TE-Ebene immer möglich. Abschnitt 1.2 der PQ-Bedingungen legt fest: "Pro TE muss mindestens eine Leistungsmessung erfolgen. Alle Einrichtungen hinter der Leistungsmessung werden zusammengefasst als TE bezeichnet."
------------------	---	---------------------------	---

Artikel 9 – Standort

Stellungnahmen

Abs.	Anmerkung	Organisation	Antwort
5	Abs. 5 Bereits mit ERRP-Fahrplänen abgedeckt	EFET Deutschland	Anm. / Rück-äußerung:
5	Abs. 5: Diese Forderung bereits durch den ERRP-Meldeprozess abgedeckt.	EnBW Energie Baden- Württemberg AG	In den Konsultationsanmerkungen wurde darauf hingewiesen, dass die bspw. in Artikel 5 Absatz 12 der Konsultationsfassung der MfRRA geforderten Vortagesmeldungen bereits durch den KWEP-1 resp. GLDPM-Prozess berücksichtigt seien und insofern eine Berücksichtigung in den PQ-Bedingungen resp. den Vorgaben für
5	Zu Ziffer (5) Ziffer (5) bestätigt nochmals die Prüfung des Transportweges durch den TSO und macht die Forderung aus Artikel 4 Ziffer (9) obsolet (Wiederholung).	RWE Supply & Trading	

<p>5</p>	<p>Zu Ziffer (5) Ziffer 5 bestätigt nochmals die Prüfung des Transportweges durch den TSO und macht die Forderung aus Artikel 4 Ziffer 9 obsolet (Wiederholung). Wie in Artikel 5 Ziffer 12 bereits dargelegt sind die Datenmeldeverpflichtungen für Anlagenbetreiber in eigenen Regelwerken niedergeschrieben (GLDPM, ERRP) und für alle vier ÜNB einheitlich. Daher ist hier ein Verweis auf die Vorschriften einzuführen. Weitergehende, parallele Regelungen in den Modalitäten für Regelreserveanbieter oder unterschiedliche Meldeverpflichtungen je Regelzone sind nicht erforderlich bzw. sind in den zuvor genannten Regelungen zu klären und nicht in den Präqualifikationsbedingungen.</p>	<p>UNIPER SE</p>	<p>Regelreserveanbieter in den MfRRA nicht erforderlich sei und entsprechende Regelungen gelöscht werden sollten. Hierzu ist klarzustellen, dass der Kreis der jeweils zur Lieferung von Daten verpflichteten Parteien nach KWEP-1 / GLDPM einerseits und den aktuellen PQ-Bedingungen andererseits nicht vollkommen identisch ist. Ein ganz überwiegender Teil der präqualifizierten und auch der bezuschlagten Regelleistung dürfte zwar in der Tat durch die Datenmeldungen nach KWEP-1 / GLDPM erfasst sein. Es ist aber möglich, dass die durch diese Prozesse nicht erfasste Regelleistung für die Zwecke der Betriebsplanung und Systemführung berücksichtigt werden muss. Die ÜNB weisen darauf hin, dass die Formulierung in der Konsultationsfassung der MfRRA sowie die zu dieser Thematik in den aktuellen Rahmenverträgen für alle drei Regelleistungsarten enthaltenen Regelungen eine Übermittlung der Vortagesmeldungen nur "auf Anforderung" des Anschluss-ÜNB vorsehen. Es erscheint den ÜNB sinnvoll, die Möglichkeit der Anforderung von Vortagesmeldungen zwar beizubehalten; diese in der Praxis jedoch zumeist nicht zu nutzen. Dieser Ansatz sollte für alle Beteiligten akzeptabel sein: Der Aufwand für die Reserveanbieter wird minimiert, aber der ÜNB kann - wenn erforderlich - die</p>
<p>5</p>	<p>Zu Ziffer (5) Ziffer (5) ist eine entbehrliche weitgehend eine Wiederholung von Artikel 5 Ziffer (11).</p>	<p>VGB PowerTech e. V., Essen</p>	<p>Regelreserveanbieter in den MfRRA nicht erforderlich sei und entsprechende Regelungen gelöscht werden sollten. Hierzu ist klarzustellen, dass der Kreis der jeweils zur Lieferung von Daten verpflichteten Parteien nach KWEP-1 / GLDPM einerseits und den aktuellen PQ-Bedingungen andererseits nicht vollkommen identisch ist. Ein ganz überwiegender Teil der präqualifizierten und auch der bezuschlagten Regelleistung dürfte zwar in der Tat durch die Datenmeldungen nach KWEP-1 / GLDPM erfasst sein. Es ist aber möglich, dass die durch diese Prozesse nicht erfasste Regelleistung für die Zwecke der Betriebsplanung und Systemführung berücksichtigt werden muss. Die ÜNB weisen darauf hin, dass die Formulierung in der Konsultationsfassung der MfRRA sowie die zu dieser Thematik in den aktuellen Rahmenverträgen für alle drei Regelleistungsarten enthaltenen Regelungen eine Übermittlung der Vortagesmeldungen nur "auf Anforderung" des Anschluss-ÜNB vorsehen. Es erscheint den ÜNB sinnvoll, die Möglichkeit der Anforderung von Vortagesmeldungen zwar beizubehalten; diese in der Praxis jedoch zumeist nicht zu nutzen. Dieser Ansatz sollte für alle Beteiligten akzeptabel sein: Der Aufwand für die Reserveanbieter wird minimiert, aber der ÜNB kann - wenn erforderlich - die</p>

		<p>benötigten Informationen erhalten.</p> <p>Es sei in diesem Zusammenhang noch angemerkt, dass die Vorgaben zu den Vortagesmeldungen aktuell leider noch nicht über alle einschlägigen Dokumente hinweg konsistent ausgestaltet sind. TC Anhang D1 (FCR / PRL) sieht in Abschnitt 3.4.5 verpflichtende Vortagesmeldungen vor; ebenso TC Anhang D2-1 in Abschnitt 3.4.3. Im TC Anhang D2-2 wiederum ist in Abschnitt 2.13. die Verpflichtung zur Abgabe der Vortagesmeldungen an die Aufforderung des ÜNB geknüpft. Diese Inkonsistenzen sollen im Laufe der weiteren Überarbeitung der Dokumente bereinigt werden.</p> <p>Die Vorgaben hinsichtlich der o.g. Prozesse sind in allen deutschen LFR-Zonen identisch.</p> <p>Schließlich sei im Zusammenhang mit der Behandlung der Vortagesmeldungen noch ein Missverständnis korrigiert: Durch die Vortagesmeldungen wird Artikel 4 Absatz 9 in der Konsultationsfassung der MfRRA keineswegs überflüssig. Der Regelreserveanbieter bleibt selbstverständlich dafür verantwortlich, alle für die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung relevanten und geplanten Einschränkungen in seinen Technischen Einheiten, in den zugehörigen Netzanschlüssen (z.B. maximale Einspeise- und Bezugsleistung) und im</p>
--	--	--

		<p>Transportweg vom Netzanschlusspunkt bis ins Übertragungsnetz (z.B. temporäre Einschränkungen aufgrund von Netzarbeiten etc.) bei der Angebotsstellung zu berücksichtigen. Dies kann im Einzelfall bedeuten, dass der Regelreserveanbieter nicht an der Ausschreibung teilnehmen kann.</p> <p>Änderungen an MfRRA:</p> <p>Die Aussagen der MfRRA zu den PQ-Bedingungen haben eine sehr grundsätzliche Überarbeitung erfahren, so dass die Konsultationsanmerkungen zumeist gegenstandslos geworden sind. Auch wenn durch die Überarbeitung eine Berücksichtigung der Anmerkungen in den MfRRA weder sinnvoll noch möglich ist, so sollen die Anmerkungen doch bei der noch anstehenden Überarbeitung der PQ-Bedingungen berücksichtigt werden. Die nachfolgenden Passagen erläutern dies detailliert. Die ÜNB gehen davon aus, dass sie in dieser Weise der gesetzlichen Vorgabe aus Artikel 10 Absatz 6 EB-VO gerecht werden.</p> <p>Änderungen an PQ-Bedingungen:</p> <p>Obige Ausführungen hinsichtlich der Vortagesmeldungen sind in den Rahmenverträgen (sic) und, soweit erforderlich, sonstigen Dokumenten nachzuziehen; an den PQ-Bedingungen sind</p>
--	--	--



			keine Änderungen erforderlich.
4	9 (4) Dieser Satz sollte gestrichen werden, da ein Nachweis technisch nicht möglich ist und die Frequenzhaltung auf das gesamte Verbundnetz wirkt, also auch im gesamten Verbundnetz erbracht werden kann.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.	Wegen der grundsätzlichen Überarbeitung der MfRRA ist eine Berücksichtigung weder möglich noch erforderlich.

Artikel 10 – Arbeitsvolumen

Stellungnahmen

Nr.	Abs.	Anmerkung	Organisation	Antwort
1	Allgemein	<p>Das Verfahren zur Ermittlung des Regelarbeitsvolumens scheint überaus komplex. Diese Komplexität ist in einer Vielzahl von marktüblichen Leitsystemen technisch nicht ohne erheblichen Aufwand umsetzbar.</p> <p>Alternativ möchten wir an dieser Stelle einige Anregungen einbringen:</p> <p>Voraussetzung: Jeder Regelreserveanbieter betreibt für jede Regelreserveart mindestens einen Pool. Das bedeutet es gibt keine gemischten Pools und</p>	Vattenfall Energy Trading	<p>Die Erfüllung aller relevanten Anforderungen an eine sachgerechte bedeutet zwangsläufig auch eine Erhöhung der Komplexität sowie entsprechenden Aufwand bei der Umsetzung. Das bisherige Abrechnungsmodell war ein sehr einfaches Modell, welches aber eben auch nicht mehr alle Anforderungen an eine sachgerechte Abrechnung erfüllte. Zudem wird das neue Abrechnungsmodell von einer Vielzahl der Regelreserveanbieter mitgetragen.</p> <p>Die "Anregungen" beziehen sich auf die Thematik der Regelleistungswertbestimmung, welche in einem separaten Konsultationsprozess behandelt wird. Daher wird dies an dieser Stelle nicht weiter kommentiert.</p>

	<p>mindestens jeweils einen für FCR, aFRR und mFRR, so man diese Regelleistung auch anbietet.</p> <p>Jedem Pool ist mindestens eine Reserve-Einheit / Gruppe (RE/RG) zugeordnet. Eine Einheit oder Gruppe kann auch mehreren Pools zugeordnet werden, wobei dann der Arbeitspunkt der RE/RG sowie die Aufteilung des IST Wertes auf die einzelnen Pools vom Betreiber oder Regelreserveanbieter durchzuführen ist.</p> <p>Dadurch ergibt sich für jedes Regelleistungsprodukt ein Pool, mit einem Arbeitspunkt und einem IST Wert und damit auch ein Regelleistungs-IST Wert, der für Abrechnungszwecke herangezogen werden kann, sowie einem Regelfehler. Es gibt keine Durchmischung mit anderen Regelleistungsprodukten.</p> <p>Das Verfahren der Aufteilung des Arbeitspunktes und des IST Wertes ist optional bilateral zwischen Anschluss-ÜNB und Regelleistungsanbieter abzustimmen. Dies gilt insbesondere für die Aufteilungsmodalitäten.</p> <p>Dieses Verfahren führt insbesondere im Falle der produktreinen Erbringung durch mehrere TE zu einer klaren Allokation des Fehlers. Fehler aus einem bestimmten Regelprodukt würden die Regelgüte anderer Regelprodukte nicht beeinflussen. Bei zunehmender</p>		
--	--	--	--

		Aggregation ist dies von besonderer Bedeutung.		
2	3	Warum wird in der mFRR zukünftig nicht auch die Abfahrtrampe vergütet?	Südvolt GmbH	Durch die Vergütung der Anfahrtrampe wird der Anbieter jetzt schon bessergestellt. Die Abrechnungsregelung stellt einen ersten Schritt in Richtung der angestrebten harmonisierten europäischen Regeln dar.
3	3	Es bestehen Einwände gegen die vorgeschlagene Kappung der Akzeptanzmenge mittels eine 5-Minuten-Zeitfensters. (Siehe hierzu unsere detailliertere Anmerkung zum Anhang B)	Next Kraftwerke GmbH	<p>Die vorgeschlagene Mengenbilanz auf das komplette Anruferereignis auszudehnen, kann dazu führen, dass sich im Verlauf ein relativ großes "Guthaben" aufstaut und den Anbieter dazu verleiten könnte, den Kanal während der Sollwert-Rückführung unnötig lang auszureizen, um die Vergütung zu maximieren. Dies wäre aus Sicht der ÜNB nicht zielführend, sodass die Mengenbilanz weiterhin in einem begrenzten Zeitraum erfolgen soll. Die ÜNB halten dafür ein Zeitfenster von 5min für angemessen.</p> <p>Ein Vergleich zwischen der bisherigen und konsultierten Kappungspraxis ist nicht sinnvoll und ergibt ein unvollständiges Bild. Mit dem vorgeschlagenen Abrechnungsmodell wurden diverse Parameter der Abrechnung neu auf die Zielstellung, eine sachgerechtere Vergütung mit Förderung der Erbringungsqualität, abgestimmt.</p>
4	4	Für uns ist nicht nachvollziehbar warum die abzurechnende Energie aus dem Abrufverfahren grundsätzlich aus der Form des grenzüberschreitenden Austausches der europäischen mFRR-Kooperation abgeleitet werden soll. Tatsächlich ergeben sich für deutsche Anbieter von mFRR Sollwertvorgaben entsprechend dem Leitfaden zur Bestimmung von Regelleistungswerten (Aktivierungs-,	Vorarlberger Illwerke AG	Aktuell gibt es für die Anbieter in Deutschland keine vorgeschriebene Rampe, zudem erfolgte bisher keine Vergütung der Rampe. Die Anpassung der Vergütung soll einen Anreiz für die Anbieter schaffen, diese Rampe, welche dem Austauschprofil europäischer mFRR-Kooperationen entspricht, nachzufahren. Die Abrechnungsregelung stellt einen ersten Schritt in Richtung der angestrebten europäischen Regel dar.

		Erbringungs- Deaktivierungsphase) die der mFRR Anbieter zur Vermeidung von Regelleistungsfehlern entsprechend erbringen muss. Durch die Anwendung der grenzüberschreitenden Austauschmengen wird nicht die Arbeitsmenge gemäß den konsultierten Sollwertvorgaben vergütet. Wir treten für eine Vergütung der tatsächlich aktivierten Mengen ein.		
5	4	Es bestehen Anmerkungen bzgl. der Verständlichkeit der mFRR-Abrechnung sowie Einwände gegenüber der Berechnungsweise der Untererfüllung und gegenüber der Bestimmung der Mengen für die Bilanzkreiskorrektur. (Siehe hierzu unsere detailliertere Anmerkung zum Anhang A)	Next Kraftwerke GmbH	Das Dokument wurde redaktionell überarbeitet.
6	4	Bislang wurde die Minutenreserve als Viertelstundenfahrplan ausgetauscht und auch vergütet. Durch die zusätzliche Vergütung bei Sofortaktivierung bzw. durch die Vertragsstrafe wird die Abrechnung aus unserer Sicht unnötigerweise stark verkompliziert. Es ist uns dadurch nicht mehr möglich, wie aktuell die Abrechnung der Minutenreserve mit unseren Kunden und Kraftwerksgesellschaften am Anfang eines Monats für den Vormonat zu machen, da wir die Abrechnung unserer Anschluss-ÜNBs erst 15 Arbeitstage nach Ablauf des Monats erhalten. Daher entstehen uns und den Kunden Kosten und Risiken durch die	Trianel GmbH	Die Regelung ist in bestimmten Abruffällen vorteilhafter für Anbieter ggü. der aktuellen Regelung, da Vergütung höher ausfällt. Diese neue Abrechnungsregelung stellt einen ersten Schritt in Richtung der angestrebten harmonisierten europäischen Regeln dar und in diesem Schritt insbesondere für die Kooperation zwischen Österreich und Deutschland. Im Sinne einer perspektivischen europäischen Harmonisierung der Produkte und Modalitäten werden Änderungen an den Regelungen in Deutschland nicht unumgänglich sein. Durch die von den ÜNB im Abrufverfahren bereitgestellten Informationen (i.d.R. am Folgearbeitstag) und den beschriebenen Abrechnungsregeln ist es dem Anbieter weiterhin möglich, die Abrechnungsergebnisse kurzfristig selbst zu bestimmen und eine Abrechnung mit den Kunden vor dem Erhalt der Rechnung des ÜNB durchzuführen.

	<p>verzögerte Abrechnung. Wir schlagen vor, auf die zusätzliche Vergütung der Sofort-Abrufe und auf Pönalen für Untererbringung zu verzichten und am bisher erfolgreichen, simplen und nachvollziehbaren Abrechnungsprozess für die Minutenreserve festzuhalten, da der zusätzliche Aufwand den Nutzen übersteigt.</p>		
--	--	--	--

Artikel 11 - Abrechnung der Vorhaltung und Erbringung

Stellungnahmen

Abs.	Anmerkung	Organisation	Antwort
1 c,d, 2 c,d	<p>Es ist nicht nachvollziehbar, warum die Gutschriften weiterhin erst 15 Arbeitstage nach Ende des Monats erstellt werden sollen. Alle erforderlichen Daten liegen bereits am ersten Tag nach Ende des Monats vor, selbst bei Abwarten einer Einspruchsfrist von 5 Tagen sollten die Abrechnungen spätestens am 6. Arbeitstag fertig sein können. Noch weniger müssen die ÜNB daran festhalten, die Wertstellung der Gutschrift erst am 30. Kalendertag nach dem Tag der Rechnungserstellung vorzunehmen. Beides ist für uns nicht nachvollziehbar, zumal nach j) ein Vorbehalt für Berichtigungen besteht, und führt unnötigerweise bei Anbietern und deren Kunden zu Verlusten und Risiken.</p>	Trianel GmbH	<p>Am Anfang eines Monats finden diverse Datenübermittlungen, Kontrollen und Abstimmungen statt. Eine weitere Konzentration mit zusätzlichen Aktivitäten auf wenige Tage am Anfang des Monats ist im Sinne eines optimalen und qualitätsgesicherten Prozessablaufs nicht zielführend. Des Weiteren können in der bisherigen Frist Erbringungskontrollen stattfinden, sodass das Risiko für spätere Korrekturen verringert wird. Aus diesen Gründen lehnen die ÜNB ein Vorziehen der Frist zur Rechnungserstellung ab. Der Wertstellungstermin der Regelenergieabrechnung steht in Zusammenhang mit den Terminen der Bilanzkreisabrechnung, über die die Aufwände für die Regelarbeit refinanziert werden. Mit den aktuellen und auch im Antrag vorgesehenen Fristen sind die finanziellen Risiken etwa hälftig auf Anbieter und ÜNB verteilt.</p>

	Wir schlagen vor: Frist für die Gutschrift: 6 Arbeitstage, Wertstellung allerspätestens noch vor Ablauf des Folgemonats.		
1 f	Zur Nachvollziehbarkeit der Abrechnung ist für jede Regelenergieart ein eigener Betrag auszuweisen, eine Kombination ist nicht zulässig.	VGB PowerTech e. V., Essen	Auch wenn mehrere Regelleistungsprodukte auf einer Rechnung kombiniert werden, werden diese dennoch einzeln aufgeführt. Somit wird die Transparenz auch im Falle einer Kombination gewährleistet. Es erfolgt eine Klarstellung in der Formulierung.
1 f	EFET vermutet, dass sich diese Notwendigkeit nach Abschluss des Verfahrens zur Regelleistungswertbestimmung ergeben könnte. Dies wird hier aber nicht deutlich, darüber hinaus könnte es jeder ÜNB anders handhaben. Ein Verweis auf die anstehende Überprüfung der Abrechnung mit Blick auf das vorgenannte Verfahren erscheint angemessen. Eine parallele Regelung, die einer Entscheidung bereits vorgeht, lehnt EFET ab.	EFET Deutschland	Die Möglichkeit zur Kombination mehrerer Regelleistungsarten auf einer Rechnung bildet den status quo der Abrechnungspraxis der dt. ÜNB ab und soll somit keine Änderung herbeiführen. Es besteht keine Abhängigkeit zum Thema der Regelleistungswertbestimmung.
1 f	ENGIE vermutet, dass sich diese Notwendigkeit nach Abschluss des Verfahrens zur Regelleistungswertbestimmung ergeben könnte. Dies wird hier aber nicht deutlich, darüber hinaus könnte es jeder ÜNB anders handhaben. Ein Verweis auf die anstehende Überprüfung der Abrechnung mit Blick auf das vorgenannte Verfahren erscheint angemessen. Eine parallele Regelung die einer Entscheidung bereits vorgeht lehnt ENGIE ab.	ENGIE Deutschland AG	

1 f	Abrechnungssystematik muss in allen Regelzonen einheitlich sein. Die vorgeschlagene Formulierung könnte verschiedene Systeme bedeuten	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.	Die Möglichkeit zur Kombination mehrerer Regelleistungsarten auf einer Rechnung bildet den status quo der Abrechnungspraxis der dt. ÜNB ab und soll somit keine Änderung herbeiführen. Bezüglich einer Vereinheitlichung weisen die ÜNB darauf hin, dass die Regelung ausschließlich den Aufbau der übermittelten Rechnungsformulare betrifft und aus Sicht der ÜNB keine Notwendigkeit einer vollständigen Vereinheitlichung gesehen wird. In Bezug auf die zu Grunde liegenden Abrechnungsmodelle ist eine Vereinheitlichung in DE bereits gewährleistet - für die Kooperationen wird diese angestrebt.
1 f	Aus Anbietersicht ist die Festlegung auf ein einheitliches Abrechnungssystem anzustreben.	Entelios AG	
1 f	Aus Anbietersicht ist die Festlegung auf ein einheitliches Abrechnungssystem für alle Regelzonen (inkl. Kooperationen) anzustreben.	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	
1 f	Aus Anbietersicht ist die Festlegung auf ein einheitliches Abrechnungssystem anzustreben.	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	
1 f	Aus Anbietersicht ist die Festlegung auf ein einheitliches Abrechnungssystem für alle Regelzonen anzustreben.	BDEW	
1 f	Zur Nachvollziehbarkeit der Abrechnung ist für jede Regelenergieart ein eigener Betrag auszuweisen, eine Kombination ist nicht zulässig.	RWE Supply & Trading	
1 f	Die Abrechnung sollte zumindest für jede Regelenergieart eine separate Rechnungsposition ausweisen, eine dahingehende Klarstellung wäre sinnvoll.	UNIPER SE	Auch wenn mehrere Regelleistungsprodukte auf einer Rechnung kombiniert werden, werden diese dennoch einzeln aufgeführt. Somit wird die Transparenz auch im Falle einer Kombination gewährleistet. Es erfolgt eine Klarstellung in der Formulierung.
2 f	Die Abrechnung sollte zumindest für jede Regelenergieart eine separate Rechnungsposition ausweisen, eine dahingehende Klarstellung wäre	UNIPER SE	

	sinnvoll.		
2 f	Zur Nachvollziehbarkeit der Abrechnung ist für jede Regelenergieart ein eigener Betrag auszuweisen, eine Kombination ist nicht zulässig.	RWE Supply & Trading	
2 k	Zusätzliche Kosten, die dem Regelreserveanbieter durch eine räumliche Distanz zwischen Erbringungs- und Erfüllungsort entstehen, gehen zu seinen Lasten. Begründung: Es handelt sich bei dem zwischengelagerten Netz, also der Verbindung zwischen Erbringung und Erfüllungsort, um ein Quasi-Monopol, zu dessen Nutzung dem Regelreserveanbieter keine Alternativen offenstehen. Da der Regelreserveanbieter Kosten die durch zwischengelagerte VNB verursacht werden weder verursacht noch beeinflussen kann muss der Satz wie folgt ergänzt werden. Zusätzliche Kosten, die dem Regelreserveanbieter durch eine räumliche Distanz zwischen Erbringungs- und Erfüllungsort entstehen, gehen zu seinen Lasten sofern sie nicht durch zwischengelagerte Verteilnetzbetreiber verursacht wurden.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.	Die Regelung stellt den status quo dar und stellt klar, dass derartige Kosten nicht durch den Reserven anschließenden ÜNB zu tragen sind. Dies erfolgt aber bereits auch durch die Definition der Abrechnungsgrundlage, sodass dieser Absatz entfallen kann.
4 a	Insbesondere die Bestimmung des Akzeptanz – und Toleranzkanals stellt durch seine Komplexität eine Anforderung, die in einer Vielzahl von marktüblichen Leitsystemen technisch nicht ohne erheblichen Aufwand umsetzbar ist. Wir	Vattenfall Energy Trading	Grundsätzlich benötigt der Regelreserveanbieter die Kanalgrenzen nicht für die Erbringung der aFRR. Hierfür ist ausschließlich der übermittelte Sollwert relevant. Der Regelreserveanbieter ist verpflichtet diesem schnellstmöglich zu folgen - die Erbringung ist dementsprechend allein am Sollwert auszurichten. Ein Verwendungszweck der Kanalgrenzen stellt daher einzig die Kontrolle der

	<p>regen an, dass die ÜNB an zentraler Stelle die Algorithmen entwickeln und betreiben und jedem Regelleistungsanbieter die Ergebnisse der Kanalberechnung neben dem Regelleistungssollwert online zur Verfügung stellen. Die zeitliche Auflösung sollte dabei analog zur zeitlichen Auflösung des Regelleistungssollwertes gesetzt werden (1s). Hierdurch ist gewährleistet, dass es keine abweichende Auffassung zur genauen Höhe der Akzeptanz- und Toleranzkanäle und damit zum Akzeptanzwert gibt.</p>		<p>vom ÜNB erstellten Abrechnung dar. Diese Berechnungen können allerdings auch außerhalb des Leitsystems erfolgen. Zudem wären ohnehin weitere Berechnungen auf Sekundenebene erforderlich, um die finale Abrechnungsmenge zu bestimmen.</p>
4 b	<p>Wir fordern das Wort "nachweislich" im letzten Satz zu streichen. Dem Anbieter ist es faktisch nicht möglich einen Nachweis zu erbringen, dass er Lücken in den dem ÜNB vorliegenden Daten nicht zu verschulden hat. Das von den ÜNB vorgegebene Übertragungsprotokoll IEC 60870-5-101 bietet hierzu keine ausreichenden technischen Möglichkeiten. Im Falle von Datenlücken muss daher eine einvernehmliche Klärung herbeigeführt werden.</p>	<p>Next Kraftwerke GmbH</p>	<p>Die Formulierung wird dahingehend angepasst, als dass ein Verweis auf die Pflichten des §8 erfolgt. Die dort vorgeschlagene und bereits im aktuellen Rahmenvertrag befindliche Regelung überträgt die Verantwortung für eine zuverlässige Datenübertragung insbesondere für die im Verantwortungsbereich des Anbieters liegende Infrastruktur an den Anbieter. Damit besteht in allen Fällen auf Anbieterseite ein Anreiz die jeweiligen Datenverbindungen/ Protokolle/ Prüfroutrinen kontinuierlich zu prüfen/ überwachen, um mögliche Fehler frühzeitig zu erkennen und zu beseitigen. Für einen Anbieter sollte es möglich sein, die in seinen Verantwortungsbereich liegenden IT-Infrastruktur bis zur ÜNB-Schnittstelle inkl. der jeweiligen Datenübergaben zu monitoren.</p> <p>Die Entscheidung, ob ein vom Anbieter geführter Nachweis hinreichend ist, obliegt dem ÜNB und wird in aller Regel im Abstimmung mit dem Anbieter erfolgen.</p>
4 b	<p>Die Auswahl des zeitlichen Kriteriums erscheint willkürlich. Wenn die Möglichkeit einer Nachlieferung besteht, sollte von dieser immer gebraucht gemacht werden. Dies gilt unabhängig davon, wer den Fehler zu vertreten hat.</p>	<p>Vattenfall Energy Trading</p>	<p>In der Vergangenheit waren die meisten Datenlücken kürzer als 30 Sekunden, sodass die ÜNB diese Dauer vorschlagen. Eine Nachlieferung kann nicht akzeptiert werden, wenn der Anbieter die Datenlücke zu vertreten hat. Eine Datenlücke hat direkten Einfluss auf die Bestimmung des Regelleistungsbedarfs und somit auf den Regelungsprozess</p>

			in DE sowie in angebotenen Kooperationen.
4 b	Der Regelreserveanbieter kann Ersatzwerten unter Einhaltung der geltenden Frist im Rahmen der Tagesabstimmung widersprechen und den Ersatz mit den von ihm aufgezeichneten Werten verlangen, sofern er den Datenfehler nachweislich nicht zu vertreten hat. Den letzten Halbsatz streichen, da der Regelreserveanbieter objektiv keine Möglichkeit hat nachzuweisen, wie Lücken in den Datensätzen der ÜNB entstanden sind und diese auch nicht zu verschulden hat. Kann der Regelreserveanbieter mögliche Datenlücken füllen, sollte auf weitere Nachweise verzichtet werden, da der Regelreserveanbieter ohnehin ein Eigeninteresse hat vollständige Datensätze zu übermitteln.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.	
4 c	Die Fristen für die Übermittlung der Überführungszeitreihen müssen kompatibel mit den Vorgaben aus dem neuen Bilanzkreisvertrag sein. In einer Konstellation einer Regelenergievermarktung über einen fremden Bilanzkreis (Aggregator) müssen auf Basis der Überführungszeitreihen SRE und SRI noch Fahrpläne zwischen dem Aggregator und dem Lieferanten-BKV ausgetauscht werden.	EFET Deutschland	Die Überführungszeitreihen SRE/I für den Bilanzkreis des Regelreserveanbieters bzw. die vom Anbieter an den ÜNB gemeldeten Istwerte sind nicht Grundlage für den Ausgleich zwischen Anbieter- und Erbringungs-BK. Denn gem. BK6-17-046 soll die tatsächliche Erbringung bilanziert werden, unabhängig von der Sollwertvorgabe des ÜNB. Zudem wäre eine Abhängigkeit in diese Richtung systemisch falsch, denn letztlich aggregiert der Anbieter die Erbringungswerte der einzelnen Reserveeinheiten/-gruppen zu einer Poolsumme, die er dem ÜNB übermittelt. Daher wäre es unlogisch diese Summenwerte als Basis für die Bilanzierung der einzelnen Reserveeinheiten/-gruppen zu verwenden.
4 c	Die Fristen für die Übermittlung der Überführungszeitreihen müssen kompatibel mit	EnBW Energie Baden-	

	den Vorgaben aus dem aktuell in Überarbeitung befindlichen Bilanzkreisvertrag sein. In einer Konstellation einer Regelenergievermarktung über einen fremdem Bilanzkreis (Aggregator) müssen auf Basis der Überführungszeitreihen SRE und SRI noch Fahrpläne zwischen dem Aggregator und dem Lieferanten-BKV ausgetauscht werden.	Württemberg AG
4 c	Die Meldefristen müssen mit den Zeiten im neuen Bilanzkreisvertrag abgestimmt werden.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
4 c	Entelios sieht das Thema der Fahrplananmeldung für erbrachte Regelenergie und die im Rahmen der aktuellen Konsultation des Bilanzkreisvertrages vorgeschlagene Zeit von 10:00 Uhr (kalendertäglich) für die nachträgliche Fahrplananmeldung sehr kritisch. Dies würde bedeuten, dass sich dies nicht mit dem Vorschlag der ÜNB für Modalitäten der Regelenergieanbieter abwickeln ließe. Denn die Regelenergieanbieter haben dann keine Möglichkeit, die Abrechnungsmengen der Zeitreihen zu verifizieren und ggf. mit dem ÜNB abzustimmen für den Fall, dass es Abweichungen gibt. Deshalb kann Entelios den Vorschlag zu den Modalitäten für Regelenergieanbieter (10:00 Uhr werktäglich Fahrplan von ÜNB an Anbieter) nur unter der Bedingung unterstützen, dass im Bilanzkreisvertrag die derzeit geltende Zeit für die nachträgliche Fahrplananmeldung unbedingt bei 16:00 Uhr (werktäglich) bestehen bleibt. Dann haben die Regelenergieanbieter auch ausreichend	Entelios AG

	<p>Zeit, die Zeitreihen zu verifizieren und mit dem ÜNB abzustimmen, wenn es Abweichungen gibt. Zudem wollen wir darauf hinweisen, dass ein werktäglicher Fahrplanaustausch vollkommen ausreichend ist. Ein kalendertäglicher Austausch auch am Wochenende und Feiertagen ist nicht erforderlich, dies kann an den vorhergehenden Tagen antizipiert werden.</p>		
<p>4 c</p>	<p>TIWAG sieht das Thema der Fahrplananmeldung für erbrachte Regelenergie und die im Rahmen der aktuellen Konsultation des Bilanzkreisvertrages vorgeschlagene Zeit von 10:00 Uhr (kalendertäglich) für die nachträgliche Fahrplananmeldung sehr kritisch. Dies würde bedeuten, dass sich dies nicht mit dem Vorschlag der ÜNB für Modalitäten der Regelenergieanbieter abwickeln ließe. Denn die Regelenergieanbieter haben dann keine Möglichkeit die Abrechnungsmengen der Zeitreihen zu verifizieren und ggf. mit dem ÜNB abzustimmen für den Fall, dass es Abweichungen gibt. Deshalb kann TIWAG den Vorschlag zu den Modalitäten für Regelenergieanbieter (10:00 Uhr werktäglich Fahrplan von ÜNB an Anbieter) nur unter der Bedingung unterstützen, dass im Bilanzkreisvertrag die derzeit geltende Zeit für die nachträgliche Fahrplananmeldung unbedingt bei 16:00 Uhr (werktäglich) bestehen bleibt. Dann haben die Regelenergieanbieter auch ausreichend Zeit, die Zeitreihen zu verifizieren und mit dem ÜNB abzustimmen, wenn es Abweichungen gibt.</p>	<p>TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG</p>	

<p>4 c</p>	<p>Der bne sieht das Thema der Fahrplananmeldung für erbrachte Regelenergie und die im Rahmen der aktuellen Konsultation des Bilanzkreisvertrages vorgeschlagen Zeit von 10:00 Uhr (kalendertäglich) für die nachträgliche Fahrplananmeldung sehr kritisch. Dies würde bedeuten, dass sich dies nicht mit dem Vorschlag der ÜNB für Modalitäten der Regelenergieanbieter abwickeln ließe. Denn die Regelenergieanbieter haben dann keine Möglichkeit die Abrechnungsmengen der Zeitreihen zu verifizieren und ggf. mit dem ÜNB abzustimmen für den Fall, dass es Abweichungen gibt. Deshalb kann der bne den Vorschlag zu den Modalitäten für Regelenergieanbieter (10:00 Uhr werktäglich Fahrplan von ÜNB an Anbieter) nur unter der Bedingung unterstützen, dass im Bilanzkreisvertrag die derzeit geltende Zeit für die nachträgliche Fahrplananmeldung unbedingt bei 16:00 Uhr (werktäglich) bestehen bleibt. Dann haben die Regelenergieanbieter auch ausreichend Zeit, die Zeitreihen zu verifizieren und mit dem ÜNB abzustimmen, wenn es Abweichungen gibt.</p>	<p>Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)</p>	
<p>4 c</p>	<p>Der BDEW sieht das Thema der Fahrplananmeldung für erbrachte Regelenergie und die im Rahmen der aktuellen Konsultation des Bilanzkreisvertrages vorgeschlagenen Zeit von 10:00 Uhr (kalendertäglich) für die nachträgliche Fahrplananmeldung sehr kritisch. Dies</p>	<p>BDEW</p>	

	<p>würde bedeuten, dass sich dies nicht mit dem Vorschlag der ÜNB für Modalitäten der Regelenergieanbieter abwickeln ließe. Denn die Regelenergieanbieter haben dann keine Möglichkeit die Abrechnungsmengen der Zeitreihen zu verifizieren und ggf. mit dem ÜNB abzustimmen für den Fall, dass es Abweichungen gibt.</p> <p>Deshalb kann der BDEW den Vorschlag zu den Modalitäten für Regelenergieanbieter (10:00 Uhr werktäglich Fahrplan von ÜNB an Anbieter) nicht unterstützen. Im Bilanzkreisvertrag ist die derzeit geltende Zeit für die nachträgliche Fahrplananmeldung bei 16:00 Uhr (werktäglich) und diese sollte bestehen bleiben. Dann haben die Regelenergieanbieter auch ausreichend Zeit, die Zeitreihen zu verifizieren und mit dem ÜNB abzustimmen, wenn es Abweichungen gibt.</p>		
4 d	Zur vollständigen Plausibilisierung sollten dem Regelreserveanbieter mindestens 3 anstatt wie in der Ziffer aufgeführten 2 Arbeitstage eingeräumt werden.	UNIPER SE	Den ÜNB ist eine deutliche Kürzung der bisherigen Frist wichtig, um eine valide Datenbasis rechtzeitig für nachfolgende Abrechnungsprozesse, wie internationale Kooperationen, zur Verfügung zu haben. Eine Anpassung von 2 auf 3 Arbeitstage ist dabei noch akzeptabel und wird entsprechend übernommen.
4 d	Zur vollständigen Plausibilisierung sollten dem Regelreseanbieter 3 statt 2 Arbeitstage gewährt werden.	RWE Supply & Trading	
4 d	Zur Plausibilisierung sollten dem Regelreseanbieter und dem ÜNB 3 statt 2 Arbeitstage gewährt werden.	VGB PowerTech e. V., Essen	

5 b	Auf Nachweis sollten grundsätzlich alle arbeitsabhängigen Kosten dem Regelreserveanbieter erstattet werden. Eine Deckelung ist nicht sachgerecht, da der Test auf Anforderung des ÜNB erfolgt und folglich sollten auch die entstandenen arbeitsabhängigen Kosten vollständig getragen werden.	UNIPER SE	Die Regelung wird derart angepasst, dass eine Vergütung in Höhe der nachweisbaren arbeitsabhängigen Kosten möglich ist.
5 b	Sofern der Regelreserveanbieter nachweisen kann, dass seine arbeitsabhängigen Kosten für den Abruf im Testfall höher als 200 €/MWh sind, sind diese vom ÜNB zu erstatten.	RWE Supply & Trading	
5 b	Der letzte Satz sollte folgendermaßen ergänzt werden: „Der Regelreserveanbieter weist dem ÜNB die durch den Abruf entstandenen wirtschaftliche Nachteile auf Anforderung nach, wenn diese 200€/MWh übersteigen.“	VGB PowerTech e. V., Essen	
5 b	Jeder Abruf, auch ein Testabruf, muss mit dem vom Regelenergieanbieter gebotenen Arbeitspreis vergütet werden. Der Anbieter kann nicht beurteilen, ob es sich nur um einen Testabruf oder um einen realen Abruf gehandelt hat.	BDEW	

			erst nach dem Abruf bekannt wird, dass es sich um einen Testabruf handelt.
--	--	--	--

Artikel 12 - Frist für die Abrechnung

Stellungnahmen

Abs.	Anmerkung	Organisation	Antwort
Allgemein	Den Sinn dieses Artikels können wir nicht nachvollziehen, sein Inhalt scheint bereits in Artikel 11 erschöpfend geregelt zu sein. Er sollte daher gestrichen werden. Andernfalls hätten wir dieselben Einwände wie gegen Artikel 11. Artikel 11 (1) c) und d) sowie (2) c) und d) Es ist nicht nachvollziehbar, warum die Gutschriften weiterhin erst 15 Arbeitstage nach Ende des Monats erstellt werden sollen. Alle erforderlichen Daten liegen bereits am ersten Tag nach Ende des Monats vor, selbst bei Abwarten einer Einspruchsfrist von 5 Tagen sollten die Abrechnungen spätestens am 6. Arbeitstag fertig sein können. Noch weniger müssen die ÜNB daran festhalten, die Wertstellung der Gutschrift erst am 30. Kalendertag nach dem Tag der Rechnungserstellung vorzunehmen. Beides ist für uns nicht nachvollziehbar, zumal nach j) ein Vorbehalt für Berichtigungen besteht, und führt	Trianel GmbH	Die Strukturierung ergibt sich aus der EB-VO. Die Dopplung wird aufgelöst und die Regelungen von Art. 11 zu 12 verschoben.

unnötigerweise bei Anbietern und deren Kunden zu Verlusten und Risiken. Wir schlagen vor: Frist für die Gutschrift: 6 Arbeitstage, Wertstellung allerspätestens noch vor Ablauf des Folgemonats.		
--	--	--

Artikel 13 – Vertragsverletzungen

Stellungnahmen

Abs.	Anmerkung	Organisation	Antwort
2a	Abs. 2a Es ist unklar, was mit Erbringung der Regelleistung gemeint ist. Die ordnungsgemäße Vorhaltung der Regelleistung kann überwacht und ggf. pönalisiert werden. Ist für FCR hier die gelieferte Regelenergie gemeint?	EFET Deutschland	Auch im Falle der FCR kann die korrekte Erbringung durch Abgleich von Frequenz und Leistung resp. Arbeit geprüft werden.
2a	Abs. 2a: Es ist unklar, was mit Erbringung der Regelleistung gemeint ist. Die ordnungsgemäße Vorhaltung der Regelleistung kann überwacht und ggf. pönalisiert werden. Ist für FCR hier die gelieferte Regelenergie gemeint? Abs. 3a: Es ist unklar, was mit Erbringung der Regelleistung gemeint ist. Die ordnungsgemäße Vorhaltung der Regelleistung kann überwacht und ggf. pönalisiert werden. Die Kontrolle der erbrachten Regelarbeit erfolgt separat.	EnBW Energie Baden- Württemberg AG	Die korrekte Erbringung der Leistung kann - wie die Erbringung der Arbeit - ebenfalls überprüft werden.
3e	Zu Ziffer (3e) Dieser Textbaustein „oder die Übererfüllung der Anforderung an die FCR“ ist zu streichen, da er im Falle der aFRR nicht relevant ist.	RWE Supply & Trading	Die Anmerkung ist zutreffend. Wäre der entsprechende Artikel nicht ohnehin grundlegend überarbeitet worden, so wäre die angestrebte Korrektur erfolgt.
4e	Zu Ziffer (4e) Dieser Textbaustein „oder die Übererfüllung der Anforderung an die FCR“ ist	RWE Supply & Trading	Die Anmerkung ist zutreffend. Wäre der entsprechende Artikel nicht ohnehin

	zu streichen, da er im Falle der mFRR nicht relevant ist.		grundlegend überarbeitet worden, so wäre die angestrebte Korrektur erfolgt.
1b	Artikel (1) Die Kriterien für die Zumutbarkeit sollten klar definiert und veröffentlicht werden.	13 b) Trianel GmbH	Die Verwendung von unbestimmten Rechtsbegriffen (wie hier dem Begriff der Zumutbarkeit) in Regelwerken, Verträgen und ähnlichen Dokumenten dieser Art ist gängige Praxis. Diese Begriffe erlauben eine gewisse Flexibilität bei der Ausgestaltung, denn es wäre enorm kompliziert, ex ante bspw. stichhaltige Kriterien für die Zumutbarkeit in jedem denkbaren konkreten Einzelfall zu entwickeln. Falls erforderlich würden diese Begriffe von einem Gericht konkretisiert resp. ausgelegt. Vor diesem Hintergrund sind die ÜNB nicht damit einverstanden, den Vorschlag aus der Konsultationsanmerkung umzusetzen.
3e	Zu Ziffer (3e) Dieser Textbaustein „oder die Übererfüllung der Anforderung an die FCR“ ist zu streichen, da er im Falle der aFRR nicht relevant ist.	VGB PowerTech e. V., Essen	Die Anmerkung ist zutreffend. Wäre der entsprechende Artikel nicht ohnehin grundlegend überarbeitet worden, so wäre die angestrebte Korrektur erfolgt.
4e	Zu Ziffer (4e) Dieser Textbaustein „oder die Übererfüllung der Anforderung an die FCR“ ist zu streichen, da er im Falle der mFRR nicht relevant ist.	VGB PowerTech e. V., Essen	Die Anmerkung ist zutreffend. Wäre der entsprechende Artikel nicht ohnehin grundlegend überarbeitet worden, so wäre die angestrebte Korrektur erfolgt.

<p>2a, 2c</p>	<p>(zu 2a) Eine Kürzung des Leistungsentgelts für die gesamte Viertelstunde ist nicht angemessen, wenn die Verletzung der Vorhaltungspflicht nur kleine Zeiteile der Viertelstunde betrifft. Eine Kürzung kann sich daher nur auf die mittlere Vorhaltung der Viertelstunde beziehen.</p> <p>(zu 2c) Der BDEW lehnt die Festsetzung einer Mindest-Vertragsstrafe ab. Die Mindest-Vertragsstrafe i. H. v. 125 € je MW nicht gelieferter oder nicht vorgehaltener Leistung je Stunde ist willkürlich gewählt und viel zu hoch. Diese sollte daher entfallen. Soweit die ÜNB dennoch an einer solchen Vertragsstrafe festhalten, sollte an den Tatbeständen des bisherigen Rahmenvertrages festgehalten werden: „... im Wiederholungsfall und nach vorheriger schriftlicher Ankündigung, berechtigt...“. Damit wäre sichergestellt, dass diese Pönale eine letzte Eskalationsstufe vor Entzug der PQ, der Kündigung des Rahmenvertrages darstellt und nicht als Regelpönale zu betrachten ist.</p>	<p>BDEW</p>	<p>Anm. / Rück-äußerung: In den Konsultationsanmerkungen wurde gefordert, Kürzungen der Leistungsentgelte nicht auf die gesamte Viertelstunde zu beziehen, wenn die tatsächliche Verletzung der Vorhaltungspflicht nur einen kürzeren Zeitraum umfasste. Die ÜNB werden diese Forderung nicht berücksichtigen. Es wird immer auf volle Viertelstunden aufgerundet, da dies die kleinste handelbare Zeiteinheit am Energiemarkt ist. Im Übrigen gilt eine Verpflichtung zur 100%igen Zeitverfügbarkeit, die den hohen Anforderungen an eine verlässliche Vorhaltung und Erbringung geschuldet ist. Analog hierzu wäre man auch bei der Bestellung einer Geburtstagstorte nicht bereit, immer noch den halben Preis zu bezahlen, wenn nur eine halbe Torte geliefert wird.</p>
<p>3a, 3d, 4a</p>	<p>(zu 3a) Eine Kürzung des Leistungsentgelts für die gesamte Viertelstunde ist nicht angemessen, wenn die Verletzung der Vorhaltungspflicht nur kleine Zeiteile der Viertelstunde betrifft. Eine Kürzung kann sich daher nur auf die mittlere Vorhaltung der Viertelstunde beziehen.</p> <p>(zu 3d) Der BDEW lehnt die Festsetzung einer Mindest-Vertragsstrafe ab. Die Mindest-Vertragsstrafe i. H. v. 125 € je MW nicht gelieferter oder nicht vorgehaltener Leistung je Stunde ist willkürlich gewählt und viel zu hoch. Diese sollte daher entfallen.</p> <p>(zu 4a) Eine Kürzung des Leistungsentgelts für die gesamte Viertelstunde ist nicht angemessen, wenn die Verletzung der Vorhaltungspflicht nur kleine Zeiteile der Viertelstunde betrifft. Eine Kürzung kann sich daher nur auf</p>	<p>BDEW</p>	<p>In den Konsultationsanmerkungen wird die Festlegung einer Mindest-Vertragsstrafe sowie deren Höhe kritisiert. Die Höhe der Mindestvertragsstrafe sei willkürlich gewählt. Die ÜNB halten diese Kritik für nachvollziehbar und haben sie bei der Überarbeitung der Pönalregelungen berücksichtigt.</p> <p>In den Konsultationsanmerkungen wird angeregt, eine Pönale an höhere</p>

	die mittlere Vorhaltung der Viertelstunde beziehen.		<p>verfahrensmäßige Hürden wie Wiederholung oder vorherige schriftliche Verwarnung zu knüpfen. Die ÜNB sind mit dieser Sichtweise nicht einverstanden. Der Anbieter soll Anreize für vertragskonformes Verhalten haben. Der Entzug der PQ ist gewissermaßen eine "nukleare" Option, mit der die ÜNB sehr zurückhaltend umgehen. Eine Pönale ist demgegenüber ein granulareres Signal.</p> <p>In den Konsultationsanmerkungen werden Pönalen auch mit der Begründung abgelehnt, der Anbieter habe ja bereits genügend starke Anreize, sich vertragskonform zu verhalten. Falls dies zutreffend ist, so wird der Fall der Vertragsverletzung nie eintreten und die bloße Möglichkeit einer Pönalisierung bleibt ohne negative Auswirkungen für den Anbieter. In der Praxis beobachten die ÜNB allerdings sehr wohl deutliche Unterschiede in der Erbringungsqualität. Pönalen erscheinen als ein geeignetes Instrument, um schlecht erbringenden Anbieter Anreize zu setzen, zur Spitze des Marktes aufzuschließen.</p>
Allgemein	<p>Die unter Punkt zwei und drei genannten Pönalen sollten, wie im alten Rahmenvertrag, als reine Eskalationsstufen vorgesehen werden. Zunächst sollte nur der tatsächliche Schaden also, die Differenz zwischen MOL des (nicht reagierenden) Anbieters und dem nächst höheren MOL Gebot, in Rechnung gestellt werden. Regelpönalen sind abzulehnen da bereits eine ausreichende Eigenmotivation besteht bezuschlagte Gebote zu erfüllen (Einnahmeverluste + Ausgleich des Schadens). Dies gilt analog in allen Produktkategorien.</p>	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.	<p>Die Forderung, Pönalen mit allen an einer internationalen Kooperation beteiligten ÜNB abzugleichen, unterstützen die ÜNB prinzipiell. Perspektivisch wird auch die Pönalisierung harmonisiert werden. Dies ist allerdings kein Grund, die aktuelle Regelung nicht anzupassen. Auch wenn bei manchen Konsultationsteilnehmern bedauerlicherweise</p>
2a/3a/4a 2c 3d	<p>Abs. 2a/3a/4a: Eine Kürzung des Leistungsentgelts, wenn die Verletzung der Vorhaltungspflicht nur kleine Zeitanteile der Viertelstunde betrifft, für die gesamte Viertelstunde erscheint uns nicht angemessen. Ein Bezug auf die mittlere Vorhaltung der Viertelstunde erscheint daher sachgerechter.</p> <p>Abs. 2c: Der bne lehnt die Festsetzung einer Mindest-Vertragsstrafe ab. Die Mindest-Vertragsstrafe i.H.v. 125 € je MW nicht gelieferter oder nicht vorgehaltener Leistung je Stunde ist willkürlich gewählt und viel zu hoch. Diese sollte daher entfallen.</p> <p>Abs. 3d: Der bne lehnt die Festsetzung einer Mindest-Vertragsstrafe ab. Die</p>	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	

	<p>Mindest-Vertragsstrafe i.H.v. 125 € je MW nicht gelieferter oder nicht vorgehaltener Leistung je Stunde ist willkürlich gewählt und viel zu hoch. Diese sollte daher entfallen.</p>		<p>ein anderer Eindruck entstanden sein mag, so lässt sich doch eine deutliche Spreizung der Erbringungsqualität feststellen, der zeitnah entgegengewirkt werden muss.</p> <p>In den Konsultationsanmerkungen wird gefordert, Vertragsverletzungen durch Nicht-Erbringung nicht mit Vertragsverletzungen durch Nicht-Vorhaltung zu vermischen. Die ÜNB können diese Forderung nachvollziehen und haben beide Sachverhalte separat geregelt. Es wird allerdings auch gefordert, nur die Verletzung der Vorhaltepflcht und nicht die Verletzung der Erbringungspflicht zu pönalisieren. Letzteres steht dem Ziel der Pönalisierungsregeln entgegen, so dass die ÜNB dieser Forderung nicht entsprechen können.</p>
2	<p>Zu Abs. 2 Das 10-fache des Kürzungsbetrages aber mindestens 125 EUR pro MW als Vertragsstrafe festzulegen entbehrt jeglicher Grundlage und ist nicht akzeptabel. Insbesondere die ungünstige Definition der Alarmzustände lässt ein Risiko zu, so dass schon bei 1 Sekunde Abweichung die Einnahmen einer Woche egalisiert werden können. (...) Der ermittelte Kürzungsbetrag in Verbindung mit der Definition der Alarmzustände muss als Strafe für den Regelreserveanbieter ausreichen. Alle erweiterten Pönale bedürfen der Begründung und ggf. Zustimmung der BNetzA.</p>	BVES	<p>Es wurde gefordert, Pönalen nicht an den vom Anbieter gebotenen Arbeitspreis zu knüpfen, da dies nicht diskriminierungsfrei sei. Die ÜNB vermögen keine Diskriminierung darin zu erkennen, auf den Arbeitspreis abzustellen. Vielmehr gibt der Arbeitspreis eine Indikation der Anreize des Anbieters, nicht vertragsgemäß zu liefern.</p> <p>Die Forderung, etwaige Pönalzahlungen mit dem Schadensersatz (für den finanziellen Schaden durch Mehrkosten) zu verrechnen, lehnen die ÜNB ab. Schadensersatz und Pönalisierung sind zwei unterschiedliche</p>
Allgemein	<p>Allgemeines Die vorgeschlagene Höhe der Vertragsstrafen ist willkürlich. Die Möglichkeit der Entziehung der PQ bei wiederholten Vertragspflichtverletzungen war in der Vergangenheit ausreichender ökonomischer Anreiz, die Reserveleistung bestmöglich zu erbringen (von der Pönale wurde in der Vergangenheit mehrheitlich durch die ÜNB kein Gebrauch gemacht). Dieser Anreiz sollte auch in Zukunft ausreichen. Soweit die ÜNB an einer solchen Vertragsstrafe festhalten, sollte an den Tatbeständen des bisherigen Rahmenvertrages festgehalten werden: „... im Wiederholungsfalle und nach vorheriger schriftlicher Ankündigung, berechtigt...“. Damit wäre sichergestellt, dass diese Pönale eine letzte Eskalationsstufe vor Entzug der PQ oder Kündigung des Rahmenvertrages darstellt und nicht als Regelpönale zu betrachten ist. Darüber hinaus sind etwaige Pönalen mit allen beteiligten TSO einer</p>	EFET Deutschland	

	internationalen Kooperation abzugleichen. Andernfalls ist ein diskriminierungsfreier Wettbewerb unmöglich. Für die FCR-Kooperation kommt dieser Punkt direkt zum Tragen.		<p>Sachverhalte, die nicht miteinander vermischt werden sollten. Auch können die ÜNB nicht nachvollziehen, warum - wie gefordert - der Schadensersatz durch Haftungsbegrenzungen eingeschränkt werden sollte. Ein Schaden ist ein Schaden und er muss in voller Höhe ersetzt werden.</p> <p>Im Falle der mFRR ist die automatische Abrufbarkeit Teil der Produktspezifikation. Die ÜNB sind daher nicht damit einverstanden, wie in der Konsultation gefordert auf eine Sanktionierung der Nicht-Verfügbarkeit für den automatischen Abruf zu verzichten. Entsprechend sind die ÜNB auch nicht bereit, wie gefordert Kulanzzeiten für die fehlende automatische Abrufbarkeit einzuräumen.</p>
2a	Abs. 2a Eine Kürzung des Leistungsentgelts für die gesamte Viertelstunde ist nicht angemessen, wenn die Verletzung der Vorhaltungspflicht nur kleine Zeiteile der Viertelstunde betrifft. Eine Kürzung kann sich daher nur auf die mittlere Vorhaltung der Viertelstunde beziehen.	EFET Deutschland	
2c	Abs. 2c Der willkürlich festgelegte minimale Pönalenbetrag von 125€/MW und Stunde ist viel zu hoch angesetzt.	EFET Deutschland	In den Konsultationsanmerkungen wird gefordert, dass Pönalen nicht erhoben werden dürften, wenn die Vertragsverletzung durch einen Dritten zu vertreten ist. Die ÜNB sehen in einem solchen Fall keine Veranlassung, auf die Pönalisierung zu verzichten. Vielmehr sollte der Anbieter im Innenverhältnis mit dem Dritten einen etwaigen Schadensersatzanspruch geltend machen.
3d	Abs. 3d Der willkürlich festgelegte minimale Pönalenbetrag von 125€/MW und Stunde ist viel zu hoch angesetzt, insbesondere da der gleiche Wert wie für FCR verwendet wird. Pönalisierung ist bereits durch die Abrechnung der Untererfüllung vorhanden.	EFET Deutschland	
4d	Abs. 4d Der willkürlich festgelegte minimale Pönalenbetrag von 125€/MW und Stunde ist viel zu hoch angesetzt, insbesondere da der gleiche Wert wie für FCR verwendet wird.	EFET Deutschland	Die Möglichkeit zur Abmeldung von bezuschlagter mFRR-Leistung ist nicht Gegenstand der Konsultation, so dass die

<p>Allgemein</p>	<p>Allgemein: Grundsätzlich sind die Pönalen mit allen beteiligten ÜNB einer internationalen Kooperation abzugleichen. Andernfalls ist ein diskriminierungsfreier Wettbewerb unmöglich. Für die FCR-Kooperation kommt dies direkt zum Tragen.</p>	<p>EnBW Energie Baden-Württemberg AG</p>	<p>ÜNB auch - anders als in der Konsultation gefordert - im Rahmen des laufenden Verfahrens keine Aussage dazu machen, ob diese Möglichkeit zukünftig bestehen wird.</p>
<p>Allgemein 2c 3a 3d 4a 4d</p>	<p>Im Übrigen ist eine Kürzung des Leistungsentgelts für die gesamte Viertelstunde nicht angemessen, wenn die Verletzung der Vorhaltungspflicht nur kleine Zeiteile der Viertelstunde betrifft. Eine Kürzung kann sich daher nur auf die mittlere Vorhaltung der Viertelstunde beziehen. Abs. 2c: Aus unserer Sicht ist der willkürlich festgelegte minimale Pönalenbetrag von 125€/MW und Stunde viel zu hoch angesetzt. Generell sind wir der Auffassung, dass eine Vertragsstrafe nur dann angemessen ist, wenn eine Vertragsverletzung mehrfach in einem Abrechnungszeitraum festgestellt wird. Abs. 3a: Im Übrigen ist eine Kürzung des Leistungsentgelts für die gesamte Viertelstunde nicht angemessen, wenn die Verletzung der Vorhaltungspflicht nur kleine Zeiteile der Viertelstunde betrifft. Eine Kürzung kann sich daher nur auf die mittlere Vorhaltung der Viertelstunde beziehen. [Abs. 3d] Aus unserer Sicht ist der willkürlich festgelegte minimale Pönalenbetrag von 125€/MW und Stunde viel zu hoch angesetzt. Generell sind wir der Auffassung, dass eine Vertragsstrafe nur dann angemessen ist, wenn eine Vertragsverletzung mehrfach in einem Abrechnungszeitraum festgestellt wird. Abs. 4a: Eine Kürzung des Leistungsentgelts für die gesamte Viertelstunde ist nicht angemessen, wenn die Verletzung der Vorhaltungspflicht nur kleine Zeiteile der Viertelstunde betrifft. Eine Kürzung kann sich daher nur auf die mittlere Vorhaltung der Viertelstunde beziehen. Abs. 4d: Aus unserer Sicht ist der willkürlich festgelegte minimale Pönalenbetrag von 125€/MW und Stunde viel zu hoch angesetzt. Generell sind wir der Auffassung, dass eine Vertragsstrafe nur dann angemessen ist, wenn eine Vertragsverletzung mehrfach in einem Abrechnungszeitraum festgestellt wird.</p>	<p>EnBW Energie Baden-Württemberg AG</p>	<p>Änderungen an MfRRA: Die Aussagen der MfRRA zu den PQ-Bedingungen haben eine sehr grundsätzliche Überarbeitung erfahren, so dass die Konsultationsanmerkungen zumeist gegenstandslos geworden sind. Auch wenn durch die Überarbeitung eine Berücksichtigung der Anmerkungen in den MfRRA weder sinnvoll noch möglich ist, so sollen die Anmerkungen doch bei der noch anstehenden Überarbeitung der PQ-Bedingungen berücksichtigt werden. Die nachfolgenden Passagen erläutern dies detailliert. Die ÜNB gehen davon aus, dass sie in dieser Weise der gesetzlichen Vorgabe aus Artikel 10 Absatz 6 EB-VO gerecht werden.</p>



3d	13.3d Der Mindestpreis für Vertragsverletzungen ist willkürlich aus der PRL abgeleitet, einem Produkte ohne Arbeitspreis. Nun soll dieser sogenannte Referenzwert für SRL und MRL gelten. Hier gibt es eine bestehende Pönalenregelung die sich aus dem aktuellen Vertrag ergibt. Diese hat sich bewährt und sollte beibehalten werden, da sie keinen Bieter unangemessen benachteiligt.	ENGIE Deutschland AG	
2c, 3d, 4d	Entelios lehnt die Festsetzung einer Mindest-Vertragsstrafe ab. Die Mindest-Vertragsstrafe i.H.v. 125 € je MW nicht gelieferter oder nicht vorgehaltener Leistung je Stunde ist willkürlich gewählt und viel zu hoch. Diese sollte daher entfallen.	Entelios AG	
2c, 3d, 4d	Die vorgeschlagene Höhe der Vertragsstrafen ist willkürlich und kann die Wirtschaftlichkeit der Regelenenergieangebote gefährden. Die Möglichkeit der Entziehung der Präqualifikation bei wiederholten Vertragspflichtverletzungen war in der Vergangenheit ausreichender ökonomischer Anreiz, die Reserveleistung bestmöglich zu erbringen. Dieser Anreiz sollte auch in Zukunft ausreichen. Da die Ausschreibungen zunehmend grenzüberschreitend durchgeführt werden sollen, ist eine Harmonisierung der Pönalen unbedingt mit den anderen TSOs abzustimmen, damit deutsche Anbieter nicht diskriminiert werden. Eine Anpassung sollte daher gemeinsam mit den anderen TSOs nach Abschluss von MARI und PICASSO erfolgen.	MVV Energie AG	

<p>2c, 3d, 4d</p>	<p>Next Kraftwerke erachtet aus den nachfolgend skizzierten Gründen die Grundlage zur Bestimmung von evtl. nicht vorgehaltener Leistung als unsachgemäß und die Höhe der angesetzten Mindestpönale als unverhältnismäßig.</p> <p>Die nicht vorgehaltene Leistung einer gesamten Viertelstunde als den maximalen Wert der nicht vorgehaltenen Leistung dieser Viertelstunde unabhängig von seiner Dauer festzulegen ist nicht sachgerecht. Ein kurzzeitiger Ausreißer von wenigen Sekunden wird damit gleich bewertet wie die Nicht-Vorhaltung dieser Leistung für die gesamte Viertelstunde. In Bezug auf die Erbringung dieser Leistung im Abruffall besteht aber ein großer Unterschied zwischen den beiden beschriebenen Situationen. Aus diesem Grund sollte ein Anreiz bestehen die vollständige Vorhaltung möglichst schnell (auch unterm Viertelstündlich) wieder herzustellen. Wir fordern daher die Höhe der nicht vorgehaltenen Leistung einer Viertelstunde aus dem Viertelstundenmittelwert zu berechnen.</p>	<p>Next Kraftwerke GmbH</p>	
<p>2c, 3d, 4d</p>	<p>Die Höhe der Pönale auf Nicht-Vorhaltung muss angemessen und marktgerecht festgelegt werden und sich nicht — wie aktuell vorgeschlagen — an willkürlich gesetzten Preisobergrenzen orientieren. 2017 betrug der durchschnittliche Leistungspreis in der negativen SRL 0,83 €/MW/h sowie 2,50 €/MW/h in der positiven SRL. Die von den ÜNB vorgeschlagene Pönale von 125 €/MW/h entspricht dem 150-Fachen (neg. SRL) bzw. dem 50-Fachen (positive SRL) davon. Eine Pönale in dieser Höhe ist nicht verhältnismäßig und stellt für die Anbieter ein sehr hohes und unzumutbares finanzielles Risiko dar. Wir verstehen, dass die aktuellen vertraglichen Möglichkeiten der ÜNB (Einkürzung der Leistungsendgelte) als unwirksam erachtet werden, wenn die Leistungspreise bei 0 €/MW liegen. Eine angemessenen Mindesthöhe der Vertragsstrafe liegt aber eher im Bereich von 10 bis 15 €/MW/h.</p>	<p>Next Kraftwerke GmbH</p>	



2c	<p>Der vollständige Rahmen hinsichtlich der (automatisierten) Beurteilung und Bewertung der Erbringung bei FCR durch Reservegruppen/-einheiten ist noch nicht verfügbar: REstore kann daher noch keine relevante Antwort zum ÜNB-Vorschlag machen, 1/4-Stunden, bei denen eine nicht perfekte Erbringung und damit ggf. ein Vertragsbruch festgestellt wurde, mit einem Minimum von 125€/MWh oder der 10-fachen Summe der relevanten Erlöse zu bestrafen bis hin zu dem zusätzlichen Risiko, die Präqualifikation teilweise oder sogar ganz zu verlieren. Im Vorschlag bei der parallel laufenden Konsultation zu den Regelleistungs-Istwerten wird dies auch noch nicht vollständig behandelt, so dass wir dort ebenfalls entsprechend kommentieren werden.</p> <p>Hintergrund: wir sind davon überzeugt, dass keine Technologie 100% Verfügbarkeit liefern kann, auch nicht inklusive einer Besicherung. Die Fälle, in denen also eine nicht perfekte Erbringung vorkommt, müssen nachgewiesen und beurteilt werden, um sie anschließend bewerten und ggf. mit einer Pönale bestrafen zu können. Das Regime dazu sollte proportional (fair) und nachhaltig sein.</p> <p>Als Schlussfolgerung möchten wir die ÜNB bitten, ein schlüssiges Gesamtkonzept zur (automatisierten) Beurteilung, Bewertung und ggf. Bestrafung der Erbringung von FCR vorzulegen, bevor REstore zum vorgeschlagenen Niveau der Pönale Stellung nehmen kann.</p>	REstore Deutschland GmbH	
-----------	--	--------------------------------	--



<p>2c, 3d, 4d</p>	<p>Anmerkung Statkraft zu Artikel 13</p> <p>Die Berechnung der Vertragsstrafen ist weder marktgerecht noch nachvollziehbar, sondern willkürlich und wird deshalb in der vorgeschlagenen Form abgelehnt.</p> <p>Zudem darf es keinen Automatismus für Vertragsstrafen geben. Es scheint (und so wurde es beim Konsultationsworkshop der ÜNB am 14. Februar 2018 in Köln von den ÜNB kommuniziert) kein grundsätzliches Problem mit der Qualität der Vorhaltung und Erbringung von Reserveleistung zu geben. Daher werden die quasi auto-matischen Vertragsstrafen dazu führen, dass die Anbieter mögliche Pönalen bei ihrer Angebotsstellung preiserhöhend berücksichtigen müssen. Außerdem führt die Pönalisierung für die ÜNB zu erheblichem Aufwand bei der Erstellung von Rechnungen bzw. Gutschriften und der entsprechenden Prüfung bei den Anbietern. Dies würde wiederum als Kosten in die Bereitstellung bzw. Erbringung eingepreist werden. Die Möglichkeit der Entziehung der Präqualifikation bei wiederholten Vertragspflichtverletzungen war in der Vergangenheit ausreichender ökonomischer Anreiz, die Reserveleistung bestmöglich zu erbringen. Dieser Anreiz sollte auch in Zukunft ausreichen. Art 13 sollte entsprechend angepasst werden und erst eine wiederholte Nichtverfügbarkeit und vergebliche Nachbesserung nach schriftlicher Aufforderung zu einer Vertragsstrafe führen.</p>	<p>Statkraft Markets GmbH</p>	
<p>2c, 3d, 4d</p>	<p>(2) c & (3) d & (4) d</p> <p>Eine Vertragsstrafe von EUR 125 EUR/MW/h ist bei Leistungspreisen von Null nicht verhältnismäßig. Wir regen an, den Mindestbetrag von EUR 125/MW/h auf ein Minimum von z.B. 25 EUR/MW/h herunterzusetzen (für den Fall von Leistungspreisen von Null oder nahe Null).</p>	<p>Südvolt GmbH</p>	



2c, 3d, 4d	(2c) TIWAG lehnt die Festsetzung einer Mindest-Vertragsstrafe ab. Die Mindest-Vertragsstrafe i.H.v. 125 € je MW nicht gelieferter oder nicht vorgehaltener Leistung je Stunde ist willkürlich gewählt und viel zu hoch. Diese sollte daher entfallen. (3d) TIWAG lehnt die Festsetzung einer Mindest-Vertragsstrafe ab. Die Mindest-Vertragsstrafe i.H.v. 125 € je MW nicht gelieferter oder nicht vorgehaltener Leistung je Stunde ist willkürlich gewählt und viel zu hoch. Diese sollte daher entfallen.	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	
2c, 3d, 4d	Artikel 13 – Vertragsverletzungen Aus Sicht des VIK sind die im Antragsentwurf vorgeschlagenen Pönalen für nicht vollständige Vorhaltung oder nicht vollständige Erbringung sowohl von FCR (Art. 13 Abs. 2c) als auch bei der aFRR (Art. 13 Abs. 3d) und der mFRR (Art. 13 Abs. 4d) als zu hoch und recht willkürlich gewählt anzusehen. TRIMET unterstützt in gewisser Weise den Vorschlag einer angemessenen (hohen) Pönale, welche die Anbieter zu einem ordnungsgemäßen und einer vertragskonformen Einhaltung ihrer Verpflichtungen anhalten soll. Die Pönale darf aber nicht - wie vorgeschlagen - so hoch sein, dass sie u.U. die zu erzielenden Erlöse aus der Bereitstellung von FCR und FRR um ein Vielfaches übersteigt. Somit wäre das finanzielle Risiko bei den Anbietern zu groß. Wir schlagen daher vor, mögliche Pönalen nicht zu hoch anzusetzen.	TRIMET Aluminium SE	
2c	Zu Abs. 2 c): Die Wahl des 10 fachen Preises als Pönale entbehrt jeglicher Grundlage und ist nicht nachvollziehbar.	Vattenfall Energy Trading	

<p>2c</p>	<p>Zu Artikel 13 - Vertragsverletzung - im Besonderen:</p> <p>Aus Sicht des VIK sind die im Antragsentwurf vorgeschlagenen Pönalen für nicht vollständige Vorhaltung oder nicht vollständige Erbringung sowohl von FCR (Art. 13 Abs. 2c) als auch bei der aFRR (Art. 13 Abs. 3d) und der mFRR (Art. 13 Abs. 4d) als zu hoch und recht willkürlich gewählt anzusehen. Der VIK unterstützt in gewisser Weise den Vorschlag einer angemessenen (hohen) Pönale, welche die Anbieter zu einem ordnungsgemäßen und einer vertragskonformen Einhaltung ihrer Verpflichtungen anhalten soll. Die Pönale darf aber nicht - wie vorgeschlagen - so hoch sein, dass sie u.U. die zu erzielenden Erlöse aus der Bereitstellung von FCR und FRR um ein Vielfaches übersteigt. Somit wäre das finanzielle Risiko bei den Anbietern zu groß. Der VIK schlägt daher vor, mögliche Pönalen nicht zu hoch anzusetzen. Diese sollten aber in keinem Fall höher als der bezuschlagte Leistungspreis des betroffenen Anbieters sein. Wie bereits zu Artikel 4 angemerkt, empfiehlt der VIK keine Einführung von Preisobergrenzen. In diesem Zusammenhang sollte auch keine Kopplung von Pönalen an o.g. Preisobergrenzen erfolgen.</p>	<p>VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.</p>	
<p>2c, 3d, 4d</p>	<p>Zu Artikel 13(2,3,4)</p> <p>Die Höhe der vorgeschlagenen Vertragsstrafe erachten wir für alle Produkte für deutlich überhöht. Eine Mindestleistungspreisstrafe von 21.000 €/MW pro Woche anzulegen bei Grenzleistungspreisen beispielsweise des vergangenen Jahres bei der aFRR zwischen 0 und 500 €/MW pro Woche zeigt wie überzogen diese Grenze ist. Selbst die Regel des 10fachen Leistungspreise würde hier maximale Preise von 5.000 €/MW pro Woche ergeben. Wir verstehen die Absicht durch Vertragsstrafe die Einhaltung der Vorhalte- und Erbringungsverpflichtung anzureizen. Allerdings muss dies in finanzielle vertretbarem und fundamental begründbarem Rahmen geschehen.</p> <p>Wir würden es daher als sinnvoll erachten beispielsweise das 5fache der nicht oder nur teilweise erfüllten Leistungspreisscheibe als Strafe anzusetzen</p>	<p>Vorarlberger Illwerke AG</p>	

	und auf etwaige Mindestwerte zu verzichten. So würde die Strafe auch fundamental einen Bezug zum Erlöspotenzial darstellen.		
2c, 3d	Die unter Punkt zwei und drei genannten Pönalen sollten, wie im alten Rahmenvertrag, als reine Eskalationsstufen vorgesehen werden. Zunächst sollte nur der tatsächliche Schaden also, die Differenz zwischen MOL des (nicht reagierenden) Anbieters und dem nächst höheren MOL Gebot, in Rechnung gestellt werden. Regelpönalen sind abzulehnen da bereits eine ausreichende Eigenmotivation besteht bezuschlagte Gebote zu erfüllen (Einnahmeverluste + Ausgleich des Schadens). Dies gilt analog in allen Produktkategorien.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.	
Allgemein	Allgemeines Die vorgeschlagene Höhe der Vertragsstrafen ist willkürlich. Die Möglichkeit der Entziehung der PQ bei wiederholten Vertragspflichtverletzungen war in der Vergangenheit ausreichender ökonomischer Anreiz, die Reserveleistung bestmöglich zu erbringen (von der Pönale wurde in der Vergangenheit mehrheitlich durch die ÜNB kein Gebrauch gemacht). Dieser Anreiz sollte auch in Zukunft ausreichen. Soweit die ÜNB an einer solchen Vertragsstrafe festhalten, sollte an den Tatbeständen des bisherigen Rahmenvertrages festgehalten werden: „... im Wiederholungsfalle und nach vorheriger schriftlicher Ankündigung, berechtigt...“. Damit wäre sichergestellt, dass diese Pönale eine letzte Eskalationsstufe vor Entzug der PQ oder Kündigung	EFET Deutschland	



	<p>des Rahmenvertrages darstellt und nicht als Regelpönale zu betrachten ist. Darüber hinaus sind etwaige Pönalen mit allen beteiligten TSO einer internationalen Kooperation abzugleichen. Andernfalls ist ein diskriminierungsfreier Wettbewerb unmöglich. Für die FCR-Kooperation kommt dieser Punkt direkt zum Tragen.</p>		
Allgemein	<p>Allgemein: Grundsätzlich sind die Pönalen mit allen beteiligten ÜNB einer internationalen Kooperation abzugleichen. Andernfalls ist ein diskriminierungsfreier Wettbewerb unmöglich. Für die FCR-Kooperation kommt dies direkt zum Tragen.</p>	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	
3b	<p>Abs. 3b: Hier gelten die Bedingungen des aFRR-Abrechnungsmodells; ein entsprechender Verweis würde Klarheit schaffen. Abs. 3d: Falls es in seltenen Fällen zu kurzen Untererfüllungen kommt, ist die Vertragsstrafe für die Vorhaltung nicht angemessen. Eine Pönalisierung ist bereits durch die Abrechnung der Untererfüllung vorhanden. Einen Grund für eine zusätzliche Vertragsstrafe sehen wir nicht.</p>	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	

<p>4d</p>	<p>Abs. 4 d)</p> <p>Der eigene Arbeitspreis als Pönale ist weder geeignet um den Anbietern einen (Negativ-)Anreiz zur Erfüllungstreue zu geben noch stellt er eine geeignete Bemessungsrundlage für die Pönalisierung der Untererfüllung dar. Die dem jeweiligen untererfüllenden zuzuordnenden Mehrkosten des ÜNB liegen ausschließlich in der Differenz seines Arbeitspreises zum Arbeitspreis des darauf in der Merit-Order-Liste des ÜNB folgenden Gebots. Ein Abstellen auf den eigenen Arbeitspreis ist daher nicht sachgerecht und führt dazu, dass der ÜNB unabhängig vom Arbeitspreis des abgerufenen Gebots nur noch diese Preisdifferenz für die untererfüllte Menge aufwenden muss. Mit diesem Modell würden sich die ÜNB also nicht nur unerhebliche Mengen auf Kosten der Anbieter zu wesentlich günstigeren Beschaffungskosten sichern. Dies sollte vermieden werden, da hierdurch auf Seiten der ÜNB ein Interessenswiderspruch zwischen niedrigen Beschaffungskosten einerseits und hoher Erfüllungstreue andererseits entsteht (dies gilt umsomehr seit die ÜNB auf dem Workshop angekündigt haben die Einnahmen aus den Pönalen Netzentgelt mindernd einzusetzen). Beschaffungskosten und tatsächlicher Regelungsbedarf sollten in einer klaren Korrelation zu einander stehen, die nicht durch Überkompensationseffekte in Folge einer unverhältnismäßigen Pönalisierung von Untererfüllungen verwässert werden darf.</p> <p>Wir lehnen die Pönalisierung von Untererfüllungsmengen in der von den ÜNB angestrebten Form daher auch weiterhin ab.</p>	<p>Energy2market GmbH</p>	
<p>Allgemein</p>	<p>Die vorgeschlagene Höhe der Vertragsstrafen ist willkürlich und kann die Wirtschaftlichkeit der Regellenergieangebote gefährden. Die Möglichkeit der Entziehung der Präqualifikation bei wiederholten Vertragspflichtverletzungen war in der Vergangenheit ausreichender ökonomischer Anreiz, die Reserveleistung bestmöglich zu erbringen. Dieser Anreiz sollte auch in Zukunft ausreichen.</p> <p>Da die Ausschreibungen zunehmend grenzüberschreitend durchgeführt werden sollen, ist eine Harmonisierung der Pönalen unbedingt mit den</p>	<p>MVV Energie AG</p>	



	anderen TSOs abzustimmen, damit deutsche Anbieter nicht diskriminiert werden. Eine Anpassung sollte daher gemeinsam mit den anderen TSOs nach Abschluss von MARI und PICASSO erfolgen.		
Allgemein	Unterbringung in Abrufen als Nicht-Vorhaltung aufzufassen ist grundsätzlich nachvollziehbar jedoch praktisch nicht so umsetzbar, dass Angemessenheit gewahrt wird. Gemäß der Abrechnungsmodelle aFRR und mFRR kann Untererfüllung in Abrufen dadurch entstehen, dass die Erbringung z. B. durch eine etwas zu langsame Reaktion in der Rampenphase aus dem Toleranzkanal fällt bzw. die Mindestleistung unterläuft. Eine zu langsame Reaktion als Nicht-Vorhaltung zu bewerten ist nicht sachgerecht, wenn der angeforderte Zielwert später vollständig erreicht wird. Wir fordern daher Untererfüllung nicht als Nicht-Vorhaltung zu bewerten, da sie ohnehin auch schon mit einer Pönale belegt ist.	Next Kraftwerke GmbH	



<p>2c, 3d, 4d</p>	<p>Anmerkung Statkraft zu Artikel 13</p> <p>Die Berechnung der Vertragsstrafen ist weder marktgerecht noch nachvollziehbar, sondern willkürlich und wird deshalb in der vorgeschlagenen Form abgelehnt.</p> <p>Zudem darf es keinen Automatismus für Vertragsstrafen geben. Es scheint (und so wurde es beim Konsultationsworkshop der ÜNB am 14. Februar 2018 in Köln von den ÜNB kommuniziert) kein grundsätzliches Problem mit der Qualität der Vorhaltung und Erbringung von Reserveleistung zu geben. Daher werden die quasi auto-matischen Vertragsstrafen dazu führen, dass die Anbieter mögliche Pönalen bei ihrer Angebotsstellung preiserhöhend berücksichtigen müssen. Außerdem führt die Pönalisierung für die ÜNB zu erheblichem Aufwand bei der Erstellung von Rechnungen bzw. Gutschriften und der entsprechenden Prüfung bei den Anbietern. Dies würde wiederum als Kosten in die Bereitstellung bzw. Erbringung eingepreist werden. Die Möglichkeit der Entziehung der Präqualifikation bei wiederholten Vertragspflichtverletzungen war in der Vergangenheit ausreichender ökonomischer Anreiz, die Reserveleistung bestmöglich zu erbringen. Dieser Anreiz sollte auch in Zukunft ausreichen. Art 13 sollte entsprechend angepasst werden und erst eine wiederholte Nichtverfügbarkeit und vergebliche Nachbesserung nach schriftlicher Aufforderung zu einer Vertragsstrafe führen.</p> <p>Eine gesonderte Pönalisierung für Untererfüllung ist nicht sachgerecht. Sofern der Anbieter bei Nichterbringung (oder Untererfüllung) dem Ausgleichsenergiepreis ausgesetzt ist, ist es für ihn grundsätzlich besser zu erbringen. Insofern besteht kein Fehlanreiz.</p>	<p>Statkraft Markets GmbH</p>	
<p>2c, 3d, 4d</p>	<p>(2) c), (3) d) und (4) d):</p> <p>Wenn zur Ermittlung der Höhe der Vertragsstrafe der gebotene AP genutzt wird, ist das nicht diskriminierungsfrei. Betreiber von Anlagen mit hohen Grenz- oder Startkosten würden stark benachteiligt. Die Vertragsstrafe sollte</p>	<p>Trianel GmbH</p>	

	für alle Anbieter gleich hoch sein. Wir schlagen vor: Einen festen Preis für Vertragsstrafen festsetzen.		
2c, 3d, 4d	Artikel 13 – Vertragsverletzungen Aus Sicht des VIK sind die im Antragsentwurf vorgeschlagenen Pönalen für nicht vollständige Vorhaltung oder nicht vollständige Erbringung sowohl von FCR (Art. 13 Abs. 2c) als auch bei der aFRR (Art. 13 Abs. 3d) und der mFRR (Art. 13 Abs. 4d) als zu hoch und recht willkürlich gewählt anzusehen. TRIMET unterstützt in gewisser Weise den Vorschlag einer angemessenen (hohen) Pönale, welche die Anbieter zu einem ordnungsgemäßen und einer vertragskonformen Einhaltung ihrer Verpflichtungen anhalten soll. Die Pönale darf aber nicht - wie vorgeschlagen - so hoch sein, dass sie u.U. die zu erzielenden Erlöse aus der Bereitstellung von FCR und FRR um ein Vielfaches übersteigt. Somit wäre das finanzielle Risiko bei den Anbietern zu groß. Wir schlagen daher vor, mögliche Pönalen nicht zu hoch anzusetzen.	TRIMET Aluminium SE	
2c, 3d, 4d	Zu Artikel 13 - Vertragsverletzung - im Besonderen: Aus Sicht des VIK sind die im Antragsentwurf vorgeschlagenen Pönalen für nicht vollständige Vorhaltung oder nicht vollständige Erbringung sowohl von FCR (Art. 13 Abs. 2c) als auch bei der aFRR (Art. 13 Abs. 3d) und der mFRR (Art. 13 Abs. 4d) als zu hoch und recht willkürlich gewählt anzusehen. Der VIK unterstützt in gewisser Weise den Vorschlag einer angemessenen (hohen) Pönale, welche die Anbieter zu einem ordnungsgemäßen und einer vertragskonformen Einhaltung ihrer Verpflichtungen anhalten soll. Die Pönale darf aber nicht - wie vorgeschlagen - so hoch sein, dass sie u.U. die zu erzielenden Erlöse aus der Bereitstellung von FCR und FRR um ein Vielfaches übersteigt. Somit wäre das finanzielle Risiko bei den Anbietern zu groß. Der VIK schlägt daher vor, mögliche Pönalen nicht zu hoch anzusetzen. Wie bereits zu Artikel 4 angemerkt, empfiehlt der VIK keine Einführung von Preisobergrenzen. In diesem Zusammenhang sollte auch keine Kopplung	VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.	

	von Pönalen an o.g. Preisobergrenzen erfolgen.		
Allgemein	Darüber hinaus für die Untererfüllungsmenge Mindestpreise einzuführen erachten wir bei derartig hoch angesetzten Strafe für die Vorhalteverpflichtung für überzogen. Stattdessen schlagen wir vor die Vertragsstrafe auf die Leistungsvorhaltung zu begrenzen und die Untererfüllung lediglich durch die jeweils angebotenen Arbeitspreise zu ahnden.	Vorarlberger Illwerke AG	
2d	(zu 2d): Der BDEW lehnt die unabhängige Abrechnung von Mehrkosten ab. Soweit die Mehrkosten des ÜNB durch die Ausübung von Vertragsstrafen gedeckt sind, ist von deren Abrechnung gegenüber dem Anbieter abzusehen. Zweck der Vertragsstrafen ist es, die Anbieter zur Erbringungstreue anzuhalten und nicht die Netzentgelte zu senken. Die Anreizwirkung durch die Vertragsstrafen bleibt auch bei Verrechnung mit den Mehrkosten auf ÜNB-Seite weiterhin bestehen.	BDEW	
2d	2d) Schaden auf ÜNB-Seite Der zu erstattende Schaden auf Seite der ÜNB sollte auf die Differenz zwischen MOL des (nicht reagierenden) Anbieters und dem nächst höheren MOL Gebot begrenzt werden.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.	

Allgemein	Darüber hinaus sollen auch noch entstandene Mehrkosten des Anschluss-ÜNB erstattet werden. Der ermittelte Kürzungsbetrag in Verbindung mit der Definition der Alarmzustände muss als Strafe für den Regelreserveanbieter ausreichen. Alle erweiterten Pönale bedürfen der Begründung und ggf. Zustimmung der BNetzA.	BVES	
2c, 3d, 4d	Abs. 2d/3d/4d EFET lehnt die unabhängige Abrechnung von Mehrkosten ab. Soweit die Mehrkosten des ÜNB durch die Pönale gedeckt sind, ist von deren Abrechnung gegenüber dem Anbieter abzusehen. Zweck der Pönale ist es, die Anbieter zur Erbringungstreue anzuhalten und nicht die Netzentgelte allein durch Einnahme von Pönalen zu senken. Die Anreizwirkung durch die Pönale bleibt auch bei Verrechnung mit den Mehrkosten auf ÜNB-Seite weiterhin bestehen.	EFET Deutschland	
2c, 3d und 3e, 4d und 4e	Zu Abs. 2 d): Die in diesem Absatz implizierte uneingeschränkte Haftung eines Regelreserveanbieters für etwaige Mehrkosten des Anschluss-ÜNB betrachten wir als eine dem liquiden und effizienten Markt diametral gegenüberstehende Anforderung. Das damit verbundene Risiko einer unbegrenzten Haftung resultiert in einem vermutlichen Fernbleiben sämtlicher Marktteilnehmer, die durch ein entsprechendes Riskmanagement grundsätzlich nicht befugt sind solche Risiken einzugehen. Die grundsätzliche Verantwortung für das Funktionieren eines gesetzlich intendierten Regelleistungsmarktes liegt bei den ÜNB und kann nicht in dieser Form auf einen Marktteilnehmer abgewälzt werden. Dies drückt sich insbesondere durch die gesetzliche Verantwortung des ÜNB für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb aus. Diese Anmerkungen gelten ebenso für 3 d&e und 4 d&e.	Vattenfall Energy Trading	
4f	(zu 4f) Der BDEW sieht ein pragmatisches Verfahren als erforderlich. Auch die ÜNB sind z. Z. nur telefonisch erreichbar, z. B. bei Wartungsarbeiten des	BDEW	



	MOLS-Servers, um gleiche Bedingungen für ÜNB und Marktteilnehmer zu ermöglichen.		
4f	Abs. 4 f: Oftmals sind auch die ÜNB nur telefonisch erreichbar, z.B. bei Wartungsarbeiten des MOLS-Servers. Um gleiche Bedingungen für ÜNB und Marktteilnehmer zu ermöglichen, wurde auch im ÜNB-Workshop ein kulanteres Verfahren erbeten. Dies wird vom bne unterstützt.	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	
4f	Abs. 4f: Da auch der MOLS-Server der ÜNB regelmäßig ausfällt bzw. für Wartungsarbeiten abgeschaltet wird, kann der Anspruch auf den Leistungspreis für den Anbieter nur dann entfallen, wenn er weder über den MOLS noch telefonisch erreichbar ist.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	
4f	Zu f) Oftmals sind auch die ÜNB nur telefonisch erreichbar, z.B. bei Wartungsarbeiten des MOLS-Servers. Um gleiche Bedingungen für ÜNB und Marktteilnehmer zu ermöglichen, wurde auch im ÜNB-Workshop ein kulanteres Verfahren erbeten.	Entelios AG	



<p>Allgemein</p>	<p>Sehr geehrtes Konsultationsteam,</p> <p>die Stadtwerke Rosenheim möchten zur Problematik der Pönale aufgrund Nicht- oder Untererfüllung eine Stellungnahme abgeben! Wir stimmen einer nachvollziehbaren und auch anwendbaren Pönalisierung in einem selbst verschuldbarem Rahmen zu. Die Angemessenheit muss bei der Pönalisierung gewahrt bleiben!</p> <p>Die als Vorschlag dargestellten Pönalen bewegen sich für einen Anbieter-Pool entfernt von einer Rechtfertigung in der heutigen Erlössituation. Wir erkennen in Ihrer Darstellung von selbst zu verschuldenden Umstände keine Übereinstimmung! Eine ordnungsgemäße Abmeldung bei technischen Problemen am System und einer voreilend erkannten Untererfüllung von angemeldeter Regelleistung über Merlin sollte nicht zu einer Pönalisierung führen. Es muss im Interesse des Übertragungsnetzbetreibers sein, schnellst möglich von einer Nichterbringung oder Untererfüllung benachrichtigt zu werden um Gegenmaßnahmen einleiten zu können! Eine Unter-oder Nichterfüllung aufgrund von unterlassener Reaktion ist vertragsverletzend und sollte im Rahmen des Angebotes und einer Ersatzbeschaffung pönalisiert werden.</p> <p>Der Anbieter kann für die Software Merlin bei fehlender Erreichbarkeit pönalisiert werden. Die Software Merlin wird von den ÜNB dem Anbieter bereitgestellt. Der Anbieter kann aber keine Verantwortung für die vollständige, korrekte Funktionsweise der externen Software übernehmen. Dies liegt in der Verantwortung des Herstellers Soptim und wird über einen Servicevertrag geregelt. Im Fehlerfall wäre der Regelenergieanbieter gezwungen, anhand der Protokolldateien des MerLin die Ursache für die Fehlfunktion nachzuweisen, was für den Anbieter aus unserer Sicht nicht durchführbar ist..</p>	<p>Stadtwerke Rosenheim GmbH &Co.KG</p>	
-------------------------	--	---	--

4f	(4) f) Wir bitten hier um eine Kulanzeit pro Monat für den Fall "telefonisch erreichbar" ohne Kürzung von Leistungspreisen. Zwei Vorschläge: 1.: 4 Stunden telefonische Erreichbarkeit pro Kalendermonat, oder aber mindestens 2.: die gleiche Zeit im Jahr, die der ÜNB seinerseits wegen Störungen von MOLS nicht automatisch aktivieren kann, darf der Anbieter telefonisch erreichbar sein ohne Leistungskürzungen So wie es jetzt formuliert ist, darf der ÜNB jederzeit nur telefonisch aktivieren, der Anbieter muss aber 100% garantieren. Dies ist unverhältnismäßig.	Südvolt GmbH	
4f	(4f) TIWAG sieht eine pragmatisches Verfahren als erforderlich. Auch die ÜNB sind z. Z. nur telefonisch erreichbar, z.B. bei Wartungsarbeiten des MOLS-Servers. Um gleiche Bedingungen für ÜNB und Marktteilnehmer zu ermöglichen.	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	
Allgemein	Im Workshop am 23.04.2018 wurde von den ÜNB ausgesagt, dass ein Anbieter nicht den Ausfall eines IT-Dienstleisters zu vertreten hat und insofern Vertragsstrafen in so einem Fall nicht erhoben werden. Wir bitten dies in den Modalitäten entsprechend darzustellen.	Next Kraftwerke GmbH	
Allgemein	Bei der MRL kann der Anbieter heute Angebotspakete im Notfall wieder abmelden, ohne dass Vertragsstrafen erhoben werden. Da die Möglichkeit in den Konsultationsdokumenten nicht thematisiert wird, fordern wir vorsorglich die bestehende Praxis dahingehend beizubehalten.	Next Kraftwerke GmbH	

Artikel 14 - Nicht-Veröffentlichung nicht-bezuschlagter Gebote

Stellungnahmen

Abs.	Anmerkung	Organisation	Antwort
Allgemein	Transparenz ist für einen effizienten Markt notwendig, nur so kann dieser für alle Regelreserveerbringer diskriminierungsfrei funktionieren. Daher lehnt EFET die pauschale Ablehnung von Veröffentlichungen ab.	EFET Deutschland	Die ÜNB sehen von einer Veröffentlichung der nicht bezuschlagten Gebote ab und reduzieren damit die Markttransparenz, um insbesondere ein wettbewerbsschädliches, gleichgerichtetes Verhalten von Marktteilnehmern zu vermeiden. Es ist kein sachlicher Mehrwert für die Marktteilnehmer oder die Funktionsfähigkeit des Regelleistungsmarktes durch die Veröffentlichung der nicht-bezuschlagten Gebote erkennbar. Vielmehr besteht die Gefahr, dass im Falle einer Veröffentlichung bei der Gebots- und Preisentscheidung der Marktteilnehmer neben den jeweiligen Grenzkosten, die historischen Gebots-/ und Preisstellungen anderer Marktteilnehmer und insbesondere der Gebote, die nicht bezuschlagt wurden, Berücksichtigung finden.
Allgemein	Transparenz ist für einen effizienten Markt notwendig, nur so kann dieser für alle Regelreserveerbringer diskriminierungsfrei funktionieren. Daher lehnt ENGIE die pauschale Ablehnung von Veröffentlichungen ab.	ENGIE Deutschland AG	
Allgemein	Dem Antrag ist nicht stattzugeben, da so dem Markt wichtige Informationen vorenthalten würde. Die Marktakteure benötigen diese Informationen auch um rechtzeitig Investitionen für neue Regelergieanlagen zu tätigen. Im Übrigen handelt es sich beim Regelreservemarkt um einen Markt mit sehr hohem Wettbewerb, welches durch die Preisentwicklung die vergangenen Jahre belegt wird.	UNIPER SE	Um dennoch den Marktteilnehmern den jeweiligen Deckungsgrad des Regelleistungsbedarfes transparent zu machen und damit ggf. Knappheit zu signalisieren, veröffentlichen die ÜNB das jeweilige Angebotsvolumen in aggregierter Form.
Allgemein	Wir sehen in der Veröffentlichung nicht-bezuschlagter Gebote eine Möglichkeit Informationsgleichheit unter den Anbietern herzustellen. Kleine Anbieter haben bei einer	Vorarlberger Illwerke AG	

	Nichtveröffentlichung nicht bezuschlagter Gebote andernfalls systematisch einen informatorischen Nachteil gegenüber großen Anbietern		
Allgemein	Anmerkung: Wir begrüßen zusätzliche Transparenz in der Veröffentlichung der Gebote. Eine Einschränkung dieser stehen wir ablehnend gegenüber und können der hier angebrachten Argumentation insbesondere mit Verweis auf die Modalitäten und Preise für mFRR nicht nachvollziehen.	Vattenfall Energy Trading	
Allgemein	Dieser Absatz der Guideline Electricity Balancing 2017/2195 sieht eine Ausnahme der Veröffentlichung vor, wenn dies aufgrund von Bedenken hinsichtlich eines Marktmissbrauchs gerechtfertigt ist. Der Regelenergiemarkt in dieser Form (nach EGBL, neue Produkte, etc.) existiert noch gar nicht und es wird bereits Missbrauch vermutet. Klarer kann fehlendes Marktvertrauen kaum formuliert werden. Es muss die Frage gestellt werden ob tatsächlich ein Markt kreiert werden soll oder ob nicht im Vorhinein kein Markt aufkeimen soll.	Steag GmbH	
Allgemein	ENGIE fordert die Verbesserung der Transparenz. Hier ist unklar, da anders als in der Überschrift des Artikels in den Absätzen nicht mehr unterschieden wird, ob nichts veröffentlicht wird. Dies stellt ein Zurückbleiben hinter den aktuellen Transparenzpflichten der ÜNB dar, wo für die MRL alle bezuschlagten Gebote veröffentlicht werden. ENGIE schlägt eher vor, die Transparenz im Sinne einer Verbesserung	ENGIE Deutschland AG	

	des Marktes weiter auszubauen.		
Allgemein	Aus Gründen der Markttransparenz ist dies kategorisch abzulehnen.	Südvolt GmbH	
Allgemein	EFET fordert die Verbesserung der Transparenz. Da anders als in der Überschrift des Artikels in den Absätzen nicht mehr unterschieden wird, ob nichts veröffentlicht wird, ist unklar, wie verfahren werden soll. Dies stellt ein Zurückbleiben hinter den aktuellen Transparenzpflichten der ÜNB dar, wo für alle Regelenergiearten alle bezuschlagten Gebote veröffentlicht werden, für die MRL auch die nicht bezuschlagten. EFET schlägt eher vor, die Transparenz im Sinne einer Verbesserung des Marktes weiter auszubauen. Art. 1.7 der Guideline Electricity Balancing 2017/2195 sieht eine Ausnahme der Veröffentlichung vor, wenn dies aufgrund von Bedenken hinsichtlich eines Marktmissbrauchs gerechtfertigt ist. Der Regelenergiemarkt in dieser Form (nach EGBL, neue Produkte, etc.) existiert noch gar nicht und es wird bereits Missbrauch vermutet. Klarer kann fehlendes Marktvertrauen kaum formuliert werden.	EFET Deutschland	
Allgemein	Dem Antrag ist nicht statt zu geben, da er dem Markt wichtige Informationen vorenthält. Alle Gebote, auch die nicht bezuschlagten, sollten anonymisiert veröffentlicht werden. Diese Transparenz trägt zu einem effizienteren Markt bei und unterstützt insbesondere Investitionsentscheidungen. Im Übrigen sehen	RWE Supply & Trading	



	wir keinen Grund für die Zurückhaltung dieser Informationen und können die Begründung der ÜNBs, nämlich dass auf diese Weise „strategisches“ Angebotsverhalten reduziert werden soll, nicht nachvollziehen. Der Regelreservemarkt ist ohnehin von sehr hohem Wettbewerb geprägt, wofür auch die Preisentwicklung der vergangenen Jahr spricht.		
Allgemein	Dem Antrag ist nicht statt zu geben, da er dem Markt wichtige Informationen vorenthält. Die Marktakteure benötigen diese Informationen auch, um rechtzeitig Investitionen für neue Regelenergieanlagen zu tätigen. Im Übrigen handelt es sich beim Regelreservemarkt um einen Markt mit sehr hoher Wettbewerbsintensität, was durch die Preisentwicklung der vergangenen Jahre belegt wird.	VGB PowerTech e. V., Essen	
Allgemein	Das Argument vom Marktmissbrauch stammt aus einer alten Zeit, als noch mehr Leistung ausgeschrieben wurde und weniger Leistung verfügbar war. Inzwischen ist der Markt seriösen Abschätzungen zufolge mehrfach überzeichnet. Daher spricht nichts dagegen, die Auktionsergebnisse komplett zu veröffentlichen, inklusive der nicht zugeschlagenen Gebote. Wir schlagen vor: Alle Angebote werden veröffentlicht, für aFRR ebenso wie für mFRR, das schafft Transparenz und hilft den Anbietern, ihre Gebote im Markt besser zu analysieren.	Trianel GmbH	

Allgemein	<p>Hier ist vermutlich, entsprechend dem Titel des Kapitels, die Ausnahme von der Veröffentlichung zu nicht-bezuschlagten Geboten gemeint. Mindestens die bezuschlagten Gebote sollen gemäß Artikel 12(3) anonymisiert veröffentlicht werden.</p>	<p>EnBW Energie Baden-Württemberg AG</p>	
Allgemein	<p>Siehe Anmerkung zu 4.2, ist nicht konsistent. Verweis auf 4.2 reicht aus.</p> <p>TIWAG ist der Auffassung, dass die nicht-bezuschlagten Gebote zu veröffentlichen sind. Dies unterstützt insbesondere neue Marktteilnehmer bei einem Markteintritt.</p>	<p>TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG</p>	
Allgemein	<p>Siehe Anmerkung zu 4.2, Die Regelung ist nicht konsistent und sollte gestrichen werden.</p> <p>BDEW ist der Auffassung, dass die nicht-bezuschlagten Gebote zu veröffentlichen sind. Dies unterstützt insbesondere neue Marktteilnehmer bei einem Markteintritt.</p>	<p>BDEW</p>	
Allgemein	<p>Dieser Absatz der Guideline Electricity Balancing 2017/2195 sieht eine Ausnahme der Veröffentlichung vor, wenn dies aufgrund von Bedenken hinsichtlich eines Marktmissbrauchs gerechtfertigt ist. Der Regelenergiemarkt in dieser Form (nach EGBL, neue Produkte, etc.) existiert noch gar nicht und es wird bereits Missbrauch vermutet. Klarer kann fehlendes Marktvertrauen kaum formuliert werden. Es muss</p>	<p>Steag GmbH</p>	

	<p>die Frage gestellt werden ob tatsächlich ein Markt kreiert werden soll oder ob nicht im Vorhinein kein Markt aufkeimen soll.</p>		
<p>Allgemein</p>	<p>In Art. 14 des Antragsentwurf für die Festlegung der Modalitäten für die Frequenzhaltungsreserven (FCR) und Frequenzwiederherstellungsreserven (FRR) ist vorgesehen, von einer Veröffentlichung von Mengen- und Preisinformationen für nicht-bezuschlagte Gebote abzusehen, d. h. die Veröffentlichung auf bezuschlagte Gebote zu beschränken.</p> <p>Das Bundeskartellamt begrüßt insoweit den Antragsentwurf, soweit er reicht, und regt ergänzend an, dass die ÜNB beantragen, von der Veröffentlichung von Mengen- und Preisinformationen insgesamt absehen zu dürfen, wie dies auch schon im Wortlaut von Art. 14 Abs. 1 des Antragsentwurfs anklängt.</p> <p>Der - auch öffentliche - Austausch über die Kernparameter des Wettbewerbs kann wettbewerbsbeschränkend wirken. Näheres hat die Kommission in den Leitlinien zur Anwendbarkeit von Artikel 101 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union auf Vereinbarungen über horizontale Zusammenarbeit ausgeführt (abrufbar unter http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2011:011:0001:0072:DE:PDF , dort unter 2). Aktuelle Mengen- und Preisinformationen</p>	<p>Bundeskartellamt</p>	<p>Die ÜNB berücksichtigen die Stellungnahme des Bundeskartellamts und berücksichtigen diese in ihrer Entscheidung, von einer Veröffentlichung der nicht-bezuschlagten Gebote abzusehen und damit die Markttransparenz zu reduzieren, um insbesondere ein wettbewerbschädliches, gleichgerichtetes Verhalten von Marktteilnehmern zu vermeiden.</p>

ermöglichen Unternehmen die Abstimmung ihres Verhaltens betreffend diese Kernparameter des Wettbewerbs zu Lasten von Verbrauchern. Geht ein solcher Informationsaustausch auf die Initiative von Unternehmen zurück, kann darin eine wettbewerbsbeschränkende Absprache liegen.

Nach Art. 12 Abs. 3 lit. e und f sind ohnehin aggregierte Informationen zu den Regelenergiegeboten zu veröffentlichen, insb. Volumina und Grenzpreise. Es ist vorliegend nicht ersichtlich, welche rechtfertigenden Effizienzen aus einem weitergehenden Informationsaustausch folgen sollen.

Am 17.10.2017 kam es zu außergewöhnlich hohen Kosten für Minutenreservearbeit und in der Folge zu außergewöhnlich hohen Ausgleichsenergiepreisen.

Der Markt für Regelenergie scheint - in seiner gegenwärtigen Ausgestaltung - eine Missbrauchsneigung aufzuweisen.

Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass sich diese Missbrauchsneigung auch bei der zukünftigen Ausgestaltung der Regelenergiemärkte, also bei getrennter Beschaffung von Regelleistung und Regularbeit, fortsetzt.

Dieser sollte effektiv begegnet werden.

Artikel 15 - Grenzüberschreitende Übertragung der Verpflichtung zur Bereitstellung von Regelreserve

Stellungnahmen

Abs.	Anmerkung	Organisation	Antwort
1	Wenn, dann sollte die Ausnahme zur Verpflichtung von grenzüberschreitenden Übertragung auch auf die Bereitstellung von aFRR ausgedehnt werden. Ziffer 2 liefert die entsprechende Begründung dazu.	UNIPER SE	Die ÜNB weisen darauf hin, dass die Ausnahme im Rahmen der Modalitäten für Regelreserveanbieter explizit für die mFRR zu beantragen ist. Für die FCR wird diese im Rahmen der FCR Kooperation beantragt und für die aFRR im Rahmen der Konsultation SRL-Kooperation AT/DE.
1, 2	Die Ausnahme zur Verpflichtung von grenzüberschreitender Übertragung ist auch auf die Bereitstellung von aFRR auszudehnen. Ziffer (2) liefert auch die entsprechende Begründung dazu.	RWE Supply & Trading	
1, 2	Die Ausnahme von der Verpflichtung von grenzüberschreitenden Übertragung ist auch auf die Bereitstellung von aFRR auszudehnen. Die Begründung in Ziffer (2) gilt gleichermaßen für mFRR und aFRR.	VGB PowerTech e. V., Essen	
1	Es ist unklar, ob dieser Antrag auch für FCR und mFRR gestellt wird.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	

Artikel 16 – Regelarbeitsmarkt

Stellungnahmen

Abs.	Anmerkung	Organisation	Antwort
Allgemein	Der Detaillierungsgrad der Rahmenbedingungen für einen Regelarbeitsmarkt sollte deutlich erhöht werden. Insbesondere nachstehende Punkte sollten aufgenommen bzw. festgehalten werden.	UNIPER SE	Durch die Berücksichtigung der Stakeholder-Rückmeldungen und Anpassung des Artikels wurde der Detailgrad in angemessener Weise zu erhöht.
Allgemein	Die in diesem Vorschlag präsentierten Regelungen zum Regelarbeitsmarkt decken nur einen Teil der Fragestellung zur Einführung eines derartig komplexen Instrumentes ab und lassen zentrale Punkte offen (Umgang mit nicht genutzten Geboten, Zuschlagsmenge etc.).	Vorarlberger Illwerke AG	
Allgemein	Wir bitten an dieser Stelle um eine umfangreiche Konkretisierung. Auch aus den Folien zum Workshop am 23.04.2018 sind nicht alle notwendigen Details ersichtlich.	Vattenfall Energy Trading	
Allgemein	Hier ist vorgesehen, dass zunächst nur der Leistungspreis bezuschlagt wird. Die bezuschlagten Bieter verpflichten sich	ENGIE Deutschland AG	



	lediglich, am nächsten Tag ein Gebot in EUR/MWh abzugeben.		kommen, die eine rechtzeitige Abgabe eines Regelarbeitspreises verhindern, sollte es einen "Backup-Regelarbeitspreis" geben, der für das Abrufmarking und zur Vergütung genutzt werden kann. Ein Leistungsgebot, das im Aktivierungsfall nicht genutzt werden kann, ist wertlos. Der während der Leistungsauktion angegebene Regelarbeitspreis kann im störungsfreien Betrieb des Regelarbeitsmarkts selbstverständlich frei angepasst werden.
Allgemein	Wir würden es daher begrüßen den Regelarbeitsmarkt in seiner vollen Komplexität, da auch von der Guideline Electricity Balancing nicht anders gefordert, in einer separaten Konsultation zu behandeln, die auch die Ergebnisse der europäischen (PICASSO et. al.) berücksichtigen kann.	Vorarlberger Illwerke AG	GL EB Artikel 16.5 gestattet den Regelreserveanbietern die Übermittlung von Regelarbeitsgeboten. GL EB Artikel 62.2 sieht für diesen Artikel keine Derogation vor und GL EB Artikel 65.2 besagt, dass GL EB Artikel 16 ein Jahr nach Inkrafttreten von GL EB wirksam wird, wobei Umsetzungsfristen akzeptabel sind. Basierend auf den Erfahrungen früherer Festlegungen scheinen 12 Monate Umsetzungsfrist angemessen.
Allgemein	Es besteht keine Verpflichtung, die Einführung des Arbeitspreismarktes sowie die Bezuschlagung alleinig nach Leistungspreis bereits 12 Monate nach Inkrafttreten der GLEB durchzuführen (Art. 16.6 and Art. 65.2). Es besteht also die Möglichkeit, direkt in 2021 im Zielmodell zu starten und den Zwischenschritt zu vermeiden. Im Zielmodell ist vorgesehen, dass sobald die Standardprodukte welche derzeit in den Projekten MARI und PICASSO entwickelt werden europaweit gemeinsam beschafft werden, Termin für die Einführung ist bereits 2021. ENGIE plädiert nach Abwägung der Vor-	ENGIE Deutschland AG	



	und Nachteile daher dafür, den Zwischenschritt auszulassen und direkt mit dem go live der europäischen Standardprodukte in den Zielarbeitsmarkt einzusteigen.		
Allgemein	Ebenso entstehen den Anbietern und ÜNB Mehrkosten für die IT-Entwicklung und die interne Umsetzung. Es ist nicht effizient, das Modell in 2020 für ein Jahr einzuführen und dann direkt in ein neues Modell zu überführen.	ENGIE Deutschland AG	
Allgemein	Es ist zu überdenken, ob die Einführung im aktuellen Marktdesign sinnvoll ist und ob es sinnvoll ist, einen so gestalteten Arbeitsmarkt als Übergangsmodell noch einzuführen.	EFET Deutschland	
Allgemein	Eine Ausnahme von der sofortigen Einführung des Arbeitsmarkts ist, auch von der ausschließliche Vergabe nach Leistungspreis, in der GL EB möglich. Gerade mit Blick auf die unbekanntes Rückwirkungen auf den Intraday-Markt ist dies abzuwägen.	EFET Deutschland	
Allgemein	Die Einführung des Regelarbeitsmarktes scheint beschlossene Sache zu sein, ist aber eine große Änderung der Rahmenbedingungen mit größtenteils unklaren Auswirkungen. Um die	MVV Energie AG	

	<p>Auswirkungen zunächst zu begrenzen, empfehlen wir, in einem ersten Schritt das Volumen des Regelarbeitsmarkts zu begrenzen. Insbesondere sollten Markt-Design-Änderungen nicht parallel eingeführt werden. So sollten zunächst die Auswirkungen der beschlossenen Verkürzung der Angebotsdauern bei Sekundärregelleistung und Minutenreserve (BK6-15-158 / BK6-15-159) untersucht werden. Wenn eine Änderung des Markt-Designs dazu führt, dass kleine Anbieter aus dem Markt gedrängt werden, ist dies nicht reversibel, da hohe Eintrittshürden (z. B. Abschluss von Verträgen zum Pooling von Kleinanlagen, IT- und Personalkosten) bestehen.</p>		
Allgemein	<p>In der Formulierung des Regelarbeitsmarkts sollte stärker die GL EB berücksichtigt werden. Hier ist eine klare Trennung der Beschaffung von Regelleistung und Regularbeit vorgesehen.</p>	EFET Deutschland	<p>ÜNB streben eine deutliche Trennung der Beschaffung von Regularbeit und -leistung an. Um im Fall der Nichtverfügbarkeit des Regelarbeitsmarkts einen sicheren Systembetrieb gewährleisten zu können, soll in dieser Situation - als Fallback - direkt auf die am Vortrag bezuschlagten Regelleistungsgebote zurückgegriffen werden (siehe Rückmeldung zu Artikel 16.6).</p>
Allgemein	<p>Bei der Formulierung des Regelarbeitsmarkts sollten aus unserer Sicht die entsprechenden Formulierungen der EB-VO stärker berücksichtigt werden.</p>	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	
Allgemein	<p>In der GL EB ist eine klare Trennung der Beschaffung von Regelleistung und</p>	EnBW Energie Baden-	

	Regelarbeit vorgesehen.	Württemberg AG	
Allgemein	Entelios sieht zumindest Präzisierungsbedarf bezüglich der Definition „Handelsschluss“. Aus unserer Sicht muss dies die Balancing Gate Closure sein. Nur so können diese Gebote wieder dem Energy-Only-Markt zur Verfügung gestellt werden.	Entelios AG	"Handelsschluss" wird durch "Zeitpunkt der Schließung des Regelarbeitsmarkts" ersetzt.
Allgemein	Mit Einführung des Regelarbeitsmarktes sollte ein möglicher Gewichtungsfaktor für den Arbeitspreis im Zuschlagsmechanismus wieder abgeschafft werden, da der Regelarbeitsmarkt das Thema hohe Arbeitspreise adressiert, indem er für Wettbewerb bei den Arbeitspreisen sorgt.	Entelios AG	In den Festlegungen BK6-18-019 und BK6-18-020 führt BNetzA aus, dass die Mischpreisvergabe mit Einführung von Regelarbeitsmärkten wieder entfällt und somit nur eine Übergangsregelung darstellt. Zur Einführung des Regelarbeitsmarkts werden ÜNB eine Rückkehr zum früheren Vergabealgorithmus (am Regelleistungsmarkt) beantragen.
2	Insbesondere die Möglichkeit der Einbringung zusätzlicher Arbeitsvolumina scheint uns unklar, wenngleich wir dieser Option positiv gegenüber stehen.	Vattenfall Energy Trading	Bis zum Zeitpunkt der Schließung des Regelarbeitsmarkts können Arbeitspreise von am Regelleistungsmarkt bezuschlagten Geboten (in positive und negative Richtung) angepasst und leistungspreisfreie Gebote eingestellt, angepasst und gelöscht werden. Hinsichtlich der Freisetzung von Geboten gelten die in Artikel 16.6 formulierten Randbedingungen.
2	Auch ist vorgesehen, dass für jede Bilanzierungsperiode von 15 Minuten ein anderer Preis abgegeben werden kann – was neue und flexible Bieter tatsächlich einen Mehrwert bringen würde. Ebenso gilt	ENGIE Deutschland AG	GL EB Artikel 16.5 gestattet den Regelreserveanbietern die Übermittlung von Regelarbeitsgeboten. GL EB Artikel 62.2 sieht für diesen Artikel keine Derogation vor und GL EB Artikel 65.2 besagt, dass GL EB Artikel 16 ein Jahr nach Inkrafttreten von GL EB wirksam wird, wobei Umsetzungsfristen akzeptabel sind. Basierend

<p>eine andere Preisregel nämlich pay as cleared und nicht pay as bid wie in dem hier vorgeschlagenen Modell. Die vorgeschlagenen 4-Stundenblöcke mit einem einzigen Preis stellt keine Verbesserung zum Status Quo dar, der ab 12.7.18 in SRL und MRL gilt. Einen Mehrwert eines solchen Übergangsmodells stellt ENGIE daher in Frage. Es besteht sogar das Risiko, dass sich die Liquidität nicht wie gewünscht einstellt und erneut die Risiken von deutlich überhöhten Ausgleichsenergiepreisen ohne tatsächliche Knappheit entstehen. Jeder Bieter kann selbst den Markt beobachten und dann Preise für Regelarbeit die er für gut befindet einstellen. Dies wird auch dadurch möglich, dass die bezuschlagten Bieter ihre Arbeitspreise im von den ÜNB vorgeschlagenen Modell auch nach oben anpassen dürften. Diese Problem kann mitigiert werden, indem die Einführung im Zielmodell erfolgt. Alternativ besteht die Möglichkeit für bezuschlagte Angebote ihren Arbeitspreis nur nach unten anpassen zu dürfen. Da die Bieter mit dem Zuschlag dem ÜNB eine Option verkauft haben, und in diese Prämie ihre Opportunitätskosten etc. eingepreist haben sollten, wäre es keine Benachteiligung per se. Die Bieter könnten alternativ direkt am Arbeitspreismarkt teilnehmen, wenn ihnen eine kurzfristige Anpassung des</p>	<p>auf den Erfahrungen früherer Festlegungen scheinen 12 Monate Umsetzungsfrist akzeptabel. In dieser Zeit wird es jedoch noch nicht möglich sein, alle Abrufsystem auf den Umgang mit viertelstündlichen Merit-Order-Listen zu ertüchtigen. Daher wird zunächst mit den bekannten 4-Stunden-Produkten gearbeitet. Das Zielmodell ist jedoch der Übergang zu viertelstündlichen Produkten am Regelarbeitsmarkt.</p>
---	---

	Arbeitspreises wichtiger ist.		
2	Da die Gebote am Arbeitsmarkt ab eine Stunde vor Beginn des Leistungsblocks genauso verbindlich sind wie die Leistungsangebote, sollten sie auch genauso behandelt werden: Das heißt, dass auch Leistungsangebote ihre Arbeitspreise anpassen können müssen, in beide Richtungen.	Trianel GmbH	GL EB Artikel 16.4 verpflichtet Anbieter, die einen Zuschlag am Markt für Regelleistung erhalten haben, anschließend Regelarbeitsgebote (für bezuschlagte Regelleistungsvolumen) abzugeben. GL EB Artikel 16.6 gibt vor, dass der Preis der Regelarbeitsgebote für Standardprodukte und spezifische Produkte gemäß Absatz 4 in einem Vertrag über die Bereitstellung von Regelleistung nicht vorab festgelegt werden darf. Dies interpretieren ÜNB so, dass es nicht zulässig ist, eine Anpassung des Regelarbeitspreises nicht zuzulassen.
2	Und dass auch Leistungs-Angebote, die wegen ihres hohen Arbeitspreises durch Arbeitsangebote aus der Merit Order verdrängt worden sind, ebenso freigesetzt werden müssen wie reine Arbeitsangebote.	Trianel GmbH	Basierend auf der Rückmeldung der Marktteilnehmer werden Regelreservegebote, die über das benötigte Volumen (d. i. das Volumen der ausgeschriebenen Regelleistung der jeweiligen Reservequalität) hinausgehen, freigesetzt. Es werden nur die hinsichtlich ihres Regelarbeitspreises günstigsten Gebote am Regelreservemarkt gehalten. Die Freisetzung erfolgt kurzfristig nach dem Zeitpunkt der Schließung des Regelarbeitsmarkts.
2	Die beiden Auktionen sind identisch was die Produktdefinition angeht, mit dem Unterschied, dass im einen Fall ein Leistungspreis und im anderen Fall ein Arbeitspreis angegeben wird.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Um im Fall der Nichtverfügbarkeit des Regelarbeitsmarkts einen sicheren Systembetrieb gewährleisten zu können, soll in dieser Situation - als Fallback - direkt auf die am Vortrag bezuschlagten Regelleistungsgebote zurückgegriffen werden (siehe Rückmeldung zu Artikel 16.6). Daher ist es erforderlich, bereits bei der Regelleistungsauktion einen Arbeitspreis anzugeben. Dieser darf bis zum Zeitpunkt der Schließung des Regelarbeitsmarkts angepasst werden.
2	Die beiden Auktionen sind identisch, was die Produktdefinition angeht, mit dem Unterschied, dass im einen Fall ein Leistungspreis und im anderen Fall ein	EFET Deutschland	

	Arbeitspreis angegeben wird.		
4	<p>Damit der Anbieter sein Gebot auf dem Regelarbeitsmarkt im Fall, dass einer seiner TE für Redispatch herangezogen werden muss, anpassen kann, muss die entsprechende Information mindesten 60 Minuten vor dem Ende des Regelarbeitsmarktes (1h vor Beginn der ersten Lieferviertelstunde) dem Anbieter vorliegen. Dieser Vorlauf ist mindestens erforderlich, um zu prüfen ob die für Redispatch herangezogene TE einen Einfluss auf die bereits gestellten oder bereits geplanten Gebote für den Regelarbeitsmarkt hat. Sollte dies der Fall sein, dann muss der Anbieter seine Gebote neu kalkulieren und an die Plattform für den Regelarbeitsmarkt übertragen. Anderenfalls ist es dem Anbieter nicht möglich Redispatch bei seinen Geboten zu berücksichtigen und eine zusätzlich Absicherung aller Gebote im Fall eines Redispatch wäre diskriminierend, da Anbieter in der Auktion diese Anforderung nicht haben bzw. die kontrahierte Leistung richtigerweise für Redispatch nicht zur Verfügung steht. Zudem wäre es ein erhebliches Hemmnis zur Teilnahme und ist unseres Erachtens ineffizient, da alle Anbieter die Risiken für die Absicherung berücksichtigen müssten.</p>	UNIPER SE	<p>Aufgrund des Zeitpunkts der Schließung des innerdeutschen Intraday-Markts ist der kurzfristige Handel von Fahrplanenergie bis weniger als 30 Minuten vor Echtzeit möglich. ÜNB werden daher nicht benötigte Regelreservegebote bis 45 Minuten vor der ersten Lieferviertelstunde freisetzen.</p> <p>Bei dem zeitlichen Ablauf des Redispatchprozesses wird versucht, den Einfluss des Regelarbeitsmarkts weitgehend zu berücksichtigen. Da dies nicht in allen Fällen (u. a. wegen des Pooling-Privilegs der Anbieter) sichergestellt ist, sind Redispatchmaßnahmen auch nach Schluss des Regelarbeitsmarkts möglich. Auch hier gilt, dass nicht freigesetzte bezuschlagte Regelarbeitsangebote nicht für Redispatch herangezogen werden. Ein notwendiger Redipatcheinsatz muss dann, wenn eine Umverteilung im Pool des Regelarbeitenbieters nicht mehr möglich ist, über eine Maßnahme nach 13.2 EnWG durchgeführt werden. ÜNB folgen damit der Argumentation von BNetzA im Beschluss BK6-11-098, wonach nur Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, die für die Erbringung von Regelenergie und zur Besicherung vorgehalten werden, von den Übertragungsnetzbetreibern nicht zur Entlastung von Überlast bedrohter oder bereits betroffener Betriebsmittel sowie nicht zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen der Netzspannung eingesetzt werden dürfen. § 13 Abs. 2 EnWG bleibt unberührt.</p>

4	Ein Redispatch Eingriff auf die im regulären Markt platzierten Volumina darf aus unserer Sicht nicht ohne weiteres, über ein heutiges Maß hinaus, erfolgen.	Vattenfall Energy Trading	Bei dem zeitlichen Ablauf des Redispatchprozesses wird versucht, den Einfluss des Regelarbeitsmarkts weitgehend zu berücksichtigen. Da dies (u. a. wegen des Pooling-Privilegs der Anbieter) nicht in allen Fällen sichergestellt ist, sind Redispatchmaßnahmen auch nach Schluss des Regelarbeitsmarkts möglich. Auch hier gilt, dass nicht freigesetzte Regelarbeitsangebote nicht für Redispatch herangezogen werden ÜNB folgen damit der Argumentation von BnetzA im Beschluss BK6-11-098, wonach nur Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, die für die Erbringung von Regelenergie und zur Besicherung vorgehalten werden, von den Übertragungsnetzbetreibern nicht zur Entlastung von Überlast bedrohter oder bereits betroffener Betriebsmittel sowie nicht zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen der Netzspannung eingesetzt werden dürfen. § 13 Abs. 2 EnWG bleibt unberührt.
4	Der Zeitpunkt, bis zu dem Redispatch für Anlagen erfolgen kann, die keinen Leistungszuschlag haben, muss hinreichend lange vor der BEGCT erfolgen, damit der Anbieter noch die Möglichkeit hat, seine Gebote zurückzunehmen.	EFET Deutschland	
4	Satz 3 bedeutet, dass der ÜNB Technische Einheiten, die Geboten am Regelarbeitsmarkt zugeordnet sind, nur bis längstens eine Stunde vor Beginn der ersten Lieferviertelstunde des jeweiligen Produktes nutzen darf. Es ist nicht ersichtlich, weshalb der „Regelreserveanbieter“ dann die Vorhaltung verlagern muss. Falls entgegen dem Wortlaut in Satz 3 gemeint sein sollte, dass der ÜNB bis eine Stunde vor Beginn der ersten Lieferviertelstunde des jeweiligen Produktes eine Redispatch-Anweisung aussprechen darf, die den Zeitraum des jeweiligen Produktes berührt, weshalb die Technische Einheit nicht am Regelarbeitsmarkt angeboten werden darf, entstehen dem Anlagenbetreiber Opportunitätskosten. Der Anlagenbetreiber	VGB PowerTech e. V., Essen	

	<p>hat gemäß §13a (2) Nr. 3 EnWG einen Anspruch auf Erstattung dieser Opportunitätskosten wegen der Nichtvermarktung am Regelarbeitsmarkt, über deren Höhe heftiger Streit sicher ist. Die Angebotsreduzierung widerspricht dem Ziel eines liquiden Regelarbeitsmarktes. Der Text der Ziffer (4) kann keinesfalls so bleiben. VGB steht gern für Gespräche zur Verfügung, um stimmige und mit anderen Vorgaben/Regelwerken konsistente Formulierungen zu entwickeln.</p>		
4	<p>Zu Redispatch: Der Zeitpunkt, bis zu dem Redispatch für Anlagen erfolgen kann, die keinen Leistungszuschlag haben und damit entsprechend ERRP-Meldung vom Redispatch ausgeschlossen sind, muss hinreichend lange vor der BEGCT erfolgen (z. B. 1h), damit der Anbieter noch die Möglichkeit hat, seine Gebote zurückzunehmen. Das Zurückziehen der Gebote wird für den Anbieter in der Regel mit Opportunitätskosten verbunden sein.</p>	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	
4	<p>Der ÜNB kann per Redispatch die Teilnahme am Regelarbeitsmarkt verhindern. Es ist für den Regelanbieter auf Anfrage des ÜNB nicht zumutbar, Gebote anzupassen oder zurückzuziehen.</p>	BVES	

4	Zu regeln wäre darüber hinaus, dass Reservebereitstellung Vorrang vor Redispatch haben muss. Erfolgt Redispatch, muss die Leistungsverpflichtung bei der Reserve entfallen. Sonst gäbe es keinen diskriminierungsfreien Zugang zum Regelenenergie-/Regelarbeitsmarkt.	Statkraft Markets GmbH	
4	Angebote müssen jederzeit vor der GCT zurückgezogen werden können, auch wenn kein Redispatcheinsatz stattfindet.	ENGIE Deutschland AG	Bis zum Zeitpunkt der Schließung des Regelarbeitsmarkts können Arbeitspreise von am Regelleistungsmarkt bezuschlagten Geboten (in positive und negative Richtung) angepasst und leistungspreisfreie Gebote eingestellt, angepasst und gelöscht werden. Hinsichtlich der Freisetzung von Geboten gelten die in Artikel 16.6 formulierten Randbedingungen.
4	Freie Gebote, die keinen Zuschlag in der Auktion für Regelleistung erhalten haben, müssen auch dann zurückgezogen werden können, wenn kein Redispatcheinsatz erfolgt. Anderenfalls kann dies zu einer Marktverzerrung und zu Geboten im hohen EUR/MWh-Bereich führen.	EFET Deutschland	
4	Ergänzung/Präzisierung erforderlich: Zusätzlich zur Möglichkeit der Preisanpassung, muss für freie Gebote (ohne Zuschlag in der Auktion für Regelleistung) auch das Zurückziehen von abgegebenen Geboten ermöglicht werden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	
4	Entelios ist der grundsätzlichen Auffassung, dass neben der Möglichkeit, die Arbeitspreise bis zur vorgegebenen Frist	Entelios AG	

	anzupassen, auch die Möglichkeit bestehen sollte, abgegebene Arbeitsgebote bis zu dieser Frist auch komplett wieder zu löschen.		
4	TIWAG ist der grundsätzlichen Auffassung, dass neben der Möglichkeit die Arbeitspreise bis zur vorgegeben Deadline anzupassen, auch die Möglichkeit abgegebene Arbeitsgebote bis zu dieser Deadline auch komplett wieder zu löschen, gegeben sein muss.	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	
4	Es sollte grundsätzlich die Möglichkeit bestehen, dass neben einer Anpassung der Arbeitspreise bis zur vorgegeben Frist, auch abgegebene Arbeitsgebote bis zu dieser Frist komplett wieder gelöscht werden können.	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	
4	Der BDEW ist der grundsätzlichen Auffassung, dass neben der Möglichkeit, die Arbeitspreise bis zur vorgegeben Deadline anzupassen, auch die Möglichkeit, abgegebene Arbeitsgebote bis zu dieser Deadline auch komplett wieder zu löschen, gegeben sein muss.	BDEW	
4	Ebenso bestehen durch das starre Muster von 4 Stunden wenig Möglichkeiten für neue Bieter (Nachfrage, Speicher, Wind,...). Hier wäre es notwendig, sofort in	EFET Deutschland	GL EB Artikel 16.5 gestattet den Regelreserveanbietern die Übermittlung von Regelarbeitsgeboten. GL EB Artikel 62.2 sieht für diesen Artikel keine Derogation vor und GL EB Artikel 65.2 besagt, dass GL EB Artikel 16 ein Jahr nach Inkrafttreten von GL EB

	das Zielmodell (15 Minuten) zu wechseln. Es ist zu überwachen, ob die Liquidität tatsächlich jederzeit vorhanden ist und das System Regelreserve effizient in dem neuen Modell mit Regelarbeitsmarkt integriert werden kann.		wirksam wird, wobei Umsetzungsfristen akzeptabel sind. Basierend auf den Erfahrungen früherer Festlegungen scheinen 12 Monate Umsetzungsfrist akzeptabel.
4	Welchen Sinn macht eine Vergabe nach LP und AP, wenn der AP nachträglich geändert werden kann?	EFET Deutschland	In den Festlegungen BK6-18-019 und BK6-18-020 führt BNetzA aus, dass die Mischpreisvergabe mit Einführung von Regelarbeitsmärkten wieder entfällt und somit nur eine Übergangsregelung darstellt. Zur Einführung des Regelarbeitsmarkts werden ÜNB eine Rückkehr zum früheren Vergabealgorithmus (am Regelleistungsmarkt) beantragen.
4	Wenn gemäß Begleitdokument die Vergabe als Kombination von Leistungs- und Arbeitspreisen erfolgen soll, macht die Änderung des Arbeitspreises nach Vergabe keinen Sinn.	VGB PowerTech e. V., Essen	
4	Die Kosten für Redispatch sind in der Vergangenheit stark angestiegen. Es liegen keine transparenten Informationen über die Kosten vor. Der Regelenergiemarkt sollte hier nicht zweckentfremdet werden. Vielmehr sollte ein transparenter Marktmechanismus für Redispatch entwickelt werden, an denen auch dezentrale Erzeuger und Verbraucher teilnehmen können.	Next Kraftwerke GmbH	Mit dem bdew-Branchenleitfaden Redispatchvergütung wird momentan in Deutschland ein Branchenkompromiss für die Vergütung von Redispatch entwickelt. Zusätzliche Aktivierungsgründe für Regelarbeit (wie sie in anderen Ländern vorkommen) sehen deutsche ÜNB momentan (für Deutschland) nicht vor.
4	Wir lehnen die Möglichkeit zur nachträglichen Anpassung von Regelarbeitsgeboten bis 1 h vor der ersten Lieferviertelstunde ab.	MVV Energie AG	GL EB Artikel 24.2 fordert u. a., dass der Zeitpunkt der Schließung des Regelarbeitsmarkts echtzeitnah ist und nicht vor dem Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Markts liegt. Auch wenn der Regelarbeitsmarkt für 4-Stunden-Produkte diese

	<p>Gründe:</p> <p>1. Ein solcher Mechanismus begünstigt Marktmachtausübung von Anbietern mit sehr großen Portfolien. Ein funktionierender Markt beschränkt sich aber nicht nur auf wenige große Anbieter. Auch im Spotmarkt können Day-Ahead-Gebote nicht mehr angepasst werden und im Intraday-Markt können nur freie Mengen vermarktet werden.</p> <p>2. Spekulatives Verhalten in der ersten Auktion würde begrenzt, wenn die Arbeitspreise nicht mehr geändert werden könnten. Dann muss schon in der ersten Auktion ein realistischer Arbeitspreis geboten werden.</p> <p>Es muss klargestellt werden, dass die Übergangslösung eines gekoppelten Zuschlagsmechanismus, der Leistungs- und Arbeitspreise berücksichtigt, mit Start des Regelarbeitsmarkts beendet wird. Ein gekoppelter Zuschlag und ein Regelarbeitsmarkt parallel würden zu strategischem Bietverhalten und Marktverwerfungen führen, wenn ein Zuschlag im Leistungsmarkt auf Basis des gebotenen Arbeitspreises erfolgt und dieser Arbeitspreis später geändert werden könnte.</p>		<p>Anforderungen nicht vollständig erfüllt, sehen ÜNB die gewählte Gestaltungsform als ersten Schritt, um die Reservemärkte in Deutschland sukzessive dem Zielsystem anzunähern</p>
<p>4</p>	<p>Gebote in der Leistungsauktion sollten den Arbeitspreis nur nach unten anpassen dürfen (es wurde bereits ein Entgelt</p>	<p>BDEW</p>	<p>GL EB Artikel 16.4 verpflichtet Anbieter, die einen Zuschlag am Markt für Regelleistung erhalten haben, anschließend Regelarbeitsgebote (für bezuschlagte Regelleistungsvolumen)</p>

	gezahlt, Optionsprämie, die diese Opportunitäten einschließen sollte). Dies schützt die BKV in Stunden ohne Wettbewerb im Arbeitsmarkt vor überhöhten Ausgleichsenergiepreisen.		abzugeben. GL EB Artikel 16.6 gibt vor, dass der Preis der Regelarbeitsgebote für Standardprodukte und spezifische Produkte gemäß Absatz 4 in einem Vertrag über die Bereitstellung von Regelleistung nicht vorab festgelegt werden darf. Dies interpretieren ÜNB so, dass es nicht zulässig ist, eine Anpassung des Regelarbeitspreises nicht zuzulassen.
4	Klarstellung/Präzisierung erforderlich: Die Möglichkeit der Anpassung auch bezuschlagter Leistungsgebote sollte u. E. ausgeschlossen sein. Diese Gebote erhielten einen Zuschlag zur Leistungsvorhaltung. Weder eine Anpassung noch eine Rücknahme dieser Gebote mit Zuschlag in der Auktion für Regelleistung sollte möglich sein.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	
4	Die Möglichkeit, den Arbeitspreis der kontrahierten Reserven noch nach der Bezuschlagung der Leistung anzupassen, sehen wir kritisch. Damit würde das Produkt Regelleistung wesentlich entwertet und der noch einzuführende Bezuschlagungsmechanismus, welcher sowohl den Leistungs- als auch den Arbeitspreis berücksichtigt, ad absurdum geführt.	RWE Supply & Trading	
4	Das Verständnis ist, dass zuerst ein Zuschlag über den Regelleistungsmarkt besteht und anschließend der Regelarbeitsmarkt über die Arbeitspreise	BVES	Um im Fall der Nichtverfügbarkeit des Regelarbeitsmarkts einen sicheren Systembetrieb gewährleisten zu können, soll in dieser Situation - als Fallback - direkt auf die am Vortrag bezuschlagten Regelleistungsgebote zurückgegriffen werden (siehe Rückmeldung zu Artikel 16.6). Daher ist es erforderlich, bereits bei der

	entscheidet.		Regelleistungsauction einen Arbeitspreis anzugeben. Dieser darf bis zum Zeitpunkt der Schließung des Regelarbeitsmarkts angepasst werden.
4	Negative Rückwirkungen auf den Intraday-Markt müssen jedoch weitestgehend minimiert werden. Dies wäre beispielsweise dadurch möglich, dass der Regelarbeitsmarkt für die jeweilige Reserveart nicht 1 Stunde vor Beginn der ersten Lieferviertelstunde des jeweiligen Produktes schließt, sondern 30 Minuten vorher.	Statkraft Markets GmbH	Perspektivisch streben ÜNB einen echtzeitnäheren Zeitpunkt der Schließung des Regelarbeitsmarkts an. Dieser soll sich aus den Anforderungen der europäischen Implementierungsprojekte (MARI und PICASSO) ergeben. Da der Zeitpunkt der Schließung des innerdeutschen Intraday-Markts bereits heute weniger als 30 Minuten vor Echtzeit liegt, werden sich auch dann die unterschiedlichen Handelsplätze zeitlich überschneiden.
5	Für die Gebote am Regelleistungsmarkt ist gemäß GL EB Art. 16.6 kein Arbeitspreis vorgesehen. Das hier entwickelte Modell sollte sich an dem Zielmodell der GL EB orientieren, um eine nahtlose Integration zu einem europäischen Regelarbeitsmarkt zu ermöglichen.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Die ÜNB benötigen einen Regelarbeitspreis bereits im Leistungsgebot für ihre Notfallprozesse. Sollte es während der Laufzeit des Regelarbeitsmarkts zu technischen Problemen und Störungen kommen, die eine rechtzeitige Abgabe eines Regelarbeitspreises verhindern, sollte es einen "Backup-Regelarbeitspreis" geben, der für das Abrufbanking und zur Vergütung genutzt werden kann. Ein Leistungsgebot, das im Aktivierungsfall nicht genutzt werden kann, ist wertlos. Der während der Leistungsauction angegebene Regelarbeitspreis kann im störungsfreien Betrieb des Regelarbeitsmarkts selbstverständlich frei angepasst werden.
5	Insbesondere sollte mit Einführung des Regelarbeitsmarkts die Bezuschlagung in der Regelleistungsauction nicht mehr per kombiniertem LP/AP Zuschlagswert erfolgen.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	In den Festlegungen BK6-18-019 und BK6-18-020 führt BNetzA aus, dass die Mischpreisvergabe mit Einführung von Regelarbeitsmärkten wieder entfällt und somit nur eine Übergangsregelung darstellt. Zur Einführung des Regelarbeitsmarkts werden ÜNB eine Rückkehr zum früheren

			Vergabealgorithmus (am Regelleistungsmarkt) beantragen.
6	Für die Gebote am Regelleistungsmarkt ist gemäß GL EB Art. 16.6 kein Arbeitspreis vorgesehen. Das hier entwickelte Modell sollte sich an dem Zielmodell der GL EB orientieren, um eine nahtlose Integration zu einem europäischen Regelarbeitsmarkt zu ermöglichen. Hierzu ist es aber auch notwendig, die Granularität deutlich zu verkleinern. Anderenfalls muss mit dem go-live des Zielmodells ohnehin nachgearbeitet werden, um deutsche Bieter nicht mit einem Nachteil gegenüber den Nachbarländern zu belasten.	EFET Deutschland	Die ÜNB benötigen einen Regelarbeitspreis bereits im Leistungsgebot für ihre Notfallprozesse. Sollte es während der Laufzeit des Regelarbeitsmarkts zu technischen Problemen und Störungen kommen, die eine rechtzeitige Abgabe eines Regelarbeitspreises verhindern, sollte es einen "Backup-Regelarbeitspreis" geben, der für das Abrufbanking und zur Vergütung genutzt werden kann. Ein Leistungsgebot, das im Aktivierungsfall nicht genutzt werden kann, ist wertlos. Der während der Leistungsauktion angegebene Regelarbeitspreis kann im störungsfreien Betrieb des Regelarbeitsmarkts selbstverständlich frei angepasst werden.
6	Insbesondere sollte mit Einführung des Regelarbeitsmarkts die Bezuschlagung in der Regelleistungsauction nicht mehr per kombiniertem LP/AP Zuschlagswert erfolgen. Hierfür ist aus Sicht von EFET jedoch zu prüfen, ob die Liquidität jederzeit und ausreichend in allen Produktscheiben vorhanden ist. Das Risiko fehlender Liquidität im Regelarbeitsmarkt ließe sich auch durch direkte Einführung des Zielmodells reduzieren.	EFET Deutschland	In den Festlegungen BK6-18-019 und BK6-18-020 führt BNetzA aus, dass die Mischpreisvergabe mit Einführung von Regelarbeitsmärkten wieder entfällt und somit nur eine Übergangsregelung darstellt. Zur Einführung des Regelarbeitsmarkts werden ÜNB eine Rückkehr zum früheren Vergabealgorithmus (am Regelleistungsmarkt) beantragen.
7	Der Handelsschluss sollte Balancing Energy Gate-Closure Time heißen.	EFET Deutschland	"Handelsschluss" wird durch "Zeitpunkt der Schließung des Regelarbeitsmarkts" ersetzt.

7	Es ist eine Präzisierung erforderlich, dass mit Handelsschluss konkret die Balancing Energy Gate-Closure Time gemeint ist.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	
7	TIWAG sieht zumindest Präzisierungsbedarf bezüglich der Definition „Handelsschluss“. Aus BDEW-Sicht muss die Balancing Gate Closure sein. Nur so können diese Gebote wieder dem energy-only Markt zur Verfügung gestellt werden.	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	
7	Der bne sieht zumindest Präzisierungsbedarf bezüglich der Definition „Handelsschluss“. Aus bne-Sicht muss dies die Balancing Energy Gate Closure sein. Nur so können diese Gebote wieder dem energy-only Markt zur Verfügung gestellt werden.	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	
7	Der BDEW sieht zumindest Präzisierungsbedarf bezüglich der Definition „Handelsschluss“. Aus BDEW-Sicht muss der Handelsschluss die Balancing Gate Closure sein. Nur so können diese Gebote wieder dem Energy-Only Markt zur Verfügung gestellt werden.	BDEW	
7	Die final bezuschlagten Gebote auf Basis des Arbeitspreises (gemeinsame MOL) sollten spätestens 5 Minuten nach Ende	UNIPER SE	Aufgrund des Zeitpunkts der Schließung des innerdeutschen Intraday-Markts ist der kurzfristige Handel von Fahrplanenergie bis weniger als 30 Minuten vor Echtzeit möglich. ÜNB werden daher



	des Regelarbeitsmarktes (1h vor Beginn der ersten Lieferviertelstunde) veröffentlicht werden. Eine spätere Veröffentlichung würde die weitere Nutzung der Kapazität erübrigen und dem Markt diese Kapazität entziehen. Dementsprechend würden ab diesem Zeitpunkt die nicht bezuschlagten Gebote dem jeweiligen Anbieter und damit dem Markt wieder zur Verfügung stehen.		nicht benötigte Regelreservegebote bis 45 Minuten vor der ersten Lieferviertelstunde freisetzen.
7	Die Rückmeldung über nicht benötigte und zurückgegebene Gebote muss zeitnah erfolgen (z. B. 5 Minuten nach BEGCT), damit der Anbieter noch die Möglichkeit hat, die Einheiten anderweitig zu nutzen.	EFET Deutschland	
7	Nach Handelsschluss des Regelarbeitsmarkts und der Festlegung der neuen MOL, spätestens aber 45 min vor Beginn der ersten Lieferviertelstunde, sind die Marktteilnehmer darüber zu informieren, ob die angebotenen Mengen sich in der MOL befinden oder für den Markt wieder freigesetzt werden.	Next Kraftwerke GmbH	
7	Die Rückmeldung über nicht benötigte und zurückgegebene Gebote muss zeitnah erfolgen (z. B. 5 Minuten nach BEGCT), damit der Anbieter noch die Möglichkeit hat, die Einheiten anderweitig zu nutzen.	EnBW Energie Baden- Württemberg AG	

7	Diese Rückgabe muss zeitnah erfolgen (z. B. 5 Minuten nach BEGCT), damit die Anbieter die Einheiten weitervermarkten können.	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	
7	Das „Freisetzen“ ist eine wesentliche Bedingung, um die negativen Auswirkungen auf den Intradaymarkt auf ein Minimum zu reduzieren.	UNIPER SE	Basierend auf der Rückmeldung der Marktteilnehmer werden Regelreservegebote, die über das benötigte Volumen (d. i. das Volumen der ausgeschriebenen Regelleistung der jeweiligen Reservequalität) hinausgehen, freigesetzt. Es werden nur die hinsichtlich ihres Regelarbeitspreises günstigsten Gebote am Regelreservemarkt gehalten. Die Freisetzung erfolgt kurzfristig nach dem Zeitpunkt der Schließung des Regelarbeitsmarkts.
7	Das „Freisetzen“ sollte unabhängig davon erfolgen, ob die Gebote im „Regelleistungsmarkt“ oder im „Regelarbeitsmarkt“ erfolgten. Die Zahlung des Leistungspreises für die bezuschlagten Gebote im „Regelleistungsmarkt“ sind folglich unabhängig von der „Freisetzung“.	UNIPER SE	
7	Die Auswirkungen auf Liquidität und Gebotsverhalten am Intraday-Markt sind unbekannt, denn im Gegensatz zu den anderen EU-Ländern besteht zusätzlich zu einem bestehenden Intraday-Markt an verschiedenen Marktplätzen ein weiterer Markt für Regelreserve. Die Kapazität, die dem Markt entzogen wird, hat das Potential diesen zu schwächen. Auf den Intraday-Markt sind BKV und Erzeuger mit kleinen Portfolios zwingend angewiesen, um ihre Bilanzierungspflichten einzuhalten. Sie werden damit einem neuen Preisrisiko ausgesetzt. Randbedingung des	ENGIE Deutschland AG	

	<p>Regelarbeitsmarkts sollte sein, die Liquidität am Intraday-Markt möglichst wenig zu schwächen und ein effizientes Design für den Regelarbeitsmarkt definieren. Eine Schwächung des langfristigen Intraday-Handels ist unabhängig von der Ausgestaltung zu erwarten, so dass vermehrt zu höheren Preisen kurzfristig gehandelt werden muss.</p>		
7	<p>Wir bitten die ÜNB dringend, einen Antrag im Sinne von GL EB Artikel 29 Abs. 10 einzureichen. Grund hierfür ist die massive und begründete Sorge um die Liquidität am deutschen Intraday-Markt.</p>	Südvolt GmbH	
7	<p>Die zusätzliche Beschaffung von Arbeitspreisgeboten über die ursprünglich dimensionierte Leistung hinaus führt offensichtlich zu einer Reduktion der verfügbaren flexiblen Leistung am Intraday-Markt. De facto wird ein neuer Intraday-Markt neben dem bestehenden kontinuierlichen Handel etabliert. Die daraus resultierende Einschränkung sollte so gering wie möglich gehalten werden. Bzgl. der Rückgabe sollte es keine Wahlmöglichkeit der ÜNB geben, sondern eine Verpflichtung der ÜNB geben.</p>	EFET Deutschland	
7	<p>Bei der Ausgestaltung des GL EB Art. 29.10 sollten alle Gebote, die in der CMO</p>	EFET	

	<p>über dem ausgeschriebenen Bedarf liegen, unverzüglich wieder an die Anbieter zurückgegeben werden. Dabei sind allerdings noch verschiedene Probleme zu lösen wie z.B. die Frage wie mehrere Gebote mit einem Arbeitspreis entsprechend dem technischen Maximum zu sortieren sind. Deshalb ist EFET der Auffassung, dass auf alle Fälle die free-bids unverzüglich wieder an die Anbieter zurückgegeben werden müssen.</p>	Deutschland	
7	<p>Ziffer 7 sollte wie folgt geändert werden: „Die ÜNB werden abgegebene Regelarbeitsgebote und bereits bezuschlagte Regelleistungsvolumen, die das benötigte Regelleistungsvolumen übersteigen, nach Handelsschluss wieder freisetzen.“ Ein entsprechender Antrag ist von den ÜNB zu stellen. Die Möglichkeit der ÜNBs, diese Regelarbeitsgebote nicht freizusetzen, lehnen wir ab. Denn dies würde beiden Märkten sowohl dem Regelarbeitsmarkt als auch dem Intraday-Markt unnötigerweise Angebote entziehen und daher die Liquidität und Wettbewerbsintensität dieser Märkte unnötig einschränken.</p>	RWE Supply & Trading	
7	<p>Ziffer 7 sollte wie folgt geändert werden: „Die ÜNB werden bezuschlagte Regelleistungsgebote, die das benötigte</p>	VGB PowerTech e. V., Essen	

	Regelleistungsvolumen übersteigen, nach Handelsschluss wieder freisetzen.“ Ein entsprechender Antrag ist von den ÜNB zu stellen.		
7	Der in Abs. 7 formulierte Vorbehalt der ÜNB, abgegebene Regelarbeitsgebote ggf. wieder freizusetzen, sollte durch eine Pflicht ersetzt werden.	Trianel GmbH	
7	Außerdem sollte dies auch für Leistungsgebote gelten, die durch spätere Arbeitsgebote aus der Merit-Order verdrängt werden. Selbstverständlich darf der vereinbarte Leistungspreis in diesem Fall nicht gekürzt werden oder entfallen, da die Leistung ja zur Verfügung gestellt und zugeschlagen wurde, jedoch später nicht mehr benötigt wurde. Wir schlagen vor, die oben genannten Punkte möglichst exakt auszuformulieren und in den Vorschlag zu übernehmen: gleiches Recht für Leistungs-Gebote und Arbeitsgebote. Freisetzen beider Gebotsarten bei Verdrängung aus der Merit Order und Anpassen der Arbeitspreise für beide Gebotsarten und in beide Richtungen.	Trianel GmbH	
7	Die zusätzliche Beschaffung von Arbeitspreisgeboten über die ursprünglich dimensionierte Leistung hinaus, führt	EnBW Energie Baden-	

	<p>offensichtlich zu einer Reduktion der verfügbaren flexiblen Leistung am Intraday-Markt. Diese Einschränkung sollte so gering wie möglich gehalten werden. Hinsichtlich der Rückgabe nicht bezuschlagter Gebote sollte es keine Wahlmöglichkeit der ÜNB geben, sondern eine Verpflichtung der ÜNB geben.</p>	<p>Württemberg AG</p>	
7	<p>So sollte bei der Ausgestaltung des GL EB Art. 29.10 alle free bids, die in der CMO über dem ausgeschriebenen Bedarf einsortiert werden, wieder an die Anbieter zurückgegeben werden.</p>	<p>EnBW Energie Baden-Württemberg AG</p>	
7	<p>Gleichzeitig sind wir der Auffassung, dass Gebote mit Zuschlag für Regelleistung nicht zurückgegeben werden dürfen, um den Regelleistungsmarkt nicht zu untergraben. Denn die Verpflichtung zur Vorhaltung von Regelleistung wurde verkauft und ist dementsprechend auch zu erbringen. Wenn den Anbietern die Möglichkeit gegeben würde, sich durch hohe Arbeitspreisgebote dieser Verpflichtung zu entziehen, würde das Regelleistungsprodukt entwertet werden. Im Übrigen entstünden weitere Fragestellungen, wie z. B. wie mehrere Gebote mit einem Arbeitspreis entsprechend dem technischen Maximum zu sortieren wären.</p>	<p>EnBW Energie Baden-Württemberg AG</p>	



7	Eine pauschale Rückgabe sehen wir nicht. Wir fordern, dass lediglich die free-bids unmittelbar an die Marktteilnehmer zurückgegeben werden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
7	Eines der grundlegenden Ziele des Regelreservemarkts ist es Kosteneffizienz zu gewährleisten. Unterbleibt die Freisetzung der nicht bezuschlagt Gebote, müssten die Gebotspreise erhöht werden. Zusätzlich würde dem Intraday-Handel Liquidität entzogen, wodurch es auch zu einer Kostensteigerung kommen könnte. Daher sollten Gebote grundsätzlich freigesetzt werden, die ÜNB aber die Möglichkeit erhalten in Ausnahmefällen Gebote zurück zu halten.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
7	Wir lehnen die Möglichkeit zur Rückgabe von Regelarbeitsgebotsen, welche das benötigte Regelleistungsvolumen übersteigen, ab. Ein Antrag im Sinne von Artikel 29 Abs. 10 EB GL sollte nicht eingereicht werden. Gründe: 1. Die Freisetzung von Geboten wird die Liquidität im Intraday-Markt nicht entscheidend verbessern. Wir erwarten durch die Freisetzung von Geboten nur geringe zusätzliche Mengen für den Intraday-Markt. Außerdem haben Anbieter	MVV Energie AG

	<p>mit hohen Arbeitspreisen in der Regel hohe Erzeugungskosten, d. h. ihre Angebote verändern das Preisgefüge im Intradaymarkt wahrscheinlich nicht. 2. Gebote mit Zuschlag für Regelleistung sollten nicht zurückgegeben werden dürfen. Die Bereitschaft zur Vorhaltung von Regelleistung wurde verkauft und wird vergütet. Diese Leistung trägt zur Versorgungssicherheit bei, auch wenn im Arbeitsmarkt weitere Anbieter einen Zuschlag erhalten. Wenn den Anbietern die Möglichkeit gegeben würde, sich durch hohe Arbeitspreisgebote dieser Verpflichtung zu entziehen, würde das Regelleistungsprodukt entwertet werden.</p>		
7	<p>TIWAG ist der Auffassung, dass die nicht bezuschlagten Freibids verpflichtend wieder freigesetzt werden.</p>	<p>TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG</p>	
7	<p>Der bne ist der Auffassung, dass die nicht bezuschlagten free bids (Gebote ohne Zuschlag für Regelleistung) verpflichtend wieder freigesetzt werden.</p>	<p>Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)</p>	
7	<p>Der BDEW ist der Auffassung, dass die nicht-bezuschlagten Free Bids von den ÜNB verpflichtend wieder freigesetzt werden.</p>	<p>BDEW</p>	

7	Die über die dimensionierte Menge hinausgehenden Gebote sollten frei gegeben werden, um damit entweder für das Bilanzkreismanagement des Anbieters oder für den Intraday-Markt wieder zur Verfügung zu stehen.	Statkraft Markets GmbH	
7	Für den Regelarbeitsmarkt sind keine spezifischen Regelungen für die Vergabe enthalten. Nach unserem Verständnis muss der Regelreserveanbieter die Information erhalten, ob sein Angebot den Zuschlag erhalten hat oder nicht. Nicht bezuschlagte Angebote bedürfen keiner gesonderten „Freisetzung“.	VGB PowerTech e. V., Essen	Das Konzept des Regelarbeitsmarkts sieht - anders als das Konzept des Regelleistungsmarkts - grundsätzlich nicht vor, dass ÜNB lediglich ein begrenztes Volumen beschaffen. Stattdessen werden alle abgegebenen Angebote akzeptiert und auf Basis der sich ergebenden Merit-Order aktiviert (sofern keine Netzrestriktionen vorliegen). Vor diesem Hintergrund fragen ÜNB im Rahmen des Antrags, ob Regelreservegebote, die ein gewisses Volumen überschreiten, wieder an den Anbieter zurückgegeben werden sollen ("Freisetzung").
7	Die Liquidität am Intraday-Markt sollte möglichst wenig geschwächt werden. Zudem sollte ein Mechanismus eingeführt werden, mit dem der Einfluss auf den Intraday-Markt in sinnvollen Zeitabständen überprüft werden kann.	EFET Deutschland	ÜNBs werden - auch wegen ihrer Aufgabe bei der kurzfristigen Vermarktung erneuerbarer Energien - die Entwicklung der Liquidität am Intraday-Markt beobachten.
7	Zudem sollte ein Mechanismus eingeführt werden, mit dem der Einfluss auf den Intraday-Markt in sinnvollen Zeitabständen überprüft werden kann.	Statkraft Markets GmbH	

Artikel 17 – Umsetzungszeitraum

Stellungnahmen

Abs.	Anmerkung	Organisation	Antwort
Allgemein	Uns ist bewusst, dass die Fristen in den Guideline festgehalten sind, dennoch erachten wir diese als zu kurz.	UNIPER SE	Die ÜNB nahmen die ablehnende Haltung der Marktteilnehmer gegenüber eines Umsetzungszeitraumes von sechs Monaten nach Genehmigung für den Regelarbeitsmarkt zur Kenntnis und schlagen 12 Monate vor.
Allgemein	Wie wird verhindert, dass durch das neue Marktdesign deutsche Anbieter nicht gegenüber Anbietern aus anderen Ländern bei der RE-Kooperation benachteiligt werden?	Steag GmbH	Europaweite Harmonisierung bedeutet immer auch Aufwand für die Harmonisierung anstrebenden Länder. Die ÜNB tun ihr bestmögliches, den Aufwand gering zu halten.
1	Entsprechend dem Umsetzungszeitplan werden die Anpassungen erst 2020 wirksam. Bis zur Einführung der europäischen Plattformen ist es dann nicht mehr weit. Die Frist Ende 2021 stellt eine Maximalfrist zur Teilnahme aller TSO dar. Der Start der Plattformen sollte deutlich früher erfolgen. Daher sollte die Einführung direkt an die Einführung der Plattform gebunden sein und dann bereits in einer deutlich kleinteiligeren Produktgröße. Die Anpassungen, die auf die Prozesse und IT-Systeme der Anbieter zukommt, sind enorm. Selbst wenn einige der Anpassungen in Richtung der europäischen Plattformen	EFET Deutschland	EB-VO Artikel 16.5 gestattet den Regelreserveanbietern die Übermittlung von Regelarbeitsgeboten. EB-VO Artikel 62.2 sieht für diesen Artikel keine Derogation vor und EB-VO Artikel 65.2 besagt, dass EB-VO Artikel 16 ein Jahr nach Inkrafttreten von EB-VO wirksam wird, wobei Umsetzungsfristen akzeptabel sind. Die ÜNB nahmen die ablehnende Haltung der Marktteilnehmer gegenüber eines Umsetzungszeitraumes von sechs Monaten nach Genehmigung für den Regelarbeitsmarkt zur Kenntnis und schlagen 12 Monate vor. Für die aFRR bzw. die mFRR treten die „Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung“ (Az.: BK6-15-158) bzw. die „Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve“ (Az.: BK6-15-159) der BNetzA zum 12.07.2018 in

	gehen, werden durch diesen Zwischenschritt in jedem Fall Zusatzaufwände entstehen.		Kraft. Bei den jeweiligen Konsultationen stimmten die Marktteilnehmer der Produktlänge in Höhe von 4h zu. Hingegen lehnten die Marktteilnehmer das Marginal Pricing ab (FCR Cooperation, PICASSO und MARI). Ferner kann das Marginal Pricing noch nicht direkt eingeführt werden, da es für die aFRR noch im europäischen Kontext ausgestaltet werden muss. Zudem ist das exakte Zielmodell, welches aus den europäischen Implementierungsprojekten gesteuert wird, noch nicht finalisiert; gleichzeitig müssen jedoch bereits Zwischenschritte umgesetzt werden.
1	Entsprechend dem Umsetzungszeitplan werden die Anpassungen erst 2020 wirksam. Die Frist Ende 2021 stellt eine Maximalfrist zur Teilnahme aller ÜNB dar. Gleichzeitig endet die Frist zur Einführung der europäischen Plattformen deutlich vor dieser Frist. Vor diesem Hintergrund ist deutlich, dass die Anpassungen für Prozesse und IT-Systeme der Anbieter erheblich sein werden. Selbst wenn einige der vorgeschlagenen Anpassungen bereits in Richtung der europäischen Plattformen gehen, stellt das Gesamtpapier lediglich ein Zwischenschritt dar was unbestritten zu erheblichen Zusatzaufwände führen wird.. Bei der finalen Festlegung ist dies unbedingt zu berücksichtigen und idealerweise ist auf ressourcenaufwändige Zwischenschritte zu verzichten und der Fokus auf eine im europäischen Kontext stimmige Umsetzung zu legen.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	
1	Die EB GL lässt Spielräume bei der Einführung der einzelnen Schritte. Hier ist darauf hinzuweisen, dass eine Einführung von 4h-Zeitscheiben vor einer Einführung des Marginal Pricing einen enormen Aufwand bedeuten. – das wird klar in deutlich höheren Kosten resultieren. Es ist also nicht marktfördernd und Investitionen werden in die	Steag GmbH	Für die aFRR bzw. die mFRR treten die „Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung“ (Az.: BK6-15-158) bzw. die „Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve“ (Az.: BK6-15-159) der BNetzA zum 12.07.2018 in Kraft. Bei den jeweiligen Konsultationen stimmten die Marktteilnehmer der Produktlänge in Höhe von 4h zu. Hingegen lehnten die Marktteilnehmer das Marginal Pricing ab (FCR

	Zukunft verschoben. In diversen kostspieligen Forschungsprojekten zum Thema Flexibilität werden technisch Flexibilitäten ausgelotet. Diese treffen dann auf eine fragliche Regulatorik und können ihre Wirkung maximal in Archiven der Unternehmen und Institute entfalten. STEAG schlägt eine Marktänderung in einem Schritt vor, da jeder Zwischenschritt zu zusätzlichen Kosten führt, die der Verbraucher am Ende bezahlen muss.		Cooperation, PICASSO und MARI). Ferner kann das Marginal Pricing noch nicht direkt eingeführt werden, da es für die aFRR noch im europäischen Kontext ausgestaltet werden muss. Zudem ist das exakte Zielmodell, welches aus den europäischen Implementierungsprojekten gesteuert wird, noch nicht finalisiert; gleichzeitig müssen jedoch bereits Zwischenschritte umgesetzt werden.
1	Siehe auch Kommentar zu 16. Der Zwischenschritt sollte ausgespart werden und stattdessen direkt das Zielmodell genutzt werden.	ENGIE Deutschland AG	Im Kommentar zu Artikel 16 beantwortet.
2	Die Umsetzungsfrist für den Regelarbeitsmarkt erachten wir für zu kurzfristig da er grundlegende Eingriffe in die Prozesse der Anbieter beinhaltet.	Vorarlberger Illwerke AG	Die ÜNB nahmen die ablehnende Haltung der Marktteilnehmer gegenüber eines Umsetzungszeitraumes von sechs Monaten nach Genehmigung für den Regelarbeitsmarkt zur Kenntnis und schlagen 12 Monate vor.
2	Für die nationale Einführung eines Regelarbeitsmarkts sind keine eindeutigen Fristen in der EBGL formuliert. Die Umsetzung kann mit den europäischen Plattformen erfolgen und würde einen doppelten Umsetzungsaufwand im gesamten Markt vermeiden. Daher sollte geprüft werden, ob dieser Zwischenschritt tatsächlich einen Mehrwert hinsichtlich Kostensenkungspotential und mehr	EFET Deutschland	EB-VO Artikel 16.5 gestattet den Regelreserveanbietern die Übermittlung von Regelarbeitsgeboten. EB-VO Artikel 62.2 sieht für diesen Artikel keine Derogation vor und EB-VO Artikel 65.2 besagt, dass EB-VO Artikel 16 ein Jahr nach Inkrafttreten von EB-VO wirksam wird, wobei Umsetzungsfristen akzeptabel sind. Die ÜNB nahmen die ablehnende Haltung der Marktteilnehmer gegenüber eines Umsetzungszeitraumes von sechs Monaten nach Genehmigung für den Regelarbeitsmarkt zur Kenntnis und schlagen 12 Monate vor.

	Wettbewerb bzw. Zugang für neue Anbieter ermöglichen kann.		
2	Sechs Monate zur Umsetzung der Abrechnungsmodalitäten und des Arbeitsmarktes sind zu kurz, zwölf Monate wären angemessen.	Trianel GmbH	Die ÜNB nahmen die ablehnende Haltung der Marktteilnehmer gegenüber eines Umsetzungszeitraumes von sechs Monaten nach Genehmigung für den Regelarbeitsmarkt zur Kenntnis und schlugen 12 Monate vor.
2	Für die nationale Einführung eines Regelarbeitsmarkts sind keine eindeutigen Fristen in der EBGL formuliert. Wir sind der Auffassung, dass die Umsetzung zusammen mit den europäischen Plattformen erfolgen sollte. Dadurch würde ein doppelter Umsetzungsaufwand im gesamten Markt vermieden werden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	EB-VO Artikel 16.5 gestattet den Regelreserveanbietern die Übermittlung von Regelarbeitsgeboten. EB-VO Artikel 62.2 sieht für diesen Artikel keine Derogation vor und EB-VO Artikel 65.2 besagt, dass EB-VO Artikel 16 ein Jahr nach Inkrafttreten von EB-VO wirksam wird, wobei Umsetzungsfristen akzeptabel sind. Die ÜNB nahmen die ablehnende Haltung der Marktteilnehmer gegenüber eines Umsetzungszeitraumes von sechs Monaten nach Genehmigung für den Regelarbeitsmarkt zur Kenntnis und schlugen 12 Monate vor.
2	Es besteht keine Pflicht bereits vor Go-live der Standardplattformen die Einführung des Regelarbeitsmarktes in Deutschland zu forcieren. Hinzukommend ist dieser nicht geeignet neue Bieter an den Markt zu führen (zu große Zeitscheiben). Der Mehrwert ist also deutlich begrenzt, die Wechselwirkungen mit Intraday nicht bekannt und die Liquidität ebenso. Der BDEW empfiehlt daher dringend zu überdenken, ob eine Zwischenlösung tatsächlich notwendig ist – diese verursacht erhebliche IT-Kosten für die Anbieter und Netzbetreiber.	BDEW	

3	Wir schlagen vor: Ab Zeitpunkt der Genehmigung durch die Behörde 12 Monate für jegliche Änderungen der Modalitäten, insbesondere Abrechnung und Arbeitsmarkt	Trianel GmbH	Die ÜNB nahmen die ablehnende Haltung der Marktteilnehmer gegenüber eines Umsetzungszeitraumes von sechs Monaten nach Genehmigung für den Regelarbeitsmarkt zur Kenntnis und schlagen 12 Monate vor.
Allgemein	<p>Kein konkreter Artikel, auf den Bezug genommen wird. Diese Information ist der Konsultation zum Marktdesign entnommen, sollte aber m.E. noch einmal angeführt werden, da sie ebenfalls im Begleitdokument noch einmal formuliert wird</p> <p>Die EB GL lässt Spielräume bei der Einführung der einzelnen Schritte. Hier ist darauf hinzuweisen, dass eine Einführung von 4h-Zeitscheiben vor einer Einführung des Marginal Pricing einen enormen Aufwand bedeuten. – das wird klar in deutlich höheren Kosten resultieren. Es ist also nicht marktfördernd und Investitionen werden in die Zukunft verschoben.</p> <p>In diversen kostspieligen Forschungsprojekten zum Thema Flexibilität werden technisch Flexibilitäten ausgelotet. Diese treffen dann auf eine fragliche Regulatorik und können ihre Wirkung maximal in Archiven der Unternehmen und Institute entfalten. STEAG schlägt eine Marktänderung in einem Schritt vor, da jeder Zwischenschritt zu zusätzlichen Kosten führt, die der Verbraucher am Ende bezahlen muss. Wie wird verhindert, dass durch das neue Marktdesign deutsche Anbieter nicht</p>	Steag GmbH	Selbe Anmerkung bereits vorher von der STEAG GmbH eingereicht.

	gegenüber Anbietern aus anderen Ländern bei der RE-Kooperation benachteiligt werden?		
--	--	--	--

Anhang A

Stellungnahmen

Zeile	Anmerkung	Organisation	Antwort
1-101 Gesamtes Dokument	Verständlichkeit: Die Erläuterung des zukünftigen Abrechnungsmodells anhand des grenzüberschreitenden Austauschs und die daraus abgeleiteten Begrifflichkeiten sowie die stellenweise sehr knappe Abhandlung erschweren sehr die Verständlichkeit des vorgeschlagenen Abrechnungskonzepts. Eine klarere und präzise Beschreibung welche Zeiträume in Bezug auf eine Aktivierung für die Abrechnung relevant sind wäre sehr hilfreich. Für den Anbieter müssen die Parallelen zum grenzüberschreitenden Austausch nicht im Fokus der Konzeptbeschreibung stehen, sondern sind eher als begründendes Element interessant.	Next Kraftwerke GmbH	Das Dokument wurde redaktionell überarbeitet.
1-101 Gesamtes Dokument	Aufgrund ihrer Relevanz hätten wir es als sinnvoll erachtet, die Thematik der mFRR-Abrechnung ebenfalls in einer Vor-Konsultation zu behandeln.	Next Kraftwerke GmbH	Die ÜNB nehmen dies zur Kenntnis.

33	Warum wird in der mFRR zukünftig nicht auch die Abfahrtrampe vergütet?	Südvolt GmbH	Durch die Vergütung der Anfahrtrampe wird der Anbieter jetzt schon bessergestellt. Die Abrechnungsregelung stellt einen ersten Schritt in Richtung der angestrebten harmonisierten europäischen Regeln dar.
33	Wir begrüßen es, dass die abzurechnende Energie auch einen Teil der Viertelstunde vor der Aktivierungsviertelstunde enthält. Dies ist sachgerecht, da die Rampe bereits vor der Aktivierungsviertelstunde beginnt. Da der Anbieter verpflichtet ist, bis zum Ende der Aktivierungsviertelstunde vollständig vorzuhalten, erfolgt das Abfahren der beteiligten Einheiten in der Folgeviertelstunde. Folglich sollte die Viertelstunde nach der Aktivierungsviertelstunde entsprechend der Viertelstunde vor der Aktivierungsviertelstunde vergütet werden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	
15	Bislang wurde die Minutenreserve als Viertelstundenfahrplan ausgetauscht und auch vergütet. Durch die zusätzliche Vergütung bei Sofortaktivierung bzw. durch die Vertragsstrafe wird die Abrechnung aus unserer Sicht unnötigerweise stark verkompliziert. Es ist uns dadurch nicht mehr möglich, wie aktuell die Abrechnung der Minutenreserve mit unseren Kunden und Kraftwerksgesellschaften am Anfang eines Monats für den Vormonat zu machen, da wir die Abrechnung unserer Anschluss-ÜNBs erst 15 Arbeitstage nach Ablauf des Monats erhalten. Daher entstehen uns und den Kunden Kosten und Risiken durch die verzögerte Abrechnung. Wir schlagen vor, auf die zusätzliche Vergütung der Sofort-Abrufe und auf Pönalen für	Trianel GmbH	Für die ÜNB erschließt sich nicht, inwiefern eine Abrechnung des Anbieters mit seinen Kunden nicht mehr möglich sein sollte. Wie bisher stellen die ÜNB weiterhin die notwendigen Abruf-Informationen i.d.R. am Folgearbeitstag zur Verfügung, um eine spätere Abrechnung des ÜNB nachvollziehen zu können. Somit sollte es dem Anbieter auch möglich sein, die Abrechnung mit seinen Kunden ab dem Zeitpunkt der Datenbereitstellung durchzuführen.

	Unterbringung zu verzichten und am bisher erfolgreichen, simplen und nachvollziehbaren Abrechnungsprozess für die Minutenreserve festzuhalten, da der zusätzliche Aufwand den Nutzen übersteigt.		
16 - 21	Der Absatz ist nicht verständlich geschrieben.	Next Kraftwerke GmbH	Dokument wurde redaktionell überarbeitet.
46 - 48	Bitte um Klarstellung: Gemäß den Berechnungsvorschriften und dem Beispiel der Abbildung 3 würde auch bei einer fahrplanbasierten Aktivierung im Vergleich zu heute zukünftig eine höhere Energiemenge abgerechnet werden (Menge aus der Rampenphase ab Zeitpunkt tA+5).	Next Kraftwerke GmbH	
24 - 25	Sind die Bildüberschriften (Fahrplanaktivierung/direkte Aktivierung) in der Abbildung 1 nicht vertauscht?	Next Kraftwerke GmbH	Der Begriff "Fahrplanaktivierung" kann leicht mit dem Begriff "fahrplanbasierte Aktivierung" verwechselt werden. Hiermit sind jedoch unterschiedliche Dinge gemeint. Eine Fahrplanaktivierung meint heute eine Aktivierung von mFRR, bei der der Anbieter zu Beginn der Abrufviertelstunde bereits die volle Leistung erbringen muss (s. Abbildung 3 oben). Eine fahrplanbasierte Aktivierung ist hingegen, wie in Abbildung 1 oben dargestellt, eine Aktivierung bei der der Anbieter spätestens zur Mitte der Abrufviertelstunde voll aktiviert sein muss. Die fahrplanbasierte Aktivierung wird mit Beginn der europäischen mFRR Projekte eingeführt". Diese Klarstellung wird im Anhang ergänzt.
49 - 52	Sollen die Nachrichtenformate der MOLS-Kommunikation dahingehend angepasst	Next Kraftwerke	Für die Bereitstellung zusätzlicher Informationen wird eine Anpassung der MOLS-Kommunikation erforderlich werden. Eine entsprechende Beschreibung wird nach der Genehmigung der

	werden?	GmbH	beantragten Änderung erfolgen.
63, 94	Bitte konkretisieren Sie den Begriff "Aktivierungs Viertelstunde". Zu welchem Zeitpunkt innerhalb einer Viertelstunde muss eine Aktivierung beginnen damit die Viertelstunde als Aktivierungs Viertelstunde gilt?	Next Kraftwerke GmbH	Dokument wurde redaktionell überarbeitet. Aktivierungs Viertelstunde wird in Abbildung 1 dargestellt.
63, 94	In der Abbildung 2 ist die Viertelstunde 0 - 15 Minuten nicht als Aktivierungs Viertelstunde gekennzeichnet, obwohl die Aktivierung innerhalb dieser Viertelstunde beginnt.	Next Kraftwerke GmbH	Beschreibung Anhang A wurde angepasst.
63, 94	In der Abbildung 4 wird dagegen die Viertelstunde 15 - 30 Minuten als Aktivierungs Viertelstunde gekennzeichnet, obwohl die Aktivierung auch erst innerhalb dieser Viertelstunde beginnt.	Next Kraftwerke GmbH	
63, 94	Die klare Definition ist insoweit relevant, da sie die Zuteilung von Untererfüllungsmenge (siehe Z. 56 - 57) betrifft.	Next Kraftwerke GmbH	
67	Es ist nicht angemessen, die Vergütung der gesamten Viertelstunde zu kürzen, wenn die Leistung für kurze Zeiträume innerhalb der Viertelstunde nicht erbracht wurde. Eine Kürzung kann nur auf Basis der in der Viertelstunde erbrachten mittleren Arbeit erfolgen.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Die Regelungen zu den Verstößen gegen die Modalitäten wurden überarbeitet.
67 - 68, 73 - 74	Die Festlegung der erbrachten Leistung einer Viertelstunde als den geringsten ermittelten mFRR-Istwert dieser Viertelstunde erachten wir	Next Kraftwerke	

	aus den folgenden Gründen als unangemessen und sogar mit einem systematischen Fehler behaftet:	GmbH	
67 - 68, 73 - 74	1. Ein nur kurzzeitiger Ausreißer von wenigen Sekunden um X MW in Richtung Untererfüllung wird auf die selbe Stufe gestellt wie eine dauerhafte Untererfüllung von X MW für die gesamte Viertelstunde. Hierdurch wird ein Fehlanreiz gesetzt nach einer ohnehin schon aufgetretenen Untererfüllung in einer Viertelstunde für den Rest der Viertelstunde keine vollständige Erfüllung mehr anzustreben.	Next Kraftwerke GmbH	
67 - 68, 73 - 74	2. Im Falle einer Direktaktivierung fällt die Rampenphase der Erbringung des Anbieters zumindest zum Teil in eine Aktivierungsviertelstunde (siehe zum Beispiel Abbildung 4). Der geringste ermittelte mFRR-Istwert dieser Viertelstunde ist damit i. d. R. geringer als die aktivierte Leistung und liegt bei einem Portfolio aus schnellen Anlagen u. U. sogar bei 0. Damit entsteht nach der vorgelegten Verfahrensweise systematisch eine Untererfüllung (und damit Minderung der Vergütung und zusätzlich Pönale), auch wenn der Anbieter die Mindestleistung konform erfüllt.	Next Kraftwerke GmbH	Relevant für die Ermittlung der Untererfüllung sind nur die Minutenintervalle, in denen eine Mindestleistung vorliegt. Die Regelungen zu den Verstößen gegen die Modalitäten wurden überarbeitet.
67 - 68, 73 - 74	3. Gemäß Artikel 13 des Antragsentwurfs wird Untererfüllung auch als Nicht-Vorhaltung gewertet und darüber hinaus zusätzlich mit einer sehr hohen Pönale belegt. Wir erachten es als absolut unangemessen einen kurzzeitigen	Next Kraftwerke GmbH	

	<p>Ausreißer gemäß 1. als entsprechenden Nicht-Vorhaltung in der betroffenen Viertelstunde zu werten. Der unter 2. beschriebene systematische Fehler führt damit auch in Bezug auf Nicht-Vorhaltung zu einer zusätzlichen völlig ungerechtfertigten Pönale.</p>		
<p>67 - 68, 73 - 74</p>	<p>Lösungsansatz: Wir erachten als Zielführenden Ansatz die Integralbildung über die Zeitreihen der mFRR-Istwerte, des grenzüberschreitenden Austauschs und der Mindestbringung für jede Viertelstunde. Die abgerechnete Energie je Viertelstunde ergibt sich aus dem jeweiligen Integral des mFRR-Istwertverlaufs begrenzt auf das Integral des grenzüberschreitenden Austauschs. Die Menge der Untererfüllung berechnet sich je Viertelstunde aus der Differenz der abgerechnete Energie zum Integral über die Mindestbringung, sofern die abgerechnete Energie kleiner ist als die Mindestbringung. Dieser Ansatz löst die oben genannte Probleme. Zudem ist gewährleistet, dass auch in der Rampenphase nur die Energie vergütet wird, die auch tatsächlich erbracht worden ist.</p> <p>Analog zur SRL-Abrechnungssystematik erfolgt die Aufteilung der abgerechnete Energie und der Mindestbringung anteilig auf die einzelnen aktivierten Gebotspakete und die Mengen werden mit dem jeweiligen Gebotspreis abgerechnet.</p>	<p>Next Kraftwerke GmbH</p>	<p>Im Grundsatz sicherlich eine gute Sache, die auch einen roten Faden in Bezug auf die Abrechnung der aFRR mit sich bringt. Allerdings widerspricht dies auch dem Wunsch anderer Anbieter nach einer möglichst einfachen Abrechnung. Das konsultierte Abrechnungsmodell stellt einen ersten Schritt in Richtung einer europaweit harmonisierten Abrechnung dar, so dass zukünftig weitere Anpassung zu erwarten sind. Die ÜNB möchten daher zu diesem Zeitpunkt bei der mFRR nur die notwendigen Änderungen vornehmen.</p>

77	Das Ansetzen eines Mindestpreises entspricht einer Vertragsstrafe, die erst nach mehrfacher Vertragsverletzung innerhalb eines Abrechnungszeitraums verrechnet werden sollte.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Mit der Pönalisierung von Minder-/ Untererbringung soll ein monetärer Anreiz geschaffen werden, bei der Erbringung von RL die vertraglichen Verpflichtungen zu erfüllen, die Erbringungsqualität zu erhöhen sowie die geltenden Modalitäten einzuhalten. Mit einer kontinuierlichen Prüfung der Erbringungsqualität wird ein diskriminierungsfreier Prozess unabhängig von Einzelfallentscheidungen eingeführt.
80	Eine zusätzliche Pönalisierung lehnen wir ab. Eine Änderung sollte frühestens im Rahmen des Projektes MARI mit allen TSOs vereinbart werden um Diskriminierungen zu vermeiden.	MVV Energie AG	Der aktuelle Rahmenvertrag enthält bereits Regeln, die deutlich höhere Pönalen vorsehen. U.a. in der Form, dass die nicht gelieferte Leistung mit dem höchsten Arbeitspreis des Anbieters und mit einer Dauer von 4h bewertet wird. Die ÜNB bezwecken mit den Änderungen ein ausgewogeneres Pönalisierungssystem zu implementieren. Die Entwicklungen in den internationalen Projekten werden hier später einfließen. Die Regelungen zu den Verstößen gegen die Modalitäten wurden im Rahmen der Konsultation überarbeitet.
85 - 91	Für uns ist nicht schlüssig nachvollziehbar warum die abzurechnende Energie aus dem Abrufverfahren grundsätzlich aus der Form des grenzüberschreitenden Austausches der europäischen mFRR-Kooperation abgeleitet werden soll. Tatsächlich ergeben sich für deutsche Anbieter von mFRR Sollwertvorgaben entsprechend dem Leitfaden zur Bestimmung von Regelleistungswerten (Aktivierungs-, Erbringungs-, Deaktivierungsphase) die der mFRR Anbieter zur Vermeidung von Regelleistungsfehlern entsprechend erbringen muss. Durch die Anwendung der grenzüberschreitenden Austauschmengen wird nicht die Arbeitsmenge gemäß den konsultierten	Vorarlberger Illwerke AG	Aktuell gibt es für die Anbieter in Deutschland keine vorgeschriebene Rampe, zudem erfolgte bisher keine Vergütung der Rampe. Die Anpassung der Vergütung soll einen Anreiz für die Anbieter schaffen, diese Rampe nachzufahren. Die Abrechnungsregelung stellt einen ersten Schritt in Richtung der angestrebten europäischen Regel dar.



	Sollwertvorgaben vergütet. Wir treten für eine Vergütung der tatsächlich aktivierten Mengen ein		
85 - 91	<p>Den kompensierenden Fahrplan gebildet aus dem Integral über den grenzüberschreitenden Austausch je Viertelstunde lehnen wir als benachteiligend für Portfolios mit schnellen Anlagen ab: Ein Portfolio aus schnellen Anlagen startet später mit der Erbringung der aktivierten Leistung, so dass in der Rampenphase die tatsächliche Erbringung geringer ist als der grenzüberschreitende Austausch. Wird der Fahrplan aus dem Integral über den grenzüberschreitenden Austausch je Viertelstunde gebildet entsteht in den Viertelstunden, die von der Rampenphase betroffen sind, eine bilanzielle Fehlstellung i. d. R. zu Ungunsten des Anbieters.</p> <p>Als sinnvoll erachten wir deshalb den kompensierenden Fahrplan aus der tatsächlich vom Anbieter erbrachten Energie zu bilden.</p>	Next Kraftwerke GmbH	Mit der Bilanzierung der grenzüberschreiten Anfahrrampe möchten die ÜNB erreichen, dass der Anbieter dieser folgt. Hierfür erhält er eine entsprechende Vergütung, sodass ihm kein finanzieller Nachteil entstehen sollte. Das konsultierte Abrechnungsmodell stellt einen ersten Schritt in Richtung einer europaweit harmonisierten Abrechnung dar, so dass zukünftig weitere Anpassungen zu erwarten sind. Die ÜNB möchten daher zu diesem Zeitpunkt bei der mFRR nur die notwendigsten Änderungen vornehmen.

Anhang B

Stellungnahmen

Zeile	Anmerkung	Organisation	Antwort
Gesamtes Dokument	<p>Gemäß dem Beschluss 6 - Az. BK6-17-046 der BNetzA zur Regelleistungserbringung durch Letztverbraucher ist mit dem Bilanzkreis der erbringenden Technischen Einheit eine Korrektur auf Basis der Ist-Werte vorzunehmen. Im aktuellen Entwurf zur SRL-Abrechnung ist eine Bilanzkreiskorrektur zwischen ÜNB und Regelleistungsanbieter jedoch auf Basis der abzurechnenden Energiemengen vorgesehen. Hier besteht eine Diskrepanz durch zwei unterschiedliche Methoden der Mengenermittlungen zur Bilanzkreiskorrektur, welche dazu führen kann, dass Ausgleichsenergie im Bilanzkreis des Regelleistungsanbieters bestehen bleibt. Durch die Kappung der Abrechnungsmenge auf Basis des Soll-wertintegrals der letzten 5min kann es selbst dann zu Ausgleichsenergie im Anbieterbilanzkreis kommen, wenn der Pool korrekt innerhalb des Akzeptanzkanals geliefert hat. Dies stellt sich für Handelsbilanzkreise als Problem dar, da diese per Bilanzkreisvertrag immer ausgeglichen sein müssen. Wir hatten in der Vorkonsultation vorgeschlagen, die Bilanzkreiskorrektur zwischen ÜNB und Anbieter für ¼ Stunden, in denen ein Abruf erfolgt ist, weiterhin auf Basis der Ist-Werte abzuwickeln</p>	Entelios AG	<p>Den ÜNB ist bewusst, dass durch die Bilanzierung der Abrechnungsmengen Abweichungen in den Bilanzkreisen der Anbieter entstehen können, die zu entsprechenden Zahlungen führen - auch in von Aggregatoren genutzten Handelsbilanzkreisen. Solange jedoch keine signifikanten Abweichungen über die geltenden Toleranzen hinaus (Übererfüllung) entstehen, muss hier nicht mit weiteren Schritten der ÜNB gerechnet werden. In allen anderen Fällen kann es jedoch zu entsprechendem Klärungsbedarf kommen. Im Übrigen können derartige Abweichungen auch bei der mFRR entstehen, da hier ebenfalls eine Korrektur unabhängig von der tatsächlichen Erbringung erfolgt.</p>

	<p>und von den abzurechnenden Mengen zu trennen. Die ÜNB haben hierzu geantwortet, dass der genannte Beschluss nicht maßgeblich für die Bilanzierung der Sekundärregelarbeit zwischen Anbieter und ÜNB sei, sondern nur für den Teil zwischen Anbieter- und Erbringungsbilanzkreis. Insbesondere mit Blick auf die Erbringungsfehler habe der Auftrag der Bundesnetzagentur für das sog. Aggregatorenmodell explizit vorgesehen, dass diese im Bilanzkreis des Anbieters verbleiben. Hier möchten wir darauf hinweisen, dass es uns explizit nicht um Fälle geht, bei denen ein Erbringungsfehler vorliegt. Selbstverständlich muss in diesen Fällen der Anbieter die Verantwortung hierfür übernehmen. Vielmehr geht es uns um Fälle (wie beispielhaft oben beschrieben), bei denen trotz korrekter Erbringung Ausgleichsenergie im Anbieterbilanzkreis stehen bleibt. Dies wird durch die Ungleichbehandlung ÜNB/Anbieter im Vergleich zu Lieferant/Anbieter (s. Aggregatorenmodell und BNetzA-Festlegung) verursacht. Im Sinne einer Gleichbehandlung sollten die ÜNB ebenfalls die IST-Werte (statt der abrechnungsrelevanten Werte) zur bilanziellen Korrektur heranziehen. Geschieht dies nicht, führt dies zu einem systematischen Erzeugen von Ausgleichsenergie im Bilanzkreis des Anbieters, selbst wenn dieser immer ordnungsgemäß liefert.</p>		
<p>12</p>	<p>Akzeptanzkanal und Toleranzbereich in Anhang B sind sehr eng gefasst. Daher sollten die</p>	<p>TIWAG-Tiroler</p>	<p>Grundsätzlich können die ÜNB davon ausgehen, dass ein präqualifizierter Regelreserveanbieter bzw. zur</p>

	Pönalen deutlich abge-schwächt werden. Um hohe Arbeitspreise nicht zu diskriminieren, sollte eine einheitliche Pönalisierung für alle Anbieter gelten.	Wasserkraft AG	Regelleistungserbringung präqualifizierte technische Einheiten, jederzeit die jeweils geltenden Präqualifikationsbedingungen erfüllen kann und damit die Erbringung von Regelleistung innerhalb des definierten Akzeptanzkanals möglich ist.
12	Akzeptanzkanal und Toleranzbereich in Anhang B sind sehr eng gefasst. Daher sollten die Vertragsstrafen deutlich abgeschwächt werden. Um hohe Arbeitspreise nicht zu diskriminieren, sollte eine einheitliche Pönalisierung für alle Anbieter gelten.	BDEW	Die Regelungen zu den Verstößen gegen die Modalitäten wurden im Rahmen der Konsultation überarbeitet.
201	Zu Anhang B aFRR-Abrechnung: Wir halten den aktuellen Entwurf hinsichtlich der Bewertung der Mengen der strafbaren Untererfüllung mit den gebotenen Arbeitspreisen für nicht diskriminierungsfrei, da gleiche Untererfüllungen bei unterschiedlichen Anbietern bzw. Pools unterschiedlich pönalisiert werden. Dies stellt aus unserer Sicht eine unangemessene Benachteiligung hochpreisiger Arbeitspreisgebote dar. Die ÜNB haben diesen Punkt insofern aufgegriffen, dass die Bewertung der Untererfüllungsmengen angepasst wurde. Der für die Pönale heranzuziehende Preis bewegt sich jetzt im Bereich von 100 €/MWh bis 5.000 €/MWh. Aus Sicht der ÜNB wird somit sichergestellt, dass auch bei untererfüllten Einzelverträgen mit geringen Gebotspreisen eine angemessene Mindestpönale Anwendung findet und durch den Maximalwert das Risiko begrenzt. Entelios BEGRÜSST DIE FESTLEGUNG EINER OBERGRENZE für die Pönale. Wir	Entelios AG	

fordern aber weiterhin eine Gleichbehandlung aller Anbieter. Aus unserer Sicht kann dies nur durch eine einheitliche Basis für die monetäre Bewertung der Untererfüllungsmengen erreicht werden. Geeignet erscheint uns an dieser Stelle z.B. der Day-Ahead Preis (oder ein Vielfaches davon), das gleitende Mittel des Day-Ahead Preises oder eine aus den bezuschlagten Geboten ermittelte Größe (z.B. mengengewichteter durchschnittlicher Arbeitspreis aller in dem Produkt bezuschlagten Gebote). In Verbindung mit der Obergrenze für die Pönale kann das Risiko der Untererfüllung von den Anbietern gut abgeschätzt werden und gleichzeitig werden alle Anbieter gleich behandelt.

Die von den ÜNB getroffene Annahme, dass Gebote mit höheren Arbeitspreisen auch höhere Margen beinhalten, teilen wir nicht. Hohe Arbeitspreise bei Pools mit industriellen Verbrauchs- oder Erzeugungsanlagen resultieren vor allem aus, im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken, hohen Grenzkosten u.a. durch Produktionsausfall bzw. Einschränkungen, sowie aus regulatorischen Hürden wie beispielsweise durch Netzentgelte, die bei Lasten teils durch den Arbeitspreis abgedeckt werden müssen (vgl. §19 (2) StromNEV). Bei einigen Anlagen liegen zudem hohe Fixkosten pro Abruf zugrunde, so dass es vor allem bei sehr kurzen Abrufen dazu kommt, dass ein einzelner Abruf u.U. nicht kostendeckend ist und durch andere, längere Abrufe subventioniert werden muss. Wir

	<p>schlagen daher eine diskriminierungsfreie, d.h. gleiche Pönale für alle Anbieter in Verbindung mit einer Obergrenze vor.</p>		
124 -137	<p>Wir können die Haltung der ÜNB nachvollziehen, dass nicht mehr Regelenergie vergütet werden soll als angefordert wurde. Um allerdings auch nicht systematisch weniger zu vergüten ist hierfür im Grundsatz die Energiebilanz über ein gesamtes Abrufereignis zu betrachten und nicht nur über ein Zeitfenster von 5 Minuten (siehe auch unsere Stellungnahme zur Vorkonsultation). Naturgemäß sind die Flächen von Sollwert und Akzeptanzmenge immer etwas zeitlich versetzt. Gemäß dem Vorschlag der ÜNB wird bei Abrufereignissen mit einer Dauer größer ca. 5 Minuten die Akzeptanzfläche der Rückführungsrampe praktisch vollständig gekappt. Daher fällt die vergütete Energiemenge systematisch kleiner aus als die Sollmenge.</p> <p>Die Antwort der ÜNB zu unserer Stellungnahme aus der Vorkonsultation ist nur teilweise richtig. Die dort angesprochene, im aktuell angewandten Abrechnungsmodell, vorhandene Kappung auf Viertelstundenbasis greift nicht bei Abrufereignissen, die mit einer Dauer von ca. 5 bis 10 Minuten vollständig innerhalb einer Viertelstunde liegen. In diesen Fällen wird durch den Vergleich der Viertelstundenmittelwerte tatsächlich die Energiebilanz des gesamten Abrufs betrachtet.</p>	Next Kraftwerke GmbH	<p>Die vorgeschlagene Mengenbilanz auf das komplette Anrufereignis auszudehnen, kann dazu führen, dass sich im Verlauf ein relativ großes "Guthaben" aufstaut und den Anbieter dazu verleiten könnte, den Kanal während der Sollwert-Rückführung unnötig lang auszureizen, um die Vergütung zu maximieren. Dies wäre aus Sicht der ÜNB nicht zielführend, sodass die Mengenbilanz weiterhin in einem begrenzten Zeitraum erfolgen soll. Die ÜNB halten dafür ein Zeitfenster von 5min für angemessen.</p> <p>Ein Vergleich zwischen der bisherigen und konsultierten Kappungspraxis ist nicht sinnvoll und ergibt ein unvollständiges Bild. Mit dem vorgeschlagenen Abrechnungsmodell wurden diverse Parameter der Abrechnung neu auf die Zielstellung, eine sachgerechtere Vergütung mit Förderung der Erbringungsqualität, abgestimmt.</p>

	<p>Der Anpassungsvorschlag der ÜNB hebt zwar die Begrenzung über die fixen Viertelstundenkanten auf, reduziert aber gleichzeitig das Betrachtungsfenster von heute 15 Minuten auf zukünftig 5 Minuten. Dadurch ergibt sich für viele Abrufereignisse eine Verringerung der vergütbaren Menge im Vergleich zu heute. Wir wiederholen daher unsere Haltung aus der Vorkonsultation, dass die Mengenbilanz über das gesamte Abrufereignis betrachtet werden müsste.</p> <p>Als Kompromiss möchten wir vorschlagen, dass die zuteilbare Akzeptanzmenge gemäß dem Vorschlag der ÜNB bestimmt wird, jedoch anstelle des 5-Minuten-Zeitfensters ein 15-Minuten-Zeitfenster angewendet wird. Die Schlechterstellung im Vergleich zu heute wäre damit vermieden.</p>		
<p>201</p>	<p>Da es genügend andere geplante Änderungen gibt, dessen Auswirkungen noch nicht abschätzbar sind, sollte von einer Anpassung im Rahmen dieser Konsultation abgesehen werden. In jedem Falle sollte das Thema Pönalisierung (Zeilen 197ff.) insbesondere vor dem Hintergrund der Gleichbehandlung der europäischen RR Anbieter bei der geplanten Harmonisierung zurückgestellt werden.</p> <p>Kommentar bezieht sich auf Zeilen 201f.: Eine zusätzliche Pönalisierung lehnen wir ab. Eine Änderung sollte frühestens im Rahmen des Projektes PICASSO mit allen TSOs vereinbart</p>	<p>MVV Energie AG</p>	<p>Durch die bisherige Regelung können Regelreserveanbietern mit heterogener Preisstruktur wirtschaftliche Nachteile entstehen. Eine Anpassung der Abrechnungsbedingungen wurde daher von Seiten diverser Regelreserveanbieter initiiert, sodass nun ein von allen Seiten weitestgehend akzeptiertes Modell vorliegt. Die ÜNB sehen daher keinen triftigen Grund die Einführung eines sachgerechteren Abrechnungsmodells zu Lasten der benachteiligten Regelreserveanbieter zu verschieben. Durch die EB-VO sind die ÜNB verpflichtet ihre nationalen Regelungen zu konsultieren und genehmigen zu lassen. Für die bestehende aFRR-Kooperation mit Österreich möchte die APG die Regelungen ebenfalls in Österreich einführen. Im späteren Verlauf kann es im Rahmen einer harmonisierten europäischen Regelung zu Anpassungen an den Modalitäten kommen. Hierfür</p>

	werden um Diskriminierungen zu vermeiden.		werden jedoch separate Anträge eingereicht.
201	Der bne begrüßt die Festlegung einer Obergrenze für die Pönale. Wir fordern aber weiterhin eine Gleichbehandlung aller Anbieter. Dies kann nur durch eine einheitliche Basis für die monetäre Bewertung der Untererfüllungsmengen erreicht werden. Geeignet erscheint an dieser Stelle z.B. der Day-Ahead Preis (oder ein Vielfaches davon), das gleitende Mittel des Day-Ahead Preises oder eine aus den bezuschlagten Geboten ermittelte Größe (z.B. mengengewichteter durchschnittlicher Arbeitspreis aller in dem Produkt bezuschlagten Gebote). In Verbindung mit der Obergrenze für die Pönale kann das Risiko der Untererfüllung von den Anbietern gut abgeschätzt werden und gleichzeitig werden alle Anbieter gleich behandelt.	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	Die Regelungen zu den Verstößen gegen die Modalitäten wurden im Rahmen der Konsultation überarbeitet.
31	Allgemein: Wir begrüßen die Einführung eines sekundenbasierten Abrechnungsverfahrens. Ersatzwertbildung: Die Auswertungsdatei muss die konkreten Zeiträume angeben, für die Ersatzwerte gebildet wurden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Im ersten Schritt (Regelfall) der Datenbereitstellung möchten die ÜNB weiterhin die 15min-Werte zur Verfügung stellen. Somit kann im Regelfall auf einen unnötig großen Datentransfer verzichtet werden. Hierbei gibt es eine Indikation über die Ersatzwertbildung in einer Viertelstunde. Im Klärungsfall kann der ÜNB zusätzlich Sekundenwerte bereitstellen, die einen detaillierteren Einblick ermöglichen.
98 Anhang A (Anmerkung bezieht sich offensichtlich auf Anhang B)	Abbildung 12: Sofern Abbildung 12 (links) eine Pönalisierung für einen abruffreien Zeitraum vorsieht, also für Zeiten in denen der Anbieter keine Arbeitsvergütung erwarten kann, lehnen wir dies ab. Im übrigen ist für uns das gezeigte	Energy2market GmbH	: Abb. 12 zeigt zwei Beispiele eines Abruffendes, links innerhalb der Produktzeitscheibe und rechts während der Produktwechselphase. In beiden Fällen ist ein Sollwert vorhanden, sodass es sich hier nicht um abruffreie Zeiten

<p>und wurde verschoben)</p>	<p>Vorgehen in Abbildung 12 (links) so nicht im Akzeptanzmengenbeispiel von Abbildung 8 erkennbar. Wir bitten die ÜNB hier um Klarstellung.</p>		<p>handelt. Während links eine Untererfüllung möglich ist, kann diese im rechten Beispiel aufgrund der Sonderregel für die Produktwechselphase nicht auftreten. Dieser Unterschied soll in Abb. 12 deutlich gemacht werden. Das Akzeptanzmengenbeispiel in Abb.8 enthält keinen Produktwechsel, sodass das Szenario aus Abb. 12 dort auch nicht zu sehen sein kann. Eine Vergütung der erbrachten aFRR sowie ein Untererfüllungspönale der nicht erbrachten AFRR kann nur in den Zeiten entstehen, in denen der Akzeptanzkanal (Abrufphase) besteht.</p>
-------------------------------------	---	--	--

Begleitdokument

Stellungnahmen

Kapitel	Anmerkung	Organisation	Antwort
2.2	<p>Die ÜNB lehnen einen Sekundärmarkt u. a. mit Verweis auf geringe Liquidität bei kurzen 4-Stunden-Zeitscheiben ab. Der BDEW hat Im April 2015 bereits erläutert, dass ein Sekundärmarkt vielversprechende positive Auswirkungen hätte und sieht, dass zumindest die Möglichkeit einer Einführung offengelassen werden sollte, leider aber auch nicht aktiv angegangen wird</p>	BDEW	<p>Im Begleitdokument wurde unter "2.2 Erläuterungen zu Artikel 4 - Beschaffung und Übertragung" unter der Überschrift "Übertragung der Vorhalteverpflichtung" beschrieben, wie die ÜNB zu der Entscheidung kommen. Dies wurde noch weiter ausgeführt:</p> <p>Nach Einschätzung der ÜNB erübrigt sich mit der Einführung täglicher Ausschreibungen mit kurzen Produktlaufzeiten die Notwendigkeit einen Zweitmarkt für Regelleistung einzurichten. Der Zweitmarkt hätte nur wenige Stunden geöffnet, in denen nicht von einem signifikanten Informationsgewinn auszugehen ist, der die Implementierung eines eigenen Marktes rechtfertigen würde. Die</p>

<p>2.2</p>	<p>Die ÜNB lehnen einen Sekundärmarkt u.a. mit Verweis auf geringe Liquidität bei kurzen 4-Stunden-Zeitscheiben ab. TI-WAG hat sich in der Vergangenheit positiv für einen Sekundärmarkt ausgesprochen und sieht, dass zumindest die Möglichkeit einer Einführung offen gelassen werden sollte.</p>	<p>TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG</p>	<p>Implementierung</p> <ul style="list-style-type: none"> • ist komplex im Aufbau, vergleichbar mit einer zweiten regelleistung.net • ist komplex im Betrieb mit ähnlichen Prozessen wie bei regelzonenübergreifender Besicherung, allerdings nicht in seltenen Ausnahmefällen bei technischen Störungen, sondern potenziell permanent durch fortlaufende Optimierung der Anbieter • unterliegt MiFID II.
<p>2.2</p>	<p>Die ÜNB lehnen einen Sekundärmarkt u.a. mit Verweis auf geringe Liquidität bei kurzen 4-Stunden-Zeitscheiben ab. Aus Sicht des bne sollte zumindest die Möglichkeit einer Einführung offen gelassen werden.</p>	<p>Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)</p>	<p>Zudem neigt der Zweitmarkt zu Intransparenz. Daher gestatten die ÜNB eine Weitergabe der Vorhalteverpflichtungen aus wirtschaftlichen Erwägungen nicht. Für technische Ausfälle stehen den Anbietern die poolinterne, regelzoneninterne und zukünftig auch die regelzonenübergreifende Besicherung zur Verfügung.</p>
<p>2.2</p>	<p>Sowohl für FCR als auch aFRR und mFRR regen wir an, die Umstellung nicht schrittweise, sondern direkt in nur einem Schritt vorzunehmen. Die Umstellungen sind jeweils so substantiell, dass wir keinen Mehrwert in den jeweiligen Zwischenschritten sehen.</p>	<p>Vattenfall Energy Trading</p>	<p>Für die aFRR bzw. die mFRR treten die „Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung“ (Az.: BK6-15-158) bzw. die „Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve“ (Az.: BK6-15-159) der BNetzA zum 12.07.2018 in Kraft. Bei den jeweiligen Konsultationen stimmten die Marktteilnehmer der Produktlänge in Höhe von 4h zu. Hingegen lehnten die Marktteilnehmer das Marginal Pricing ab (FCR Cooperation, PICASSO und MARI). Ferner kann das Marginal Pricing noch nicht direkt eingeführt werden, da es für die aFRR noch im europäischen Kontext ausgestaltet werden muss. Zudem ist das exakte Zielmodell, welches aus den europäischen Implementierungsprojekten gesteuert wird, noch nicht finalisiert; gleichzeitig müssen jedoch bereits Zwischenschritte umgesetzt</p>

			werden.
2.2	Im sogenannten Begleitdokument wird in einem Zielmodell die zeitgleiche Beschaffung von FCR und aFRR dargelegt. Das lehnt EFET ab, die Fristen müssen nacheinander liegen, damit die Regelreserveerbringer die Möglichkeit haben, ihre Gebote abzugeben. Andernfalls hat dies negative Auswirkungen auf die Liquidität dieser Märkte, möglicherweise wird in einigen Zeitscheiben auch nicht die notwendige ausgeschriebene Menge erreicht. Sie sollte daher im Rahmen der Pilotprojekte zur GL EB überprüft werden.	EFET Deutschland	Im Begleitdokument wird die zeitgleiche Beschaffung von FCR und aFRR skizziert (Gate Closure D-1, 08 Uhr). Die Gate Closure-Zeit „D-1, 08 Uhr“ ist für die FCR durch die FCR Cooperation und für die aFRR durch die „Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung“ (Az.: BK6-15-158) der BNetzA sowie durch die „SRL-Kooperation Deutschland/Österreich“ festgelegt. Wenngleich die ÜNB zeitgleiche Märkte ebenfalls nicht für erstrebenswert halten, ist die Definition oder Anpassung der Gate Closure-Zeiten für die drei Regelreservearten nicht Bestandteil dieses Antrags „Modalitäten“.
2.2	Im Begleitdokument wird für das Zielmodell die zeitgleiche Beschaffung von FCR und aFRR beschrieben. Wir sind der festen Auffassung, dass diese angepasst werden muss, so dass die Fristen zeitlich nacheinander liegen. Nur so erhalten Regelreserveanbieter die Möglichkeit Gebote bei Nichtbezuschlagung für das eine Produkt auch noch für das andere Produkt abzugeben. Ansonsten müssten sich die Anbieter ausschließlich für ein Produkt entscheiden, was negative Auswirkungen auf die Liquidität dieser Märkte zur Folge hätte. Dies muss im Rahmen der Pilotprojekte zur EBGL adressiert	EnBW Energie Baden- Württemberg AG	

	werden.		
2.2	Aus dem Begleitdokument ergeben sich gleiche Zeiten sowohl für den PRL als auch für den SRL Markt. Bei Einführung zeitgleicher Märkte würde sich das Handelsvolumen in diesen Märkten zwangsläufig verkleinern. Dies würde dem Grundgedanken der zur Einführung eben dieser Märkte geführt hat nämlich der Effizienz entgegenlaufen. Sollte es wichtige Gründe für die Gleichzeitigkeit beider Märkte geben, so sind sie dem vorgelegten Dokument nicht zu entnehmen.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.	
2.2	Im sogenannten Begleitdokument wird ein einem Zielmodell die zeitgleiche Beschaffung von FCR und aFRR dargelegt. Das lehnt ENGIE ab, die Fristen müssen nacheinander liegen, damit die Regelreserveanbieter die Möglichkeit haben ihre Gebote abzugeben. Anderenfalls hat dies negative Auswirkungen auf die Liquidität dieser Märkte, möglicherweise wird in einigen Zeitscheiben auch nicht die notwendige ausgeschriebene Menge erreicht. Sie sollte daher im Rahmen der Pilotprojekte zur GL EB überprüft werden.	ENGIE Deutschland AG	

<p>2.2</p>	<p>Es ist jedoch zu beachten, dass die Auktion für die verschiedenen Produkte nacheinander mit mindestens 2 Stunden Abstand, entlang der Wertigkeit selbiger, erfolgen sollte. Eine zeitgleiche Auktion von FCR und aFRR hat negative Auswirkungen auf die Marktliquidität.</p>	<p>Vattenfall Energy Trading</p>	
<p>2.2</p>	<p>Im Begleitdokument werden die Gate Closure Zeiten sowohl für FCR als auch für aFRR auf D-1 auf 8:00 Uhr festgelegt. Es wird den Anbietern somit die Möglichkeit genommen, nicht-bezuschlagte Gebote in der FCR anschließend in der aFRR anzubieten. Aus unserer Sicht ist dies eine nicht sachgerechte Einschränkung. Die Ausschreibungen sollten entsprechende der Produkt- Wertigkeiten zeitlich gestaffelt (und mit entsprechendem zeitlichen Vorlauf) erfolgen.</p>	<p>Entelios AG</p>	
<p>2.2</p>	<p>Im Begleitdokument werden die Gate Closure Zeiten sowohl für FCR als auch für aFRR auf D-1: 8:0Uhr festgelegt. Es wird den Anbietern somit die Möglichkeit genommen, nicht-bezuschlagte Gebote in der FCR anschließend in der aFRR anzubieten. Aus BDEW Sicht ist dies eine nicht sachgerechte Einschränkung. Die Ausschreibungen sollten entsprechend der Produkt- Wertigkeiten</p>	<p>TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG</p>	

	zeitlich gestaffelt (und mit entsprechendem zeitlichen Vorlauf) erfolgen.		
2.2	Im Begleitdokument werden die Gate Closure Zeiten sowohl für FCR als auch für aFRR auf D-1: 8:0 Uhr festgelegt. Es wird den Anbietern somit die Möglichkeit genommen, nicht-bezuschlagte Gebote in der FCR anschließend in der aFRR anzubieten. Diese Einschränkung ist nicht sachgerecht. Die Ausschreibungen sollten entsprechende der Produkt-Wertigkeiten zeitlich gestaffelt (und mit entsprechendem zeitlichen Vorlauf) erfolgen.	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	
2.2	Im Begleitdokument werden die Gate Closure Zeiten sowohl für FCR als auch für aFRR auf D-1; 08:00 Uhr festgelegt. Es wird den Anbietern somit die Möglichkeit genommen, nicht-bezuschlagte Gebote in der FCR anschließend in der aFRR anzubieten. Aus BDEW-Sicht ist dies eine nicht sachgerechte Einschränkung. Die Ausschreibungen sollten entsprechend der Produkt- Wertigkeiten zeitlich gestaffelt (und mit entsprechendem zeitlichen Vorlauf) erfolgen.	BDEW	

<p>2.2</p>	<p>Der BDEW lehnt die im Begleitdokuments aufgeführte parallele Gate Closure Time D-1, 08 Uhr für FCR und aFRR als sogenannter „Regionaler Antrag“ ab. Regelreserveanbietern würde damit die Möglichkeit genommen werden im FCR Markt nicht-bezuschlagte Kapazität noch im aFRR Markt anbieten zu können. Dies würde eine deutliche Schlechterstellung in Bezug auf Vermarktungsoptionen, im Vergleich zum aktuellen Gebotsverfahren bedeuten und auf Grund eines höheren Vermarktungsrisikos wohl auch zur Verteuerung der FCR Leistungspreisen führen.</p>	<p>BDEW</p>	
<p>2.2</p>	<p>Übersichtstabelle: FCR & afRR zeitgleich um 8:00Uhr Es ist selbsterklärlich, dass die Bemühungen der Bundesnetzagentur, sowie der Übertragungsnetzbetreiber verstärkt gegen diesen Konflikt angehen müssen – im eigenen Interesse und im Interesse aller Beteiligten.</p>	<p>Steag GmbH</p>	
<p>zu Anhang B</p>	<p>Akzeptanzkanal und Toleranzbereich in Anhang B sind sehr eng gefasst. Daher sollten die Vertragsstrafen deutlich abgeschwächt werden. Um hohe Arbeitspreise nicht zu diskriminieren, sollte eine einheitliche</p>	<p>BDEW</p>	<p>Grundsätzlich können die ÜNB davon ausgehen, dass ein präqualifizierter Regelreserveanbieter bzw. zur Regelleistungserbringung präqualifizierte technische Einheiten, jederzeit die jeweils geltenden Präqualifikationsbedingungen erfüllen kann und damit die Erbringung von Regelleistung innerhalb des</p>

	Pönalisierung für alle Anbieter gelten.		definierten Akzeptanzkanals möglich ist.
zu Anhang B	Akzeptanzkanal und Toleranzbereich in Anhang B sind sehr eng gefasst. Daher sollten die Pönalen deutlich abgeschwächt werden. Um hohe Arbeitspreise nicht zu diskriminieren, sollte eine einheitliche Pönalisierung für alle Anbieter gelten, hier bietet sich z.B. der Ausgleichsenergiepreis an. Grundsätzlich muss hier insbesondere auch die internationale Sicht berücksichtigt werden (d.h. bei einer gemeinsamen aFRR-CMO dürfen hohe Pönalen in Deutschland auch die deutschen Anbieter diskriminieren).	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	Die Regelungen zu den Verstößen gegen die Modalitäten wurden im Rahmen der Konsultation überarbeitet.

Sonstige Anmerkungen

Stellungnahmen

Anmerkung	Organisation	Antwort
zu Art. 4 (20): Ebenfalls abgeschnitten: Die Vergabefrist muss konkret festgelegt werden. Wir schlagen eine Vergabefrist von 5 Minuten nach Gate Closure vor.	BDEW	Die Anmerkungen wurden an den entsprechenden Passagen ergänzt. Wir freuen uns, dass Sie unser Smartsheet genutzt haben.

<p>zu Art 4 (26): Der BDEW sieht die Bindefrist von vier Stunden als viel zu lang; insbesondere mit Start der Auktionen in Phase 2 um 8:00h. Dies führt zu zeitlichen Konflikten mit dem Großhandelsmarkt; das heißt, es wird die Möglichkeit ausgeschlossen, nicht-bezuschlagte Gebote im Großhandelsmarkt wieder anzubieten. Es muss möglich sein, nicht-bezuschlagte Leistungen nach Freigabe anderweitig (z. B. im Minutenreservemarkt oder im Day-Ahead Markt) anzubieten.</p> <p>Der BDEW schlägt eine maximale Bindefrist von 30 Minuten.</p> <p>zu Art 5 16a/b: Die Überschrift bezieht sich nur auf aFRR, die Absätze aber auf aFRR und mFRR.</p>		
<p>Energiespeicher leisten einen wichtigen Beitrag für einen heute und zukünftig stabilen, zuverlässigen sowie kostengünstigen Regelenergiemarkt und bringen gleichzeitig die gewünschte und erforderliche Dekarbonisierung des Energiesystems entscheidend voran.</p> <p>Der BVES steht für eine ergebnisoffene Diskussion stets zur Verfügung und unterstreicht sein Bestreben, im Wege vermittelnder Argumentation volkswirtschaftlich, rechtlich und technisch sinnvolle und sichere Lösungen für den Energiemarkt der Zukunft anzubieten.</p>	<p>BVES</p>	<p>Keine Antwort nötig</p>
<p>Bitte tauschen Sie unsere Position zu Art. 16 Abs. 7, die wir in unserer Stellungnahme am 09.05.2018 bereits online eingegeben haben, durch die nun obenstehende aus. Der Rest zu dem Artikel bleibt unverändert. Vielen</p>	<p>EFET Deutschland</p>	<p>Wurde berücksichtigt. Vielen Dank für den Hinweis.</p>

Dank!		
Die Überwachung und Einhaltung der KritisVO obliegt nicht den ÜNB. Daher darf diese auch nicht Bestandteil einer Konsultation der ÜNB sein. Die Einhaltung und Pönalisierung selbst ist in der KritisVO geregelt. Eine Voraussetzung zur PQ kann dies nicht darstellen. Der Anhang ist daher zu löschen.	BDEW	Die Stellungnahme, welche sich auf einen Anhang des Anhangs PQ-Bedingungen bezieht, ist irrtümlich im smartsheet zu den Modalitäten (unter Sonstiges) anstatt im smartsheet zum Anhang PQ-Bedingungen eingegangen. Die ÜNB werden diese Stellungnahme mit Beantwortung der Stellungnahmen zu den PQ-Bedingungen beantworten.
Der Vorliegende Entwurf enthält an mehreren Punkten Regelungen die Regelreserveanbieter, die kleinere Anlagen, Speicher und Lasten in aggregierter Form am Regelreservemarkt anbieten wollen, im Vergleich zu den bisherigen Regelungen stark benachteiligen. Diese Diskriminierung widerspricht unserer Auffassung nach dem Ziel der Guideline on electricity balancing, dass ja unter anderem ist, den Markt für neue Technologien zu öffnen.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.	Die Aggregation ist in der SO GL und in der EB-VO festgelegt. Das Ziel der ÜNB ist es, die diskriminierungsfrei zu gestalten.
Die ÜNB räumen sich im vorliegenden Entwurf an verschiedenen Stellen das uneingeschränkte Recht ein Vorgaben nach ihrem Ermessen anzupassen. Hier durch entstehen für die Regelreserveanbieter unkalkulierbare Risiken, da die Nachrüstung oder Abmeldung von Anlagen zu hohen Kosten bzw. zur Einstellung der Geschäftstätigkeit führen kann. Für Änderungen der Modalitäten für Regelreserveanbieter sollte daher ein einheitlicher, transparenter Prozess vorgesehen werden in den die BNetzA eingebunden ist und in dem sicher gestellt ist das die Interessenträger gehört werden.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.	Passagen zu ex-ante-Abstimmungen zwischen den ÜNB und der BNetzA im Vorfeld einer von den ÜNB vorzunehmenden Entscheidung wurden im Antrag angepasst.

<p>Statkraft bedankt sich für die Möglichkeit der Stellungnahme. Neben der Klärungsbedürftigkeit der erwähnten Punkte, ist anzumerken, dass eine abschließende Regulierung sinnvoller wäre, als die vorgeschlagene Zwischenlösung. Reserveanbieter könnten sich so einmalig auf Änderungen einstellen.</p>	<p>Statkraft Markets GmbH</p>	<p>Für die aFRR bzw. die mFRR treten die „Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung“ (Az.: BK6-15-158) bzw. die „Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve“ (Az.: BK6-15-159) der BNetzA zum 12.07.2018 in Kraft. Bei den jeweiligen Konsultationen stimmten die Marktteilnehmer der Produktlänge in Höhe von 4h zu. Hingegen lehnten die Marktteilnehmer das Marginal Pricing ab (FCR Cooperation, PICASSO und MARI). Ferner kann das Marginal Pricing noch nicht direkt eingeführt werden, da es für die aFRR noch im europäischen Kontext ausgestaltet werden muss. Zudem ist das exakte Zielmodell, welches aus den europäischen Implementierungsprojekten gesteuert wird, noch nicht finalisiert; gleichzeitig müssen jedoch bereits Zwischenschritte umgesetzt werden.</p>
<p>Aus Sicht der im BEE vertretenden Regelreserveanbieter enthält der vorliegende Entwurf viele Passagen, die kleinere Erbringungseinheiten schlechter stellen. Wird hier nicht für mehr Ausgewogenheit gesorgt, kann sich der Regelleistungsmarkt nicht zukunftsorientiert entwickeln. Dadurch käme es auch zu einer höheren Marktmacht der verbleibenden konventionellen Kraftwerke.</p> <p>Gleiche Gate-Closure Zeiten im PRL und SRL Markt sind abzulehnen, da sie kostensteigernd wirken würden.</p> <p>Da zu erwarten ist, dass es weitere Vorgaben der EU zur Harmonisierung der Regelreservemärkte geben wird, handelt es sich beim vorliegenden Dokument lediglich um ein Interimsmodell, dass in absehbarer Zeit erneut angepasst werden muss. Diese häppchenweise Umgestaltung des Marktes führt zu einer anhaltenden</p>	<p>Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.</p>	<p>Die Aggregation ist in der SO GL und in der EB-VO festgelegt. Das Ziel der ÜNB ist es, die diskriminierungsfrei zu gestalten.</p> <p>Im Begleitdokument wird die zeitgleiche Beschaffung von FCR und aFRR skizziert (Gate Closure D-1, 08 Uhr). Die Gate Closure-Zeit „D-1, 08 Uhr“ ist für die FCR durch die FCR Cooperation und für die aFRR durch die „Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung“ (Az.: BK6-15-158) der BNetzA sowie durch die „SRL-Kooperation Deutschland/Österreich“ festgelegt. Wenngleich die ÜNB zeitgleiche Märkte ebenfalls nicht für erstrebenswert halten, ist die Definition oder Anpassung der Gate Closure-Zeiten für die drei Regelreservearten nicht Bestandteil dieses Antrags „Modalitäten“.</p> <p>Für die aFRR bzw. die mFRR treten die „Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung“ (Az.: BK6-15-158) bzw. die „Festlegung von</p>



<p>Planungsunsicherheit, die sich in der Praxis unvorteilhaft auf den Markt auswirkt. Wir würden es daher sehr begrüßen, wenn möglichst bald eine abschließende Lösung gefunden würde.</p>		<p>Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve“ (Az.: BK6-15-159) der BNetzA zum 12.07.2018 in Kraft. Bei den jeweiligen Konsultationen stimmten die Marktteilnehmer der Produktlänge in Höhe von 4h zu. Hingegen lehnten die Marktteilnehmer das Marginal Pricing ab (FCR Cooperation, PICASSO und MARI). Ferner kann das Marginal Pricing noch nicht direkt eingeführt werden, da es für die aFRR noch im europäischen Kontext ausgestaltet werden muss. Zudem ist das exakte Zielmodell, welches aus den europäischen Implementierungsprojekten gesteuert wird, noch nicht finalisiert; gleichzeitig müssen jedoch bereits Zwischenschritte umgesetzt werden.</p>
<p>Der derzeit praktizierte "Konsultationsmarathon" in verschiedenen Etappen übersteigt aus Sicht des VGB das akzeptable Maß an Aufwand der Stakeholder. Die Kapazitäten der Stakeholder, zumindest auf der Erzeugerseite, kann dem nicht mehr gerecht werden. Lesbarkeit und Verständlichkeit der erarbeiteten Vorgaben sind bei der Vielzahl der Verweise nicht mehr sichergestellt. Missverständnisse und Umsetzungsfehler werden die Folge sein.</p>	<p>VGB PowerTech e. V., Essen</p>	<p>Die Fristen zur Antragseinreichung sowie der gesamte Harmonisierungsprozess werden durch die europäischen Richtlinien vorgegeben. Wenngleich es den ÜNB ähnlich ergeht, ist es im Interesse aller, die Inhalte zu konsultieren.</p>
<p>In den vergangenen Monaten haben die deutschen ÜNB, die regionalen ÜNB und die Bundesnetzagentur zahlreiche Konsultationen zum Thema Regelleistung durchgeführt. Diese überlappen sich zum großen Teil und widersprechen sich teilweise. Die Aufgabe für die Marktteilnehmer, sich mit jedem dieser Dokumente zu befassen und überhaupt den Überblick zu behalten, ist sehr umfangreich und ist selbst in einem großen Unternehmen wie dem unseren nicht zu bewältigen, ohne Mitarbeiter von anderen Aufgaben aus dem</p>	<p>RWE Supply & Trading</p>	<p>Die Fristen zur Antragseinreichung sowie der gesamte Harmonisierungsprozess werden durch die europäischen Richtlinien vorgegeben. Wenngleich es den ÜNB ähnlich ergeht, ist es im Interesse aller, die Inhalte zu konsultieren.</p> <p>Das exakte Zielmodell, welches aus den europäischen Implementierungsprojekten gesteuert wird, ist noch nicht finalisiert; gleichzeitig müssen jedoch bereits Zwischenschritte umgesetzt werden.</p>



<p>Tagesgeschäft zumindest teilweise hierfür abzustellen. Wie und ob eine solche Mitarbeit überhaupt für kleinere Marktteilnehmer möglich ist, können wir nicht bewerten. Wir bezweifeln jedoch, dass mit dem Procedere die Expertise der Stakeholder so effizient wie möglich genutzt wird.</p> <p>Nichtsdestotrotz befürworten wir selbstverständlich, dass Marktteilnehmer ihre Kommentare zu den verschiedenen Vorschlägen überhaupt einspeisen dürfen und wünschen uns, dass diese dann auch berücksichtigt werden.</p> <p>Zukünftig würden wir uns in diesem und vergleichbaren Projekten einen ganzheitlicheren und koordinierteren Ansatz wünschen, in dem die Branche zunächst ein Zielmodell festlegt und sich dann den einzelnen Details innerhalb dieses Zielmodells widmet, ohne diese Details teilweise vorneweg festzulegen um sie dann aufgrund von neuen Erkenntnissen oder Widersprüchen noch vor der Implementierung wieder hinterfragen zu müssen. Es wäre auch zu bevorzugen, wenn die Implementierung aller Änderungen zu einem einheitlichen Stichtag, anstatt mehrmals im Jahr erfolgen würde.</p>		
<p>Der Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft (BDEW) vertritt mehr als 1800 Unternehmen der Branche in Deutschland. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionalen bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Stromabsatzes in Deutschland. Der BDEW bedankt sich bei den Übertragungsnetzbetreibern für die Möglichkeit, zum Entwurf für die Festlegung der Modalitäten für die</p>	<p>BDEW</p>	<p>Der überarbeitete Antragsentwurf wird bei der BNetzA eingereicht. Die BNetzA konsultiert diesen dann noch einmal.</p>



<p>Frequenzhaltungsreserven (FCR) und Frequenzwiederherstellungsreserven (FRR) Stellung zu nehmen. Da die ÜNB selbst konsultieren, haben sich die ÜNB bei der Erstellung der Stellungnahme im BDEW enthalten.</p> <p>Aktuell wird die Ausgestaltung des Regelenergiemarkts mit einer Vielzahl von Konsultationen überprüft und durch die Vorgaben der EBGL massiv verändert. Bereits im April 2015 hatte der BDEW darauf hingewiesen, dass die Erzeugungslandschaft dezentraler und immer abhängiger von externen Faktoren ist. Die behutsame Weiterentwicklung des Zugangs zum Regelenergiemarkt und die Ausgestaltung der Produkte sind dabei zentrale Elemente. Dabei muss das Schaffen von Parallelstrukturen in der Stromerzeugung möglichst vermieden werden.</p> <p>Im Detail sieht der BDEW noch erheblichen Anpassungsbedarfs des Entwurfs. Der BDEW empfiehlt daher dringend, dass der überarbeitete Antragsentwurf noch einmal konsultiert wird.</p>		
<p>Im Interesse der zuverlässigen Prozessabwicklung muss zudem sichergestellt werden das die Anforderungen in allen Regelzonen gleich sind.</p>	<p>Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.</p>	<p>Die Modalitäten für Regelreserveanbieter gelten deutschlandweit. Bei den PQ-Bedingungen streben die ÜNB Harmonisierung an.</p>
<p>Auch werden innerhalb des Antrags an diversen Stellen „Vorbehalte“ zugunsten des ÜNB geregelt. Vorbehalte sind regelmäßig als einseitige Berechtigungen der ÜNB zu verstehen, wobei hierin vielmehr eine Verpflichtung des ÜNB zu erkennen sein sollte, um alle Teilnehmer gleichmäßig und diskriminierungsfrei entsprechend der zitierten Richtlinien zu erfassen.</p>	<p>BVES</p>	<p>Das Ziel der ÜNB ist es, alle Teilnehmer gleich und diskriminierungsfrei zu behandeln.</p>

Die geplanten Anpassungen der Modalitäten für FCR und FRR stellen eine signifikante Änderungen des Marktdesign dar. Gleichzeitig ist festzuhalten, dass gerade der deutsche Regelenergiemarkt ein etablierter, wettbewerblicher Markt seit vielen Jahren sehr gut funktioniert. Jegliche Anpassungen sollten deshalb wohlüberlegt erfolgen. gerade auch die möglichen Wechselwirkungen mit dem Energy-Only Markt sind mehr denn je von Relevanz und müssen berücksichtigt werden; negative Auswirkungen sind unbedingt zu vermeiden.

Vor diesem Hintergrund erscheint es zentral, dass die deutschen ÜNB eine sehr klare Beschreibung des Wegs hin zum Zielmodell aus der EBGL vorlegen. Insbesondere müssen alle Anpassungen der grundsätzlichen Zielvorgabe eines europäischen level playing field folgend. Vor diesem Hintergrund sehen wir die im Antragsentwurf vorgeschlagenen Zwischenlösungen als sehr kritisch. Jegliche Anpassungen führen bei den Marktteilnehmern zu erheblichen Zusatzkosten und sollten minimiert werden. Deshalb muss die Anzahl an Anpassungen und Umstellungen minimiert werden. Wir stellen deshalb auch den vorgelegten Ansatz von Zwischenlösungen und einer grundsätzlichen vorseilenden Umsetzung der EBGL-Vorgaben in Frage. Es sollte vielmehr die weiterhin in den verschiedenen Projekten laufenden Ausgestaltungsdiskussionen aktiv begleitet werden. Mit Abschluss dieser Diskussionen sollte auch die nationale Umsetzung des Zielmodells erfolgen. Dies ist ein effizienter Ansatz, der den Mehraufwand bei allen beteiligten minimiert.

EnBW Energie
Baden-
Württemberg
AG

Das exakte Zielmodell, welches aus den europäischen Implementierungsprojekten gesteuert wird, ist noch nicht finalisiert; gleichzeitig müssen jedoch bereits Zwischenschritte umgesetzt werden.