

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
1	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	DREWAG NETZ GmbH
2	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	DREWAG NETZ GmbH
3	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“	DREWAG NETZ GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	
4	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p> <p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	DREWAG NETZ GmbH
5	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	DREWAG NETZ GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
6	Allgemeines		<p>Für Netzbetreiber der Netzebenen 5 bis 7 ("VNBS 2. Ordnung") wird die Umsetzungsfrist auf den 1.3.2022 angepasst. Für Betreiber von Hochspannungsnetzen (VNBS 1. Ordnung") bleibt der 1.10.2021 als Umsetzungsfrist bestehen ("Zweistufige Einführung von Redispatch 2.0").</p> <p>Anmerkung: Der Zeitraum der Kostenanerkennung für die Redispatch-Implementierung über das Regulierungskonto, wird durch § 34 Abs. 15 ARegV auf den 01.10.2021 begrenzt. Mindestens für die VNBS 2.Ordnung müsste dieser Zeitraum entsprechend verlängert werden!</p>	<p>Ca. 800 Netzbetreiber sind von der Einführung des Redispatchprozesses in Deutschland betroffen, da sie Anschlussnetzbetreiber von Erzeugungsanlagen mit mindestens 100 kW installierter Leistung sind. Die Netzbetreiber bereiten sich mit Hochdruck auf eine fristgerechte Umsetzung vor. Beispielsweise haben sich 80 kleine und mittlere Netzbetreiber in Bayern ("VNBS 2. Ordnung") zusammengetan, um in einem gemeinsamen Projekt die notwendigen Fähigkeiten für Redispatch 2.0 möglichst effizient umzusetzen. Die nachfolgende Begründung beruht auf Erkenntnissen, die jüngst im Rahmen des genannten Projektes, hinsichtlich der Systemvoraussetzungen, Prozessumsetzung und Marktverfügbarkeit gewonnen wurden. Eine Liste der Teilnehmenden Unternehmen haben wir dieser Stellungnahme als Anlage beigefügt.</p> <p>Eine "zweistufige Einführung von Redispatch 2.0" wird mit folgenden Argumenten begründet:</p> <p>1. Eine „zweistufige Einführung“ führt dazu, dass am 1. Oktober 2021 deutlich weniger Koordinierungsaufwand notwendig ist (ca. 50 Netzbetreiber anstelle von ca. 850 Netzbetreiber nehmen am Koordinierungsmechanismus teil). Damit steigt die Wahrscheinlichkeit eines stabilen und funktionierenden Gesamtsystems (auch im Falle eines Fehlers wird die Gesamtsystemstabilität weniger stark auf die Probe gestellt und daraus resultierende Folgekosten reduziert).</p> <p>2. Dabei wird bereits im ersten Schritt einer "zweistufigen Einführung" der Großteil der EE-Anlagen mit Wirkung auf Netzengpässe im Koordinierungsmechanismus berücksichtigt. Schließlich sind mehr als 70 % der Leistung an Windkraft- und PV-Anlagen in Deutschland bei den 20 größten Verteilnetzbetreibern angeschlossen.</p> <p>3. Eine „zweistufige Einführung“ entzerzt sowohl die Umsetzungsprojekte der großen Netzbetreiber, die Umsetzung von Connect+ sowie die Projekte von Softwareherstellern und Dienstleistern bspw. in Bezug auf den notwendigen Ressourcenaufwand, gerade auch im Hinblick auf den Implementierungsaufwand neuer notwendiger Systeme bei gleichzeitig 800 Netzbetreibern.</p> <p>4. Durch eine "zweistufige Einführung" können Lösungen und Produkte, die heute in enger Zusammenarbeit zwischen großen Netzbetreibern („VNBS 1. Ordnung“) und Softwareherstellern entwickelt werden, auch Netzbetreibern der Netzebenen 4-7 („VNBS 2. Ordnung“) zur Verfügung gestellt werden. Damit steigt das Angebot von optimierten Lösungen für die Umsetzung der VNBS 2.Ordnung, so dass auch eine höhere Kosteneffizienz möglich ist.</p>	E-Bridge Consulting, Bonn für 80 Verteilnetzbetreiber

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
7	Allgemeines	Die Pflicht zur Umsetzung der Redispatchmaßnahmen und die daraus resultierenden Vergütungsansprüche richten sich entsprechend §§ 13, 13a EnWG an den Betreiber der Anlage. Die Prozessbeschreibung ist insoweit missverständlich, als sie die damit im Zusammenhang stehenden Pflichten (z.B. Nichtbeanspruchbarkeit) dem "EIV" und/oder "Lieferanten" auferlegt. Praktisch werden sie diese Pflichten jedoch nur erfüllen (dürfen), wenn sie von den Anlagenbetreiber damit beauftragt worden sind. Diese Beauftragung kann die Prozessbeschreibung jedoch nicht grundsätzlich voraussetzen. Aus diesem Grund sollten in der Prozessbeschreibung die adressierten "EIV" und/oder "Lieferanten" durch den originär verpflichteten Anlagenbetreiber oder einen von ihm beauftragten Dritten (z.B. EIV oder Lieferant" ersetzt werden. Sollte die Beschlusskammer diesem Vorschlag nicht folgen, wäre jedenfalls eine entsprechende Klarstellung dieses Verständnisses an anderer Stelle erforderlich.			EFET Deutschland
8	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	EGT Energie GmbH
9	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	EGT Energie GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
10	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	EGT Energie GmbH
11	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p>	EGT Energie GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	
12	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	EGT Energie GmbH
13	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Energieversorgung Halle Netz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
14	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Energieversorgung Halle Netz GmbH
15	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	Energieversorgung Halle Netz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
16	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p> <p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	Energieversorgung Halle Netz GmbH
17	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	Energieversorgung Halle Netz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
18	Allgemeines			<p>Als Ausgangspunkt galt es im Rahmen des BDEW-Projektes „Redispatch 2.0“ eine Branchenlösung aufzusetzen, die zu den neuen regulatorischen Anforderungen des NABEG (insbesondere zu §13a EnWG) geeignete Anwendungsprozesse bezüglich der Integration von EE-Anlagen in den Redispatchprozess, definiert. Die Anwendungsprozesse sollten aber nur die Umsetzung der gesetzlichen Pflichten sicherstellen und aus unserer Sicht nicht dazu führen, dass Begünstigter und Verpflichteter der Norm vertauscht werden. Begünstigte insbesondere des neuen §13a 1a) EnWG sind Bilanzkreisverantwortlicher und Betreiber. Verpflichtete sind die Netzbetreiber. Die Energy2market GmbH als Bilanzkreisverantwortlicher hat dem Gesetz nach dem Anspruch auf bilanziellen Ausgleich von Redispatchmaßnahmen und der Netzbetreiber muss uns unverzüglich über Zeitpunkt, Umfang und Dauer von geplanten sowie tatsächliche Maßnahmen in Kenntnis setzen. Aus Sicht des Gesetzgebers sind die Netzbetreiber aufgefordert Strukturen zu schaffen, die Bilanzkreisverantwortliche in die kostenneutrale Behandlung von Netzeingriffen endlich mit einbeziehen („..., dass die betroffenen Bilanzkreise so gestellt werden, wie sie stünden, wenn es die Maßnahme nicht gegeben hätte“ vgl. Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, S. 63).</p> <p>Um den damit Verbundenen Aufwand Rechnung zu tragen wurde in §34 Abs. 15 ARegV eine Übergangsregelung für Implementierungskosten aufgenommen. Danach können Netzbetreiber Kosten, die vor dem 1. Oktober 2021 durch die Umsetzung der neuen Regelungen zum Redispatch entstehen, als zusätzliche zulässige Erlöse in das Regulierungskonto einbeziehen. Netzbetreiber haben also nicht nur bezüglich des Redispatch einen Wälzungsmechanismus sondern auch bezüglich der Implementierungskosten für dessen Neuregelung. Ein solcher Mechanismus steht den Bilanzkreisverantwortlichen nicht zur Verfügung. Der der Festlegung zu Grunde liegende Vorschlag sieht allerdings die Beteiligung aller Bilanzkreisverantwortlichen mit ins Redispatch einbezogenen Anlagen und die Beteiligung aller Netzbetreiber vor. Das heißt unabhängig davon, ob überhaupt Redispatchmaßnahmen erfolgen werden, müssen überregionale Direktvermarkter wie die Energy2market flächendeckende Kommunikationswege mit einigen hundert Netzbetreibern unserer Kundenanlagen aufbauen. Der Vorschlag des BDEW sieht in Teilen, insbesondere der Echtzeitdatenübermittlung, allerdings noch nicht mal eine einheitliche Kommunikations-Plattform vor. Womit sich eine Vielzahl von bilateralen Einzellösungen einstellen dürfte.</p>	Energy2market GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Der zur Diskussion gestellte Vorschlag lässt damit schon jetzt einen dauerhaften und hohen administrativen Aufwand der Bilanzkreisverantwortlichen sowie die Anschaffung bzw. Überarbeitung vorhandener Datenschnittstellen und Kommunikationslösungen erwarten. Was wiederum mit erheblichen Kosten für neue Softwarelizenzen und Entwicklungsaufwand verbunden sein dürfte. Diese Kosten stehen in einem starken Missverhältnis zu den Enlastungen durch den bilanziellen Ausgleich soweit überhaupt Redispatchabrufe getätigt werden und führen eben nicht zu einer finanziellen Entlastung / Gleichbehandlung von BKV im Redispatchprozess.</p> <p>Hinzu kommt, dass wir gerade unsere Einzelprognosedaten als wesentliches Asset unseres Geschäftsmodells betrachten und hier bereits über Jahre in eigene Infrastruktur investiert haben. Diese soll nun trotz fehlender gesetzlicher Norm unentgeltlich an die Netzbetreiber übermittelt werden (hierzu auch BK6-20-061). Solange es bei einem reinen Wälzungsmechanismus bleibt, muss also die Last der Umsetzung bei den Netzbetreibern liegen.</p> <p>Den Vorschlag des BDEW (der Netzbetreiber) können wir, wenn überhaupt nur akzeptieren wenn unsere Kosten ebenfalls regulatorisch abgedeckt werden. Denkbar und sachgerecht wäre es, wenn der dauerhaften Belastung des bilanzkreisverantwortlichen Direktvermarkters Rechnung getragen wird und die Managementprämie als Bestandteil des Anzulegenden Wertes (Marktprämienmodell EEG) im angemessenen Verhältnis angehoben wird. Ein Wälzen der Kosten auf den Anlagenbetreiber ist in einem hoch kompetitiven Wettbewerbsumfeld nicht ohne weiteres möglich. Sofern die Netzbetreiber allerdings, wie über den BDEW angekündigt, eine Novellierung der ARegV anstreben um Teile der Redispatchkosten als beeinflussbare Kosten festlegen zu lassen, damit sie sich mit einem effizienteren Redispatchmanagement ertragsseitig verbessern können, müssen die dafür „erforderlichen“ Prognosen als Dienstleistung klassifiziert und bepreisbar bleiben. Da die Managementprämie allerdings der gesetzgeberischen Ausgestaltung unterliegt und damit Handlungsspielraum der BNetzA entzogen ist möchten wir zumindest darauf drängen einen Mechanismus zu implementieren, der ausschließlich Anlagen einbindet die an neuralgischen Netzengpässen liegen und gemäß Mindestfaktor überhaupt eine Wahrscheinlichkeit für EE-</p>	

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Redispatchabregelung haben. Damit würde der administrative und dauerhafte Aufwand auf ein erträglicheres Maß gesenkt werden.</p> <p>Darüber hinaus können wir nicht erkennen, wie die Einschränkungen des Vorschlags für einzelne Marktteilnehmer einer Verhältnismäßigkeitsprüfung mit dem zu erreichenden Ziel, durch Einbezug von EE in den Redispatch eine volkswirtschaftliche Kostensenkung zu erreichen, stand hält. Auch genügt es nicht einen formal einen bilanziellen Ausgleich des Bilanzkreisverantwortlichen zu etablieren, wenn der damit vom Gesetzgeber beabsichtigte Zweck ad absurdum geführt wird. Die Abschätzung des BNetzA zur Ausgestaltung des Prozesses sollte sowohl dem öffentlichen Interesse an einer den Zielen des § 1 Abs. 1, 2 EnWG entsprechenden, preisgünstigen, leistungsfähigen und zuverlässigen Versorgung, aber auch den individuellen Interessen der unterschiedlichen Marktakteure an einem transparenten, effizienten und diskriminierungsfreien Strommarkt gerecht werden. Dies können wir mit dem BDEW-Vorschlag nicht erkennen.</p> <p>Auch befürchten wir, das gerade der „Vorteil“ für Bilanzkreisverantwortliche, die Vorabmeldung eines Redispatcheingriffs auf Grund der sehr heterogenen Fähigkeiten der Netzbetreiber oftmals nicht erfolgen wird, da es hier auch an einer Sanktionierung als Anreiz fehlt um sich als Netzbetreiber an Vorabmeldung zu halten. Insbesondere im Prognosemodell können wir auch keinen vorgegebenen Informationsaustauschprozess erkennen. Hier gilt es dringend nachzuschärfen und die gesetzliche Pflicht als Prozessbestandteil auch im duldungsfall des Prognosemodells zu implementieren. Zusätzlich sollten Ausgleichs- und Handelskosten bei fehlender oder unzureichender ex-ante Information durch den verursachenden NB zu tragen sein um einen negativ Anreiz für die Einhaltung der Informationspflicht einzuführen.</p> <p>Wir lehnen den Vorschlag des BDEW und damit die zu konsultierende Festlegung, ungeachtet unserer konstruktiven Detailkritik, ohne eine angemessene Einbeziehung von Bilanzkreisverantwortlichen in einen Wälzungsmechanismus, der auch die dauerhaften administrativen Kosten und den Aufwand auf Seiten des Bilanzkreisverantwortlichen angemessen berücksichtigt, in der vorliegenden Form ab.</p>	

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
19	Allgemeines	noch einzufügen	Bei der Umsetzung der Redispatch-Abrufe ist zwischen dem Abruf im Standard- bzw. im Sonder-Redispatch gemäß den Anforderungen der SO GL zu unterscheiden. Hier für sind die Prozesse aus dem Branchenleitfaden 1.0 des BDEW heranzuziehen.	In der operativen Praxis ist zwischen Standard-Redispatch und Sonder-Redispatch zu unterscheiden. Im Standard-Redispatch-Fall greifen die NB ausschließlich auf die im Rahmen des SO GL-Prozesses ab D-1 14:30 Uhr gemeldeten Redispatch-Vermögen und die zusätzlich gemeldeten Kostenansätze zu, um damit die Merit-Order usw. zu bestimmen. Zum Sonder-Redispatch kommt es, wenn die gemeldeten Redispatch-Vermögen nicht ausreichen und zusätzliche Redispatch-Leistung mobilisiert werden muss. Sonder-Redispatch-Maßnahmen sind Redispatch-Maßnahmen, ist im Branchenprozessleitfaden für RD 1.0 bereits ausführlich beschrieben und sollte hier zur Anwendung kommen, um Doppelungen zu vermeiden. Der Prozess ist etabliert.	ENGIE Deutschland AG
20	Allgemeines			Wir gehen davon aus, dass die bisherigen Redispatch1.0-Prozesse weiterlaufen und die Redispatch2.0-Prozesse eine Ergänzung für den neuen Anlagenkreis darstellen. Wenn die Festlegung nun für alle Anlagen ab 100 kW gelten sollte, würde dies auch Großkraftwerke und Anlagen >10 MW umfassen. Für die bislang in Redispatch 1.0 eingebundenen Anlagen stellt Redispatch 1.0 eine lange verhandelte solide Basis dar, und es ist nicht verständlich, warum diese auf unerprobte Prozesse umgestellt werden sollten. Einfacher wäre es, die Anlagen mit geringeren Restriktionen an das bestehende erfolgreich laufende System automatisiert anzubinden. Es ist daher unabdingbar, dass die RD 1.0-Prozesse, die der BNetzA vom BDEW im Jahr 2019 zugegangen sind, Anlage zu dieser Festlegung werden. Anderenfalls haben nur die Prozesse für die EE- und KWK-Anlagen Festlegungscharakter, die anderen nicht. Die Zusammenführung zu einem System ist sinnvoll – aus Anlagenbetreiber/EIV-Sicht wäre es ausreichend, wenn die Formate und kundenseitigen Prozesse vereinheitlicht würden. Priorität muss dabei die Systemsicherheit haben, d.h. erst wenn eine Prüfung der neuen Prozesse durchgeführt wird und diese auch für Anlagen >10 MW anwendbar sind, darf die Umstellung kommen. Dazu wäre eine erneute Konsultation erforderlich, um die Marktseite einzubinden.	ENGIE Deutschland AG

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
21	Allgemeines			<p>Bei Redispatch 2.0 soll der „Data Provider“ eine entscheidende Schnittstelle darstellen. Als Analgenbetreiber und Direktvermarkter ist es für uns erfreulich, dass wir (immerhin einen Teil der Daten) an eine „Adresse“ kommunizieren können. Allerdings ist es extrem problematisch, dass derzeit unklar ist, was sich hinter dem „Data Provider“ verbirgt. Es muss sicher ausgeschlossen werden, dass nur teilweise unbündelte Netzbetreiber die Daten zu beliebigen Zwecken nutzen könnten. Insbesondere ist es kritisch, dass die Verteilnetzbetreiber so Zugang zu Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen erhalten und gleichzeitig in genau diesen Geschäftsfeldern selbst Aktivitäten haben. Sie haben damit eine Möglichkeit Benchmarking durchzuführen und eigene Projekte besser anbieten zu können (Batterien, Quartierslösungen, KWK und Wärmeerzeuger, EE). ENGIE stellt insbesondere die Übermittlung der Kostendaten an VNB in Frage. Für die Reihung des Abrufes werden Standardkosten mit Faktor verwendet und keine Ist-Kosten, so dass diese nicht zwingend notwendig zu übermitteln sind. Für die Abrechnung sind diese notwendig, da halten wir es für zweckmäßig, dass dieses finanzielle Settlement durch einen neutralen Dritten ohne Aktivitäten in direktem Wettbewerb zur Erzeugung (z.B. Data Provider, ÜNB) durchgeführt wird. Alternativ können</p> <p>die VNB sich vollständig entflechten, gerade mit Blick auf die EON und Innogy-Fusion. Auch würden sehr kleine VNB entlastet, die sich mit dem Prozess vielleicht gar nicht wirtschaftlich vertretbar befassen können/wollen.</p>	ENGIE Deutschland AG
22	Allgemeines			<p>Insgesamt ist es schwierig die Redispatch 2.0-Prozesse abschließend zu beurteilen, da sich erst mit den zu kommunizierenden Inhalten (Datenbedarfen) und Datenformaten ein schlüssiges Gesamtbild ergibt. So ist es z.B. aus operativer Sicht essentiell, wer festlegen kann, wie eine „Steuerbare Ressource“ gebildet wird. Wird das Teil der Stammdatenmeldung des Einsatzverantwortlichen sein? In jedem Fall muss sichergestellt werden, dass der AB/EIV ein Wahlrecht hat und dies nicht hinter betrieblichen Belangen (z.B. fehlende IT-Infrastruktur auf Netzseite, alle Anlagen hinter einem UW, etc.) zurücksteht. Sollte hier ein Übergangszeitraum notwendig sein, um den sicheren Systembetrieb nicht zu gefährden, ist das für ENGIE hinnehmbar, aber diese müssen nach einer realistischen Frist obsolet sein.</p>	ENGIE Deutschland AG

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
23	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	ENSO NETZ GmbH
24	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	ENSO NETZ GmbH
25	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“	ENSO NETZ GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	
26	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p> <p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	ENSO NETZ GmbH
27	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	ENSO NETZ GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
28	Allgemeines	Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme der Anwendung der Festlegung auf Anlagen ohne Redispatchvermögen	<p>Die Umsetzung der Marktprozesse für Anlagen, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“ sind.</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	Evonik Operations GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
29	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	EWN Entsorgungswerk für Nuklearanlagen GmbH
30	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke</p>	EWN Entsorgungswerk für Nuklearanlagen GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
31	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	<p>Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein</p> <p>nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Flughafen Düsseldorf GmbH
32	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von</p>	Flughafen Düsseldorf GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	
33	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Flughafen Köln Bonn GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
34	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Flughafen Köln Bonn GmbH
35	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“	Flughafen Köln Bonn GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	
36	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an. Jedenfalls bei einer Vielzahl von ans Netz angeschlossener Anlagen würde eine manuelle Abwicklung der Abrechnungsprozesse zu einem unnötigen Aufwand führen.</p>	Flughafen Köln Bonn GmbH
37	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung [nur AK Arealnetz: für Netze der allgemeinen Versorgung] ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Ordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	Flughafen Köln Bonn GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
38	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	<p>Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.</p> <p>Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Flughafen München GmbH
39	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“	Flughafen München GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	
40	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an. Jedenfalls bei einer Vielzahl von ans Netz angeschlossener Anlagen würde eine manuelle Abwicklung der Abrechnungsprozesse zu einem unnötigen Aufwand führen.</p>	Flughafen München GmbH
41	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1: Bei Einführung einer Übergangslösung für Netze der allgemeinen Versorgung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Ordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	Flughafen München GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
42	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Flughafen Stuttgart Energie GmbH
43	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Flughafen Stuttgart Energie GmbH
44	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an. Jedenfalls bei einer Vielzahl von ans Netz angeschlossener Anlagen würde eine manuelle Abwicklung der Abrechnungsprozesse zu einem unnötigen Aufwand führen.</p>	Flughafen Stuttgart Energie GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
45	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen
46	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen
47	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	
48	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	<p>Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.</p>	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p> <p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	<p>GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen</p>
49	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	<p>Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Ordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.</p>	<p>§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.</p>	<p>GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen</p>

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
50	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	LeineNetz GmbH
51	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	LeineNetz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
52	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	LeineNetz GmbH
53	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p>	LeineNetz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	
54	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	<p>Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.</p>	<p>§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.</p>	LeineNetz GmbH
55	Allgemeines	<p>Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.</p>	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Netzesellschaft Lübbecke mbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
56	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Netzgesellschaft Lübbecke mbH
57	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	Netzgesellschaft Lübbecke mbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
58	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p> <p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	Netzgesellschaft Lübbcke mbH
59	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Ordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	Netzgesellschaft Lübbcke mbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
60	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzzustandsprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Netzgesellschaft Potsdam GmbH
61	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Netzgesellschaft Potsdam GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
62	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	Netzgesellschaft Potsdam GmbH
63	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p>	Netzgesellschaft Potsdam GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.	
64	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	Netzgesellschaft Potsdam GmbH
65	Allgemeines		Insgesamt ist das Vorgehen mit erheblichen Aufwand und Kosten aller Beteiligten verbunden. Netzbetreiber können sowohl Redispatch Kosten umwälzen, als auch Implementierungskosten die bis zum 01.10.2021 anfallen als zusätzliche zulässige Erlöse in das Regulierungskonto einbeziehen (§34 Abs. 15 ARegV). Für die AB/EIV ist derzeit kein Ausgleich geplant. Die Kommunikationsprozesse erscheinen nicht als massengeschäftstauglich, da sie zu undefiniert sind und keine Vorgaben zu Standards beinhalten. Detaillierte und kontinuierliche Datenlieferungen ohne Nachweis des Netzbetreibers, dass diese tatsächlich notwendig sind, sind abzulehnen. Dies ist besonders kritisch, da sich viele kleinere Netzbetreiber noch nicht mit der Thematik intensiver befasst haben, sodass bei überregional agierenden Unternehmen ein erhöhter Aufwand durch bilaterale Abstimmungen zu erwarten ist. In einem Geschäftsfeld der Direktvermarkter mit geringen Margen ist es nicht zu akzeptieren, dass hier der zusätzliche Aufwand/ Kosten nicht ausgeglichen wird. Denkbar wäre hier die Marktprämie bzw. den anzulegenden Wert zu erhöhen.		Next Kraftwerke GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
66	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzzustandsprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH
67	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
68	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH
69	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p>	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	
70	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	<p>Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.</p>	<p>§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.</p>	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH
71	Allgemeines	<p>Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.</p>	<p>Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW</p>	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Stadtwerke Bad Salzungen GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
72	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH
73	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
74	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p> <p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	Stadtwerke Bad Salzflen GmbH
75	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	Stadtwerke Bad Salzflen GmbH
76	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Stadtwerke Buxtehude GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
77	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Stadtwerke Buxtehude GmbH
78	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“	Stadtwerke Buxtehude GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	
79	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p> <p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	Stadtwerke Buxtehude GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
80	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	Stadtwerke Buxtehude GmbH
81	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Stadtwerke Crailsheim GmbH
82	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Stadtwerke Crailsheim GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
83	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	Stadtwerke Crailsheim GmbH
84	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p>	Stadtwerke Crailsheim GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	
85	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	<p>Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.</p>	<p>§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.</p>	Stadtwerke Crailsheim GmbH
86	Allgemeines	<p>Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.</p>	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Stadtwerke Eschwege GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
87	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Stadtwerke Eschwege GmbH
88	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“	Stadtwerke Eschwege GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	
89	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	<p>Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.</p>	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p> <p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	Stadtwerke Eschwege GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
90	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	Stadtwerke Eschwege GmbH
91	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind. Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.	Stadtwerke Eschwege GmbH
92	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Stadtwerke Eschwege GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
93	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	Stadtwerke Eschwege GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
94	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p> <p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	Stadtwerke Eschwege GmbH
95	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	Stadtwerke Eschwege GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
96	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Aufnahme einer Regelung, die Fernwärme KWK-Anlagen generell vom Redispatch ausnimmt.	<p>Wenn an ein Netz Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse für diese Anlagen unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	Stadtwerke Flensburg GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
97	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzzustandsprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH
98	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
99	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke</p>	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH
100	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p> <p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
101	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH
102	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“	Stadtwerke Hilden GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	
103	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p> <p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	Stadtwerke Hilden GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
104	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	Stadtwerke Hilden GmbH
105	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind. Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.	Stadtwerke Homburg GmbH
106	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Stadtwerke Homburg GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
107	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	Stadtwerke Homburg GmbH
108	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p>	Stadtwerke Homburg GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	
109	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	<p>Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.</p>	<p>§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.</p>	Stadtwerke Homburg GmbH
110	Allgemeines	<p>Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.</p>	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Stadtwerke Löbau GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
111	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Stadtwerke Löbau GmbH
112	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“	Stadtwerke Löbau GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	
113	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	<p>Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.</p>	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p> <p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	Stadtwerke Löbau GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
114	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	Stadtwerke Löbau GmbH
115	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Stadtwerke Metzingen
116	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Stadtwerke Metzingen

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
117	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke</p>	Stadtwerke Metzingen
118	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p>	Stadtwerke Metzingen

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	
119	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	<p>Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.</p>	<p>§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.</p>	Stadtwerke Metzingen

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
120	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzzustandsprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Stadtwerke Passau GmbH
121	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Stadtwerke Passau GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
122	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	Stadtwerke Passau GmbH
123	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p>	Stadtwerke Passau GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	
124	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	<p>Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.</p>	<p>§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.</p>	Stadtwerke Passau GmbH
125	Allgemeines	<p>Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.</p>	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Stadtwerke Quickborn GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
126	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Stadtwerke Quickborn GmbH
127	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“	Stadtwerke Quickborn GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	
128	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p> <p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	Stadtwerke Quickborn GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
129	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	Stadtwerke Quickborn GmbH
130	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind. Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.	Stadtwerke Schweinfurt GmbH
131	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Stadtwerke Schweinfurt GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
132	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	Stadtwerke Schweinfurt GmbH
133	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p>	Stadtwerke Schweinfurt GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	
134	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	<p>Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.</p>	<p>§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.</p>	Stadtwerke Schweinfurt GmbH
135	Allgemeines	<p>Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.</p>	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	<p>Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster</p>

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
136	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster
137	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke</p>	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster
138	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p>	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	
139	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	<p>Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.</p>	<p>§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.</p>	<p>Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster</p>
140	Allgemeines	<p>Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.</p>	<p>Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW</p>	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	<p>Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH</p>

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
141	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH
142	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
143	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p> <p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH
144	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verwaltungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
145	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzzustandsprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Stadtwerke Zittau GmbH
146	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Stadtwerke Zittau GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
147	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	Stadtwerke Zittau GmbH
148	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p>	Stadtwerke Zittau GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	
149	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	<p>Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.</p>	<p>§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.</p>	Stadtwerke Zittau GmbH
150	Allgemeines	<p>Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.</p>	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
151	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
152	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	
153	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p> <p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
154	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
155	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	<p>Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind.</p> <p>Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.</p>	Teutoburger Energie Netzwerk eG
156	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	Teutoburger Energie Netzwerk eG

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
157	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	<p>Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“</p> <p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	Teutoburger Energie Netzwerk eG
158	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p>	Teutoburger Energie Netzwerk eG

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	
159	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	<p>Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.</p>	<p>§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.</p>	Teutoburger Energie Netzwerk eG
160	Allgemeines	Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW.	Die Grenze für Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie sollte sukzessive gesenkt werden.	<p>Mit zunehmender Dezentralisierung von dargebotsabhängiger Erzeugung und volatilerem Verbrauch (z.B. durch E-Mobilität und zunehmenden Anzahl von Klimaanlagen) werden die Herausforderungen im Verteilnetz weiter steigen. Da neue Anlagen über die entsprechende Technik zur Steuerung verfügen bzw. verfügen sollten, sollte die Grenze für Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie und insbesondere für neue Anlagen sukzessive gesenkt werden. Damit Netzengpässe möglichst effizient gelöst werden.</p>	UNIPER SE
161	Allgemeines	Ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden?	Es sollten alle Netzbetreiber diesen Prozess umsetzen.	<p>Alle Netzbetreiber sollten den Prozess umsetzen. Die Planung einer künftigen Erfordernis von Redispatch ist unseres Erachtens nicht trivial. Als Netznutzer muss sichergestellt sein, dass im Fall von einem erforderlichen Redispatch der Netzbetreiber diesen auch entsprechend des hier konsultierten Prozesses abwickeln kann. Es ist auszuschließen, dass aufgrund der fehlenden Implementierung des Prozesses eine abweichende Vorgehensweise angewendet wird oder Maßnahmen nach §13 Abs. 2 EnWG ergriffen werden. Dies wäre unseres Erachtens diskriminierend gegenüber anderen Netznutzern anderer Spannungsebenen oder Netzen, in denen der Prozess implementiert ist.</p>	UNIPER SE

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
162	Allgemeines		Folgende Klarstellung sollte aufgenommen werden: In der Prozessbeschreibung sollten die adressierten "EIV" und/oder "Lieferanten" durch den originär verpflichteten "Anlagenbetreiber oder einen von ihm beauftragten Dritten (z.B. EIV oder Lieferanten)" ersetzt werden. Sollte die Beschlusskammer diesem Vorschlag nicht folgen, wäre jedenfalls eine entsprechende Klarstellung dieses Begriffsverständnisses an anderer Stelle erforderlich.	Die Pflicht zur Umsetzung der Redispatchmaßnahmen und die daraus resultierenden Vergütungsansprüche richten sich entsprechend §§ 13, 13a EnWG an den Betreiber der Anlage. Die Prozessbeschreibung ist insoweit missverständlich, als sie die damit im Zusammenhang stehenden Pflichten (z.B. Nichtbeanspruchbarkeit) dem "EIV" und/oder "Lieferanten" auferlegt. Praktisch werden sie diese Pflichten jedoch nur erfüllen (dürfen), wenn sie von den Anlagenbetreiber damit beauftragt worden sind. Diese Beauftragung kann die Prozessbeschreibung jedoch nicht grundsätzlich voraussetzen. Aus diesem Grund sollten in der Prozessbeschreibung die adressierten "EIV" und/oder "Lieferanten" durch den originär verpflichteten "Anlagenbetreiber oder einen von ihm beauftragten Dritten (z.B. EIV oder Lieferant)" ersetzt werden. Sollte die Beschlusskammer diesem Vorschlag nicht folgen, wäre jedenfalls eine entsprechende Klarstellung dieses Verständnisses an anderer Stelle erforderlich.	UNIPER SE
163	Allgemeines		Nein, es sollten Industrienetzbetreiber und Netzbetreiber ohne angeschlossene NABEG-Anlagen von der Umsetzung der Prozesse ausgenommen werden. Darüber hinaus sollten auch Netzbetreiber ausgenommen werden, die nur NABEG-Anlagen in ihrem Netz haben, die dem Sonderredispatch unterfallen. Industrienetzbetreiber sind solche, die die Kriterien des § 110 Abs. 1 EnWG dem Grunde nach erfüllen. Falls dies nicht möglich erscheint sollte zumindest ein zeitlich gestufter Rollout stattfinden.	Industrienetze sind weit überwiegend durch wärmegeführte Erzeugungsanlagen geprägt und weisen daher kein wesentliches disponibles Redispatch-Potenzial auf. Für entsprechende Netzbetreiber wie auch für solche, an deren Netze keine NABEG-Anlagen oder ausschließlich NABEG-Anlagen, die dem Sonderredispatch unterfallen, angeschlossen sind, ist die die Einrichtung der Meldeprozesse unverhältnismäßig. Alternativ könnte die Meldepflicht bzw. der Meldeaufwand für Netzbetreiber zeitlich gestuft werden: 1. NB mit NABEG-Anlagen im Netz und eigenen Engpässen, 2. NB mit NABEG-Anlagen im Netz ohne eigene Engpässe, 3. NB ohne NABEG-Anlagen, 4. Industrienetzbetreiber.	VERBAND DER CHEMISCHEN INDUSTRIE e.V. - VCI
164	Allgemeines		Begrenzung des Rollout auf weniger Anlagen mit signifikanterem Redispatch-Potenzial. Die Vorgaben des Gesetzgebers sind zu umfangreich für eine praxistaugliche Umsetzung. Beispielsweise ist unklar, wie Anlagen zur Objektversorgung (bsplw. Hotels, Krankenhäuser, Wohnanlagen) und kleine Industrieanlagen prozedural in den Redispatch einbezogen werden können. Der Rollout sollte deshalb gestuft erfolgen: Zunächst sollten Anlagen identifiziert werden, die signifikantes und kosteneffizientes Redispatchpotenzial aufweisen, beispielsweise Anlagen des Typs D nach SO GL. Der Einbezug weiterer Anlagen sollte einer Evaluierung erfolgen, nachdem hinreichend Erfahrung mit der initialen Anlagenselektion gemacht wurde. Einen Überblick über die Gesamtheit der Anlagen und Selektionskriterien wie Leistung und Wärmeauskopplung bietet in Kürze das Markstammdatenregister.	Das gesamte geplante Verfahren mit allen Prozessen ist ein sehr komplexes Vorhaben, und erfordert ein reibungslose vollautomatisierte Datenlieferung und Steuerung einer Vielzahl von Beteiligten. Durch die zunehmende Abhängigkeit von IT-Anwendungen mit einer Vielzahl von Schnittstellen und Prozessbeteiligten, ist zu hinterfragen, ob der gesamte Prozess überhaupt robust genug ist, um die Systemsicherheit der Stromversorgung zu gewährleisten. Die Implementierung der IT-Systeme und Schnittstellen bei allen Beteiligten erscheint aufwendig und kostenintensiv. Im Sinne einer volkswirtschaftlich sinnvollen Lösung ist zu hinterfragen, ob diese Aufwände für nicht erneuerbare Anlagen in einer Leistungsklasse von 100 kW wirtschaftlich zumutbar sind, insbesondere wenn das Redispatch-Potenzial nur ein Bruchteil der installierten Leistung beträgt, und dadurch die Einsatzwahrscheinlichkeit sinkt.	VERBAND DER CHEMISCHEN INDUSTRIE e.V. - VCI

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
165	Allgemeines		Im Falle des Aufgreifens der lfd. Nr. 4 und lfd. Nr.2: Bei Einführung eines sukzessiven Rollout für Netze der allgemeinen Versorgung ist ebenso wie für Netzbetreiber, die aktuell noch keine NABEG-Anlagen oder nur NABEG-Anlagen, die dem Sonder-Redispatch unterfallen, im Netz haben, die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den unter den lfd. Nr. 2 und 4 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen zu einem nach NB differenzierten und zu einem zeitlich sukzessiven Roll-out folgt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	VERBAND DER CHEMISCHEN INDUSTRIE e.V. - VCI
166	Allgemeines		Grundsätzlich sollten die Investitionskosten und Betriebskosten, die Anlagenbetreibern entstehen und die nicht durch die Redispatch-Erlöse gedeckt werden (insbes. IT), von den Netzbetreibern erstattet werden. Dies spricht auch für einen selektiven Rollout.	Im Gegensatz zu Netzbetreibern können Anlagenbetreiber die entstehenden Investitionskosten, insbesondere für die IT-Infrastruktur, nicht wälzen oder durch Redispatch-Erlöse finanzieren. Anlagenbetreiber sind den Investitionskosten somit vollumfänglich exponiert. Dies gilt umso mehr, wenn für bestimmte Anlagen zu erwarten ist, dass sie nur im absoluten Ausnahmefall abgerufen werden (Sonder-Redispatch). Hier sollten die Möglichkeiten der SO GL ausgeschöpft und von einem unnötigen Verwaltungsaufbau- und aufwand abgesehen werden.	VERBAND DER CHEMISCHEN INDUSTRIE e.V. - VCI
167	Allgemeines		Klarheit bzgl. Kostenwälzung schaffen.	Es besteht derzeit keine Eindeutigkeit, wie ggü. dem Anschlussnetzbetreiber bzgl. der entstehenden Kosten verfahren wird und inwieweit die dem anfordernden Netzbetreiber entstehenden Kosten in die Übertragungsnetzebene gewälzt werden können. Die Beantwortung dieser Frage muss mit allen Marktteilnehmern erörtert werden.	VERBAND DER CHEMISCHEN INDUSTRIE e.V. - VCI
168	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW	Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausnahme für Netzbetreiber ohne Anlagen ab 100 kW zwingend. Der Aufwand für die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse steht außer Verhältnis zum beschränkten Nutzen für die Sicherstellung der Netzstabilität, wenn keine Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen sind. Sofern zukünftig Anlagen > 100 kW ans Netz angeschlossen werden sollen, könnten die Marktprozesse vom Netzbetreiber unter Einhaltung einer angemessenen Übergangsfrist eingeführt werden, um eine Umsetzung des Redispatch 2.0 zu gewährleisten. Als angemessene Übergangsfrist zur Einführung der Marktprozesse ist denkbar, die für alle Netzbetreiber geltende Einführungsfrist von rund 2,5 Jahren heranzuziehen (Zeitraum zwischen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und Inkrafttreten der Neuregelungen (13.05.2019 bis 01.10.2021)). Alternativ könnte auch die typische Dauer des Netzanschlussprozesses von Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt werden (rund 6 Monate). Damit würde ein nachvollziehbarer, überprüfbarer und sachgerechter zeitlicher Vorlauf für die Prozessimplementierung garantiert und gleichzeitig eine rechtmäßige, weil verhältnismäßige, Regelung geschaffen.	WSW Netz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
169	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ohne Redispatch-Maßnahmen	Wenn in einem Netz keine Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, dann wäre die Einführung und Vorhaltung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Maßgeblich für die Bewertung, ob zukünftig Redispatch-Maßnahmen zu erwarten sind, sollte eine historische Betrachtungsweise sein. Haben in der Vergangenheit keine Einspeisemanagement-Maßnahmen stattgefunden bzw. waren Anlagen im Netz in der Vergangenheit nicht vom Redispatch betroffen, wäre die Umsetzung der Marktprozesse unverhältnismäßig. Sofern sich auf Basis der Netzzustandsanalyse abzeichnet, dass zukünftig Redispatch-Abrufe zu erwarten sind, wäre eine Einführung der Marktprozesse unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist (siehe Vorschlag in Ziffer 1) zielführend und würde eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Festlegung gewährleisten.	WSW Netz GmbH
170	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Ausnahme für Netzbetreiber ausschließlich mit Anlagen ohne Redispatch-Vermögen	Wenn an ein Netz ausschließlich Anlagen angeschlossen sind, die über kein Redispatch-Vermögen verfügen, wäre eine Umsetzung der Marktprozesse durch den betroffenen Netzbetreiber unverhältnismäßig. Betroffen sind hiervon insbesondere hocheffiziente KWK-Anlagen, die mangels Redispatch-Vermögen nach aktueller Praxis in Fortführung der Regelungen aus Tenorziffer 2 und 3 der (inzwischen aufgehobenen) Festlegung vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11-098) nicht für den Redispatch herangezogen werden dürfen. Danach dürfen KWK-Anlagen nur zum Redispatch herangezogen werden, die über disponible, d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung“ unterworfen sind (Tenorziffer 2). Nach Tenorziffer 3 sind „Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, [sind] für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen.“	WSW Netz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Bei der Redispatchfähigkeit von KWK-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass ein allgemeiner Redispatch von KWK-Anlagen bis in den Stillstand bei hohem Wärme- oder Prozessdampfbedarf trotz des Vorhandenseins von Ersatzkesseln zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen kann und hohe materielle Schäden und Gefährdungen entstehen können.</p> <p>Für eine Fortsetzung der bisherigen Praxis spricht, dass der Grundgedanke der Neuregelungen darin liegt, die Gesamtkosten für den Erhalt der Systemstabilität im Falle eines Engpasses gering zu halten. Für die zukünftige Rechtslage ab 01.10.2021 finden sich in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 19/7375, S. 53 f.) ebenfalls Hinweise, dass KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen ausgenommen sein soll, wenn der wärmegeführte Teil nicht flexibel ersetzt werden kann. Dementsprechend sieht Art. 13 Abs. 6 lit. b) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO-EU 2019/943) vor, dass nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich vom Redispatch ausgenommen sein soll.</p>	
171	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	<p>Die Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW ist nur sinnvoll, sofern Anlagen bis 100 kW komplett vom Redispatch ausgenommen sind. Die bloße Ausnahme von massengeschäftstauglichen Prozessen führt zu Mehraufwand bei der Abwicklung, jedenfalls, wenn eine Vielzahl solcher Anlagen am Netz angeschlossen ist und aggregiert/geclustert abgerufen werden.</p>	<p>Aus unserer Sicht wäre die vollständige Ausnahme von Anlagen bis 100 kW zu begrüßen, weil der mit der Implementierung der Umsetzungsprozesse verbundene Kostenaufwand unverhältnismäßig ist.</p> <p>Sollte die Beschlusskammer hingegen der Auffassung sein, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW verpflichtend dem Redispatch zu unterwerfen sind, aber nur die zur Konsultation gestellten Marktprozesse nicht gelten sollen, sehen wir dies als problematisch an.</p> <p>Wäre die Anwendung der massengeschäftstauglichen Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen nicht verpflichtend, würde gerade bei einer Vielzahl relativ kleiner Anlagen ein höherer manueller Aufwand für Netzbetreiber, insbesondere bei der Abrechnung von Entschädigungszahlungen, entstehen. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW selten isoliert für den Redispatch herangezogen werden, sondern mit anderen Anlagen zu steuerbaren Ressourcen bzw. Clustern zusammengefasst und daher de facto nur aggregiert zum Redispatch herangezogen werden. Die manuelle Abwicklung der erforderlichen Abrechnungsprozesse dürfte im Gegensatz zur massengeschäftstauglichen Abwicklung durch Nutzung der vorliegend konsultierten Marktprozesse deutlich ineffizienter sein.</p>	WSW Netz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
172	Allgemeines	siehe unter Nr. 1	Zu Nr. 1 und Nr. 2: Bei Einführung einer Übergangslösung ist die Regelung des § 34 Abs. 15 ARegV zu beachten. Zur Anerkennung der Implementierungskosten auch nach dem Stichtag 01.10.2021 ist eine Verordnungsänderung bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Anerkennung notwendig.	§ 34 Abs. 15 ARegV regelt die Anerkennung der Implementierungskosten für die Einführung von Umsetzungsmaßnahmen des Redispatch 2.0 für den Zeitraum bis zum Umsetzungsdatum 01.10.2021. Soweit die Beschlusskammer den in Ziffer 1 und 2 dieser Stellungnahme aufgenommenen Vorschlägen folgt und eine angemessene Übergangsregelung für die Einführung der Marktprozesse anerkennt, ist eine Anerkennung der nach dem 01.10.2021 entstehenden Implementierungskosten sicherzustellen, um eine verhältnismäßige Festlegung zu gewährleisten.	WSW Netz GmbH
173	I. Begriffe	Sofern TR über eine gemeinsame technische Steuerungseinrichtung durch den Netzbetreiber steuerbar sind, müssen diese TR zu einer steuerbaren Ressource zusammengefasst werden	Sofern TR über eine gemeinsame technische Steuerungseinrichtung durch den Netzbetreiber steuerbar sind, müssen diese TR zu einer steuerbaren Ressource zusammengefasst werden. Sofern in dieser Konstellation mehrere Anlagenbetreiber betroffen sind, benennen sie einen gemeinsamen EIV.		50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
174	I. Begriffe	Werktag; darunter sind alle Tage zu verstehen, die kein Samstag, Sonntag oder gesetzlicher Feiertag sind. Wenn in einem Bundesland ein Tag als Feiertag ausgewiesen wird, gilt dieser Tag bundesweit als Feiertag. Der 24.12. und der 31.12. eines jeden Jahres gelten als Feiertage.		Wäre es nicht sinnvoller, auf gleichlautende Definitionen in anderen Dokumenten zu verweisen? Damit würde bei einer Änderung des externen Dokumentes keine Anpassung dieses Dokumentes notwendig werden.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
175	I. Begriffe		<p>Ergänzung: Für Anlagen, die zur Planungsdatenlieferung gemäß SOGL* (stand August 2020) verpflichtet sind, sind die bestehenden Prozesse zur Datenübermittlung als auch zur Vorbereitung, Abstimmung und Aktivierung der Redispatch-Maßnahmen über den 1. Oktober 2021 hinaus zu nutzen. Dies gilt so lange bis sich NB und AB/EIV auf Grundlage einer erprobten Prozessbasis und nachgelagert zur Integration der Anlagen, die neu in den Redispatch gemäß NABEG 2.0 einzubeziehen sind, einvernehmlich auf eine Überführung o.g. Anlagen in die RD2.0-Prozesse einigen. Die Prozesse zwischen den Netzbetreibern gemäß des durch den BDEW im Rahmen der Branchenlösung zum Redispatch 2.0 unterbreiteten Netzbetreiberkoordinationskonzepts bleiben davon unberührt.</p> <p>*Konventionelle Anlagen > 10 MW, Laufwasser >10 MW und Biomasse >10 MW mit konv. Anteil <10 MW sowie + EE in HöS gemäß SO GL Anlage 03A, Punkt 7 (Datenumfang), letzte Aktualisierung vom 21 April 2020 Eine Erweiterung auf zusätzliche Anlagen ist im Rahmen der SOGL-Implementierungsvorschriften nicht vorgesehen</p>	<p>Für Anlagen, die zur Planungsdatenlieferung gemäß SOGL* (stand August 2020) verpflichtet und im heutigen RD-Prozess berücksichtigt sind, existiert bereits ein gut funktionierender eingeschwungener Prozess, der sowohl für die Datenübermittlung als auch für die Abstimmung der RD-Maßnahmen gut und sicher funktioniert.</p> <p>Für SO GL Anlagen die mit NABEG 2.0 in den RD-Prozess integriert werden, sollte weiterhin zwingend an den bestehenden Datenaustauschprozess gemäß SO GL festgehalten werden. Da diese Daten die Grundlage für viele weitere Systemführungsprozesse bilden. Mit Ausnahme der Datenaustauschprozesse sind für diese Anlagen die im RD 2.0 beschriebenen Prozesse anzuwenden.</p> <p>Für Anlagen die nicht von der SO GL umfasst sind aber durch das NABEG 2.0 in den RD-Prozess integriert werden, sollte diese zu Grunde liegende Festlegung uneingeschränkt gelten.</p>	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
176	I. Begriffe	anweisender Netzbetreiber (anwNB) Netzbetreiber, der im Rahmen einer Redispatch-Maßnahme den EIV zur Wirkleistungsanpassung anweist (Aufforderungsfall) oder die Wirkleistungsanpassung einer TR ausführt (Duldungsfall). Der anweisende Netzbetreiber ist im Regelfall der ANB, sofern nicht anders vereinbart.	anweisender Netzbetreiber (anwNB) Netzbetreiber, der im Rahmen einer Redispatch-Maßnahme den EIV zur Wirkleistungsanpassung anweist (Aufforderungsfall) oder die Wirkleistungsanpassung einer TR SR ausführt (Duldungsfall). Der anweisende Netzbetreiber ist im Regelfall der ANB, sofern nicht anders vereinbart.	Abruf erfolgt immer auch Ebene der SR	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
177	I. Begriffe	Betroffener Netzbetreiber: Netzbetreiber, der Veränderungen des Lastflusses in seinem Netz durch Wirkleistungsanpassung einer steuerbaren Ressource erfährt.	Betroffener Netzbetreiber: Netzbetreiber, der Veränderungen des Lastflusses in seinem Netz durch Wirkleistungsanpassung einer steuerbaren Ressource erfährt. Hinweis: Ohne weitere Absprache gelten der ANB und alle ihm in der Kaskade vorgelagerten NB als betroffene NB.	Hinzufügung des Hinweis zur Präzisierung.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
178	I. Begriffe	Bearbeitungszeit: Zeit von Eingang einer Aufforderung zur Umsetzung einer RD-Maßnahme beim EIV bis zur Initiierung der technischen Umsetzung in der steuerbaren Ressource.	Bearbeitungszeit: Zeit von Eingang einer Aufforderung zur Umsetzung einer RD-Maßnahme beim EIV bis zur Initiierung der technischen Umsetzung in der steuerbaren Ressource.	Im Duldungsfall besteht keine solche Zeit bei einem EIV (Definition beinhaltet so also beide Fälle).	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
179	I. Begriffe	zu ergänzen	Planwertmodell: Im Planwertmodell werden die Erzeugungsprognosen durch den EIV erstellt und an die betroffenen Netzbetreiber übermit-telt, so dass entsprechende ex-ante Fahrpläne (gemeldete Planungsdaten) verfügbar sind. Die Bilanzierung erfolgt auf Basis der ausgetauschten Fahrpläne. Die Zuordnung zum Planwertmodell sieht außerdem vorgela-gert das Durchlaufen einer Evaluierungsphase zur Feststellung der Prognosegüte und anschließend einen beidseitigen Pro-zessaufbau zwischen EIV und NB vor (siehe hierzu “Kriterienkatalog “Planwertmodell”)	Vorschlag, beide Modelle aus Übersichtsgründen in Begriffsbestimmungen mitaufzunehmen	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
180	I. Begriffe	zu ergänzen	Prognosemodell: Im Prognosemodell werden keine Erzeugungsprognosen durch den EIV erstellt und an die betroffenen NB übermittelt, so dass dementsprechend keine ex-ante Fahrpläne (gemeldete Planungsdaten) verfügbar sind. Die Bilanzierung erfolgt ex-post auf Basis der berechneten Ausfallarbeit im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung.	Vorschlag, beide Fälle Modelle aus Übersichtsgründen in Begriffsbestimmungen mitaufzunehmen	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
181	I. Begriffe	zu ergänzen	Aufforderungs- und Duldungsfall: Der Duldungsfall bezeichnet die Situation, in der der anweisende Netzbetreiber den Einsatzverantwortlichen über die Arbeitspunktveränderung der steuerbaren Ressource informiert und die Steuerung der steuerbaren Ressource durchführt. Der Aufforderungsfall bezeichnet die Situation, in der der anweisende Netzbetreiber den Einsatzverantwortlichen auffordert, den Arbeitspunkt seiner steuerbaren Ressource zu verändern und die Steuerung der steuerbaren Ressource durchzuführen.	Vorschlag, beide Fälle aus Übersichtsgründen in Begriffsbestimmungen mitaufzunehmen	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
182	I. Begriffe	Umsetzungszeit: Zeit vom Eingang des Signals in der steuerbaren Ressource bis zum Erreichen des in der Aufforderung enthaltenen neuen Arbeitspunktes. Im Wesentlichen wird die Umsetzungszeit vom Lastgradient (der Laständerungsgeschwindigkeit) der steuerbaren Ressource bestimmt und wird in den technischen Stammdaten angegeben.	Umsetzungszeit: Zeit vom Eingang des Signals in der steuerbaren Ressource bis zum Erreichen des in der Aufforderung enthaltenen neuen Arbeitspunktes. Im Wesentlichen wird die Umsetzungszeit vom Lastgradient (der Laständerungsgeschwindigkeit) der steuerbaren Ressource bestimmt und wird in den technischen Stammdaten angegeben.	Gehört aktuell nicht zu den Datenbedarfen in den Stammdaten und auch nicht vorgesehen. Die Umsetzungszeit wird durch Berechnung ermittelt, die Faktoren zur Berechnung werden durch die Stammdaten übermittelt.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
183	I. Begriffe	Werktag; darunter sind alle Tage zu verstehen, die kein Samstag, Sonntag oder gesetzlicher Feiertag sind. Wenn in einem Bundesland ein Tag als Feiertag ausgewiesen wird, gilt dieser Tag bundesweit als Feiertag. Der 24.12. und der 31.12. eines jeden Jahres gelten als Feiertage.	Hinzufügen unter Abkürzungen: Der Werktag (WT) ist gemäß der BNetzA-Festlegung „Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE)“ definiert.	Anpassung entspricht anderen Festlegungen der BNetzA.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
184	I. Begriffe		Tabelle Alphabetisch sortieren. Die Position von Aufforderungsfall passt z.B. nicht.		Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
185	I. Begriffe	anweisender Netzbetreiber (anwNB) Netzbetreiber, der im Rahmen einer Redispatch-Maßnahme den EIV zur Wirkleistungsanpassung anweist (Aufforderungsfall) oder die Wirkleistungsanpassung einer TR ausführt (Duldungsfall). Der anweisende Netzbetreiber ist im Regelfall der ANB, sofern nicht anders vereinbart.	anweisender Netzbetreiber (anwNB) Netzbetreiber, der im Rahmen einer Redispatch-Maßnahme den EIV zur Wirkleistungsanpassung anweist (Aufforderungsfall) oder die Wirkleistungsanpassung einer SR ausführt (Duldungsfall). Der anweisende Netzbetreiber ist im Regelfall der ANB, sofern nicht anders vereinbart.	Abruf erfolgt immer auch Ebene der SR	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
186	I. Begriffe		Im Planwertmodell werden die Erzeugungsprognosen durch den EIV erstellt und an die betroffenen Netzbetreiber übermittelt, so dass entsprechende ex-ante Fahrpläne (gemeldete Planungsdaten) verfügbar sind. Die Bilanzierung erfolgt auf Basis der ausgetauschten Fahrpläne. Die Zuordnung zum Planwertmodell sieht außerdem vorgelagert das Durchlaufen einer Evaluierungsphase zur Feststellung der Prognosegüte und anschließend einen beidseitigen Prozessaufbau zwischen EIV und NB vor (siehe hierzu "Kriterienkatalog "Planwertmodell")	in den Begriffen fehlen Definitionen für Planwertmodell und Prognosemodell	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
187	I. Begriffe		Im Prognosemodell werden keine Erzeugungsprognosen durch den EIV erstellt und an die betroffenen NB übermittelt, so dass dementsprechend keine ex-ante Fahrpläne (gemeldete Planungsdaten) verfügbar sind. Die Bilanzierung erfolgt ex-post auf Basis der berechneten Ausfallarbeit im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung.	in den Begriffen fehlen Definitionen für Planwertmodell und Prognosemodell	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
188	I. Begriffe	Bearbeitungszeit Zeit von Eingang einer Aufforderung zur Umsetzung einer Redispatch- Maßnahme beim EIV bis zur Initiierung der technischen Umsetzung in der steuerbaren Ressource.	Bearbeitungszeit Zeit von Eingang einer Aufforderung zur Umsetzung einer Redispatch- Maßnahme beim EIV im Aufforderungsfall bzw. beim anweisenden NB im Duldungsfall bis zur Initiierung der technischen Umsetzung in der steuerbaren Ressource.	Fallunterscheidung erforderlich (alternativ: auch EIV weglassen und nur das WAS beschreiben, ohne wer)	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
189	I. Begriffe	betroffener Netzbetreiber ...	betroffener Netzbetreiber ... Ohne weitere Absprache gelten der ANB mit angeschlossener TR/SR und alle ihm in der Kaskade vorgelagerten NB als betroffene NB.	Präzisierung für Default ergänzen	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
190	I. Begriffe	Umsetzungszeit Zeit vom Eingang des Signals in der steuerbaren Ressource bis zum Erreichen des in der Aufforderung enthaltenen neuen Arbeitspunktes. Im Wesentlichen wird die Umsetzungszeit vom Lastgradienten (der Laständerungsgeschwindigkeit) der steuerbaren Ressource bestimmt und wird in den technischen Stammdaten angegeben	Umsetzungszeit Zeit vom Eingang des Signals in der steuerbaren Ressource bis zum Erreichen des in der Aufforderung enthaltenen neuen Arbeitspunktes. Im Wesentlichen wird die Umsetzungszeit vom Lastgradienten (der Laständerungsgeschwindigkeit) der steuerbaren Ressource bestimmt und wird in den technischen Stammdaten angegeben	bisher im Datenbedarf nicht als Info-Punkt vorgesehen (ergibt sich aus anderen Angaben)	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
191	I. Begriffe	Anschlussnetzbetreiber Netzbetreiber, an dessen Netz eine TR angeschlossen ist; ist die TR an eine Kundenanlage oder Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen, der Netzbetreiber, an dessen Netz die Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen ist.	Anschlussnetzbetreiber Netzbetreiber, an dessen Netz eine TR unmittelbar angeschlossen ist; ist die TR an eine Kundenanlage oder Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen, so ist der ANB der Netzbetreiber, an dessen Netz die Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen ist.	redaktioneller Vorschlag	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
192	I. Begriffe	Die Definition des Lieferanten sollte angepasst werden. Idealerweise sollte auf die Legaldefinition in § 2 Nr. 5 StromNZV verwiesen werden. Die Ausführungen der konsultierten Definition sind unseres Erachtens nicht ideal und könnten zu Missverständnissen führen.			EFET Deutschland
193	I. Begriffe	"Aufnahme eines weiteren Begriffes"	Erfüllungshemmniss: technisch bedingte, zum angeforderten Zeitpunkt zeitweise Unmöglichkeit der Umsetzung einer angeforderten Maßnahme durch den Netzbetreiber.	siehe Punkt 4 sowie Punkt 3.1.3. der VDE-AR-N 4140 "Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen", die das gleiche Ziel verfolgt wie Redispatch 2.0	Evonik Operations GmbH
194	I. Begriffe	Der Aufforderungsfall bezeichnet die Situation, in der der anweisende Netzbetreiber den Einsatzverantwortlichen auffordert, den Arbeitspunkt seiner steuerbaren Ressource zu verändern. Hinweis: Der Aufforderungsfall entspricht dem Vorgehen beim aktuellen Redispatch mit konventionellen Einheiten.		Analog zum Duldungsfall muss hier "Im Aufforderungsfall ist bei fluktuierenden Erzeugungsanlagen standardmäßig eine limitierende P_soll-Anweisung" vorzusehen.	QUADRA Energy GmbH
195	I. Begriffe	Für den Duldungsfall gilt: Sofern TR über eine gemeinsame technische Steuerungseinrichtung durch den Netzbetreiber steuerbar sind, müssen diese TR zu einer steuerbaren Ressource zusammengefasst werden.	Für den Duldungsfall gilt: Sofern TR über eine gemeinsame technische Steuerungseinrichtung durch den Netzbetreiber steuerbar sind, durch einen einheitlichen EIV vertreten werden und dem gleichen Bilanzkreis zugewiesen sind, müssen diese TR zu einer steuerbaren Ressource zusammengefasst werden.	Es muss sichergestellt werden, dass die Ankündigung einer RD-Maßnahme für eine steuerbare Ressource bei allen beteiligten EIV/BKV/BTR ankommt und durch diese abgerechnet und bilanziell korrekt berücksichtigt werden kann. Somit müssen hinter einer durch den NB steuerbaren SR auch im Duldungsfall EIV-/BKV-scharfe SR gebildet werden und, streng genommen, separate RD-Maßnahmen angekündigt und durchgeführt werden. Ohne diese Voraussetzung ist eine Kombination mit dem Planwertverfahren ausgeschlossen.	QUADRA Energy GmbH
196	I. Begriffe	Aufforderungsfall [...] Duldungsfall [...]	Abgleich mit Anlage 1	Warum werden in den Anlagen 1 und 2 unterschiedliche Begriffsdefinitionen verwendet?	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
197	I. Begriffe	Der LF beliefert Marktllokationen, die Energie verbrauchen, und nimmt die Energie von Marktllokationen ab, die Energie erzeugen. Der LF ist finanziell verantwortlich für den Ausgleich zwischen den bilanzierten und gemessenen Energiemengen von den nach Standardlastprofil bilanzierten Marktllokationen. Hinweis: Ein Direktvermarkter ist auch ein LF im Sinne dieses Rollenmodells.	Der LF beliefert Marktllokationen, die Energie verbrauchen, und nimmt die Energie von Marktllokationen ab, die Energie erzeugen.	Die Definition des Lieferanten muss angepasst werden. Idealerweise würde auf die Legaldefinition in § 2 Nr. 5 StromNZV verwiesen. Die Ausführungen der konsultierten Definition zum Ausgleich von Mehr-Minderungen für die Belieferung von SLP sind im Rahmen des Redispatches vollständig verzichtbar, weil das Redispatch keine Marktllokationen mit SLP erfasst.	UNIPER SE

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
198	I. Begriffe	technische Ressource (TR): Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie gemäß § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG.	Eine technische Ressource ist nicht auf eine Erzeugungseinheit beschränkt.	Ein Sonderredispatch mit industriellen KWK-Anlagen findet in der Regel nicht mit einer technischen Ressource (Stromerzeugungsanlage) statt, sondern in engen Grenzen mit einer Kombination von mehreren Erzeugungsanlagen sowie alternativen Wärmeerzeugern. Der Fahrplan ist der Saldo aus Verbrauch - Erzeugung (FC-CONS - FC-PROD). Lediglich auf diesem saldierten Fahrplan kann ein Redispatch angewendet werden, nicht auf eine einzelne technische Ressource. Da der Saldo auch negativ sein kann, funktionieren die Formeln zur Ermittlung der Leistung nicht. Die reale technische Komplexität der Einbeziehung industrieller KWK in den Redispatch lässt sich nicht mit dem im Konsultationsentwurf verwendeten Standarddefinitionen abbilden. Diese sind ausschließlich für den regulären Redispatch (Standard-Redispatch) anwendbar.	VERBAND DER CHEMISCHEN INDUSTRIE e.V. - VCI
199	II. Basisdatenaustausch und Abrufprozesse	Die Prozessbeschreibungen zum Basisdatenaustausch und zu den Abrufprozessen regeln das „Wie“ der Kommunikation zwischen verschiedenen Akteuren. Zu den rechtlichen Grundlagen und den Verantwortlichkeiten für das „Ob“ der Kommunikation trifft dieses Kapitel keine Aussage.	Grundsätzlich wäre auch das "Ob" zu regeln. Im Gegensatz dem zur Konsultation gestellten Festlegungsentwürfen enthält die BDEW-Branchenlösung auch den Tatbestand des "Sonder-Redispatch" welcher außerhalb der gemeldeten freien Redispatch-Vermögen abgewickelt wird. Für Sonder-Redispatch wären keine regelmäßigen Meldungen notwendig, sondern lediglich eine Statusmeldung des Redispatchvermögens, welche nur bei Änderung aktualisiert würde. Hierzu geben die Vorgaben der SO GL Spielraum.	<p>Die für reguläre Redispatchmaßnahmen erforderliche Disponibilität ist bei industriellen KWK-Anlagen aufgrund der wärmegeführten Betriebsweise i.d.R. nicht gegeben. Industrielle KWK dienen i.d.R. der Nutzwärmebereitstellung und -besicherung in Kraft-Wärme-Kälte-Verbünden. Die Auslegung der Wärmebesicherung folgt dem (n-1)-Kriterium. Dies wirkt sich zwingend auf die Disponibilität der Stromerzeugung aus. In Kraft-Wärme-Kälte-Verbünden ist die Verfügbarkeit wärmeseitiger Flexibilitäten, wie Entnahmekondensation oder Spitzenkessel nicht prognostizierbar, da die Abwärmeeinspeisung aus Produktionsanlagen in das Wärmenetz des jeweiligen Standorts kurzfristigen und nicht planbaren Schwankungen unterworfen ist. Insbesondere ungeplante Produktionsausfälle mit infolge unterbleibender Abwärmebereitstellung stellen stochastische Anforderungen an die Nutzwärmebesicherung. Überdies sind industrielle KWK-Anlagen häufig in die thermische Verwertung von Abfällen und Reststoffen (d.h. Ersatzbrennstoffe) eingebunden. Der Einsatz von KWK ist an dieser Stelle alternativlos, da die Entsorgung der anfallenden Ersatzbrennstoffe über Sicherheitseinrichtungen, wie beispielsweise Fackelbetrieb, nur innerhalb enger Genehmigungsgrenzen – d.h. innerhalb vorab genehmigter Entsorgungswege –</p> <p>angewendet werden darf. Der Einsatz entsprechender Sicherheitseinrichtungen ist in jedem Einzelfall meldepflichtig und zieht eine behördliche Prüfung der Rechtmäßigkeit gemäß BImSchG nach sich. In der Konsequenz müsste für einen Einsatz industrieller KWK-Anlagen im Rahmen des regulären Redispatches regelmäßig ein Abfahren der Produktion am jeweiligen Standort in Kauf genommen werden. Dies würde erhebliche unverhältnismäßige Kosten generieren. Entsprechende Anlagen sollten deshalb ausschließlich im Rahmen des Sonder-Redispatch berücksichtigt werden. Der Umgang mit wärmegeführten Erzeugungsanlagen ist geübte Praxis in bestehenden Meldeprozessen, wie GLDPM und KWEP-1.</p>	Evonik Operations GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
200	II. Basisdatenaustausch und Abrufprozesse	Der DP empfängt und übermittelt Informationen.		Die Rolle des Data Providers hat keine gesetzliche Grundlage und wird als Mittler zwischen BTR/BKV/EIV und NB abgelehnt. Es können sich potentiell absurde Situationen ergeben, in denen die Datenlieferverpflichtung AB/EIV an den NB und umgekehrt durch einen DP korrumpiert wird, gegen den es keine regulatorische Handhabe gibt. Wir fordern nachdrücklich, einen DP ohne Marktrolle vollständig aus den regulatorischen Prozessen und Use-Cases zu entfernen. Es obliegt jedem AB/EIV/NB, die notwendigen Prozesse entweder selbständig und eigenverantwortlich durchzuführen oder nach eigenem Ermessen einen DP als Dienstleister einzubeziehen. Ein potentielles Dienstleistungsverhältnis kann und darf hier nicht geregelt werden.	QUADRA Energy GmbH
201	II. Basisdatenaustausch und Abrufprozesse	Der Datenaustausch zu Abwicklung dieser Prozesse erfolgt [...]	Der Datenaustausch zur Abwicklung dieser Prozesse erfolgt [...]	Korrektur	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
202	II. Basisdatenaustausch und Abrufprozesse	Die Prozessbeschreibungen zum Basisdatenaustausch und zu den Abrufprozessen regeln das „Wie“ der Kommunikation zwischen verschiedenen Akteuren. Zu den rechtlichen Grundlagen und den Verantwortlichkeiten für das „Ob“ der Kommunikation trifft dieses Kapitel keine Aussage.	Grundsätzlich wäre auch das "Ob" zu regeln. Im Gegensatz dem zur Konsultation gestellten Festlegungsentwürfen enthält die BDEW-Branchenlösung auch den Tatbestand des "Sonder-Redispatch" welcher außerhalb der gemeldeten freien Redispatch-Vermögen abgewickelt wird. Für Sonder-Redispatch wären keine regelmäßigen Meldungen notwendig, sondern lediglich eine Statusmeldung des Redispatchvermögens, welche nur bei Änderung aktualisiert würde. Hierzu geben die Vorgaben der SO GL Spielraum.	Die für reguläre Redispatchmaßnahmen erforderliche Disponibilität ist bei industriellen KWK-Anlagen aufgrund der wärmegeführten Betriebsweise i.d.R. nicht gegeben. Industrielle KWK dienen i.d.R. der Nutzwärmebereitstellung und -besicherung in Kraft-Wärme-Kälte-Verbünden. Die Auslegung der Wärmebesicherung folgt dem (n-1)-Kriterium. Dies wirkt sich zwingend auf die Disponibilität der Stromerzeugung aus. In Kraft-Wärme-Kälte-Verbünden ist die Verfügbarkeit wärmeseitiger Flexibilitäten, wie Entnahmekondensation oder Spitzenkessel nicht prognostizierbar, da die Abwärmeeinspeisung aus Produktionsanlagen in das Wärmenetz des jeweiligen Standorts kurzfristigen und nicht planbaren Schwankungen unterworfen ist. Insbesondere ungeplante Produktionsausfälle mit infolge unterbleibender Abwärmebereitstellung stellen stochastische Anforderungen an die Nutzwärmebesicherung. Überdies sind industrielle KWK-Anlagen häufig in die thermische Verwertung von Abfällen und Reststoffen (d.h. Ersatzbrennstoffe) eingebunden. Der Einsatz von KWK ist an dieser Stelle alternativlos, da die Entsorgung der anfallenden Ersatzbrennstoffe über Sicherheitseinrichtungen, wie beispielsweise Fackelbetrieb, nur innerhalb enger Genehmigungsgrenzen – d.h. innerhalb vorab genehmigter Entsorgungswege –	VERBAND DER CHEMISCHEN INDUSTRIE e.V. - VCI

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				angewendet werden darf. Der Einsatz entsprechender Sicherheitseinrichtungen ist in jedem Einzelfall meldepflichtig und zieht eine behördliche Prüfung der Rechtmäßigkeit gemäß BImSchG nach sich. In der Konsequenz müsste für einen Einsatz industrieller KWK-Anlagen im Rahmen des regulären Redispatches regelmäßig ein Abfahren der Produktion am jeweiligen Standort in Kauf genommen werden. Dies würde erhebliche unverhältnismäßige Kosten generieren. Entsprechende Anlagen sollten deshalb ausschließlich im Rahmen des Sonder-Redispatch berücksichtigt werden. Der Umgang mit wärmegeführten Erzeugungsanlagen ist geübte Praxis in bestehenden Meldeprozessen, wie GLDPM und KWEP-1.	
203	II. 1 Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte	Anschlussnetzbetreiber		Es gibt derzeit keine Marktrolle ANB beim BDEW. Ebenso wenig gibt es den DP.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
204	II. 1 Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte	Der EIV plant und führt den Einsatz einer TR durch und übermittelt ihre Fahrpläne.	Der EIV plant und führt den Einsatz der einer SR zugeordneten TR durch und übermittelt die zugehörigen Fahrpläne	Aggregationspunkt für TR ist die SR, auf diesem Aggregationslevel werden Planungsdaten ausgetauscht	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
205	II. 1 Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte	Data Provider		Wir gehen davon aus, dass es für den gesamten Datenaustausch genau einen Data Provider geben wird über den sämtliche Kommunikation zum Netzbetreiber erfolgt. Für deutschlandweit agierenden Marktteilnehmer würde es einen erheblichen zusätzlichen Aufwand bedeuten, wenn für jede steuerbare Ressource / Anlage ein anderer Data Provider mit einer separaten Kommunikation aufgebaut werden müsste.	BayWa r.e. Clean Energy Sourcing GmbH
206	II. 1 Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte	Tabelle.	Löschung der Tabelle. Rollen -Bilanzkoordinator (BiKo) -Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) -Betreiber der technischen Ressource (BTR) -Einsatzverantwortlicher (EIV) -Lieferant (LF) -Netzbetreiber NB) Objekte -Bilanzkreis (BK) -Marktlotation (Malo) -Technische Ressource (TR) -Steuerbare Ressource SR)	Die Darstellung der Objekte und Rollen wurde angepasst an die bestehenden Festlegungen, wie z.B. MaBiS, GPKE.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
207	II. 1 Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte	Einsatzverantwortlicher (EIV) Der EIV plant und führt den Einsatz einer TR durch und über- mittelt ihre Fahrpläne.	Einsatzverantwortlicher (EIV) Der EIV plant und führt den Einsatz einer SR durch und über- mittelt ihre Fahrpläne.	Objekt der Planungsdaten ist die SR	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
208	II. 1 Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte		Steuerbare Ressource Gruppe von einer oder mehrerer TR, die nach bestimmten Regeln zusammengefasst sind.	es fehlt das Objekt SR	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
209	II. 1 Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte	Data Provider (DP) Der DP empfängt und übermittelt Informationen.	Data Provider (DP) Der DP empfängt und übermittelt Informationen. Der Data Provider ist der ANB, sofern der ANB die Rolle nicht an Dritte übergibt.	Durch Schaffung der neuen Marktrolle des Data Providers ist nicht ausreichend geklärt, wer standardmäßig diese Rolle einnimmt. Dies sollte festgelegt werden, um Klarheit und Rechtssicherheit im neuen Redispatchregime zu schaffen. Die Rolle sollte dabei dem Netzbetreiber zugewiesen werden, bei dem die Anlage, für die Daten/Informationen ausgetauscht werden, angeschlossen ist. Prozessual ist als einziger immer der ANB betroffen, da er Daten des EIV anreichern und weiterleiten muss. Nur dem ANB liegen die benötigten Informationen zum Anschlusspunkt vor und nur er kann somit die Daten plausibilisieren.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
210	II. 1 Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte	...Basis für die Bilanzkreisabrechnung.	Ergänzung nach Satzende: Der ANB ist gleichzeitig der grundzuständige Data Provider.	Damit erfolgt die Zuweisung der "Grundzuständigkeit" zum ANB. Diese geht einher mit der Begründung zur Änderung der Definition des DP.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
211	II. 1 Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte	Der DP empfängt und übermittelt Informationen.	Ergänzung nach Satzende: Der Data Provider ist im Regelfall der ANB, sofern der ANB die Rolle nicht an Dritte übergibt. Für die Kommunikation mit den EIV bzw. Anlagenbetreiber ist von den ANB bzw. Data Providern ein bundesweiter Single Point of Contact auszuprägen.	<p>Durch Schaffung der neuen Marktrolle des Data Providers ist nicht ausreichend geklärt, wer standardmäßig diese Rolle einnimmt. Dies sollte festgelegt werden. Die Rolle sollte dem Netzbetreiber zugewiesen werden bei dem die Anlage angeschlossen ist. Damit werden auch die Einträge in Hinweis/Bemerkung unter</p> <p>2.1.2 Nr.2, 2.2.2 Nr.1, 2.3.2 Nr.2, 2.4.2 Nr.1, 2.5.2 Nr.2, 2.6.2 Nr.2, 2.7.2 Nr.2, 3.1.2 Nr.1,4,5 3.2.2 Nr.1 3.3.2 Nr.1 3.4.2 Nr.1 nachvollziehbar bzw. umsetzbar.</p> <p>Der Single Point of Contact (Postverteilkonzept: PVK) für den Markt/die EIVs, wird dadurch nicht in Frage gestellt. Im Interesse einer vereinfachten Kommunikation für den Markt muss dieser Ansatz unbedingt weiterverfolgt werden. Um dies zu gewährleisten, muss der NB die Rolle an einen Dritten abgeben dürfen.</p> <p>In der Kommunikation zwischen Netzbetreibern (NKK) besteht jedoch nicht die Notwendigkeit eines bundesweiten Single Point of Contact und damit eines nationalen DP für Netzbetreiber. Gerade im Hinblick auf Bereitstellung von Zusatzfunktionen welche die Optimierung des Redispatcheinsatzes in einer Regelzone/Region ermöglichen, sollte die Übergabe der Rolle des DP durch die NB der Regelzone/Region an einen Dritten ermöglicht werden. Dieser stellt auch die Funktion der Kommunikation zwischen NB bereit.</p> <p>Ist der DP für die Kommunikation zum Markt (PVK) nicht identisch mit dem DP für die Kommunikation der NB (NKK), kann auch eine Informationsweiterleitung direkt zwischen den DP stattfinden.</p>	EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
212	II. 1 Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte	Der LF beliefert Marktklokationen, die Energie verbrauchen, und nimmt die Energie von Marktklokationen ab, die Energie erzeugen.	Der LF beliefert Marktklokationen, die Energie verbrauchen, und nimmt die Energie von Marktklokationen bzw. Tranchen ab, die Energie erzeugen.	Tranchen sind im gesamten Dokument nicht berücksichtigt. Die vier Punkte sind stellvertretend dargestellt.	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
213	II. 1 Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte	Dem Bilanzkreis sind Marktklokationen zugeordnet.	Dem Bilanzkreis sind Marktklokationen bzw. Tranchen zugeordnet.		TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
214	II. 1 Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte	-	Tranche als Objekt ergänzen		TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
215	II. 2 Austausch von Stammdaten, Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten (EIV-NB)	Modellübersicht, Übermittlung Stammdaten durch NB an EIV		Dieser Prozess ist, sofern nötig, kein Stammdatenprozess, der dem RD-Prozess zugeordnet werden sollte. Der Use-Case „Übermittlung Stammdaten durch (Anschluss-)NB an EIV“ wurde von der BNetzA nicht in die Festlegung aufgenommen und kann aus diesem Grund aus dem Bild hier entfallen.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
216	II. 2 Austausch von Stammdaten, Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten (EIV-NB)	Bild zur "Gesamtübersicht zu den Stammdatenprozessen"	Das Bild zur "Gesamtübersicht zu den Stammdatenprozessen" ist an mehreren Stellen anzupassen.	Der Use-Case „Übermittlung Stammdaten durch (Anschluss-)NB an EIV“ wurde von der BNetzA nicht in die Festlegung aufgenommen und kann aus diesem Grund aus dem Bild hier entfallen.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
217	II. 2 Austausch von Stammdaten, Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten (EIV-NB)	Gesamtübersicht zu den Stammdatenprozessen	Gesamtübersicht zu den Stammdatenprozessen in Grafik muss Oval für "Übermittlung Stammdaten durch ANB an EIV" entfallen, wenn der UC nicht in der Festlegung enthalten ist		E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
218	II. 2.1.1 UC: Übermittlung von initialen Stammdaten	Der EIV übermittelt die initialen Stammdaten an den DP.	Der EIV übermittelt die initialen Stammdaten an den DP. Soweit möglich, wird die initiale Stammdatenmeldung über bestehende Datenquellen wie z. B. das MaStR gedeckt.	Es soll nur eine Delta-Meldung stattfinden mit Übersendung der im Kontext RD 2.0 neuen benötigten Stammdaten. Den führenden Stammdatensatz für die bisherigen Stammdaten sollten geprüfte Stammdaten aus dem MaStR bilden. Klarstellung: Sonst kommt es bei fehlerhaften oder keinen Stammdaten im MaStR im operativen Prozess zu Problemen.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
219	II. 2.1.1 UC: Übermittlung von initialen Stammdaten	Use-Case-Beschreibung Der EIV übermittelt die initialen Stammdaten an den DP. Der DP leitet die Stammdaten an den ANB weiter.	Use-Case-Beschreibung Der EIV übermittelt die initialen Stammdaten, inkl. des ANB, an dessen Netz die SR angeschlossen ist, an den DP. Der DP leitet die Stammdaten an den ANB weiter.	Damit der DP seine Aufgabe der Verteilung der Informationen an den ANB und alle betroffenen NB einer SR nachkommen kann, muss er in die Lage versetzt werden, dies tun zu können: D. h. er muss sowohl den EIV, als auch alle betroffenen NB (d. h. inkl. des ANB) der SR kennen. In den zur Konsultation gestellten Prozessbeschreibung wird dies überall nur als Vorbedingung formuliert, ohne dass ein an irgendeiner Stelle beschrieben wäre, wie der DP an diese Informationen kommt. Dieses Defizit wird über diesen und weiter Konsultationsbeiträge insoweit behoben, als dass der EIV dafür verantwortlich gemacht wird, dem DP initial den ANB mitzuteilen, und der ANB verantwortlich ist, dem, DP alle betroffenen NB einer SR zu benennen. Dieser Beitrag sorgt dafür, dass die Use-Case-Beschreibung dahingehend erweitert wird, dass der EIV den ANB in der Stammdatenmeldung an den DP anzugeben hat.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
220	II. 2.1.1 UC: Übermittlung von initialen Stammdaten	Vorbedingung * Der DP kennt den ANB. * Der EIV hat alle notwendigen Stammdaten vom BTR erhalten.	Vorbedingung * Der DP kennt den ANB. * Die Kommunikationsverbindung von DP zum ANB ist eingerichtet. * Der EIV hat alle notwendigen Stammdaten vom BTR erhalten.	Damit der DP seine Aufgabe der Verteilung der Informationen an den ANB und alle betroffenen NB einer SR nachkommen kann, muss er in die Lage versetzt werden, dies tun zu können: D. h. er muss sowohl den EIV, als auch alle betroffenen NB (d. h. inkl. des ANB) der SR kennen. In den zur Konsultation gestellten Prozessbeschreibung wird dies überall nur als Vorbedingung formuliert, ohne dass ein an irgendeiner Stelle beschrieben wäre, wie der DP an diese Informationen kommt. Dieses Defizit wird über diesen und weiter Konsultationsbeiträge insoweit behoben, als dass der EIV dafür verantwortlich gemacht wird, dem DP initial den ANB mitzuteilen, und der ANB verantwortlich ist, dem, DP alle betroffenen NB einer SR zu benennen. Dieser Beitrag sorgt dafür, dass die Vorbedingungen dahingehend angepasst werden, dass die falsche Aussage, der DP würde den ANB kennen entfernt und nur das Vorhandensein des funktionierenden Kommunikationswegs vom DP zum ANB vorausgesetzt wird.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
221	II. 2.1.1 UC: Übermittlung von initialen Stammdaten	Dieser Prozess wird immer bei Inbetriebnahmen durchgeführt.	Dieser Prozess wird immer bei Inbetriebnahmen und vollständig automatisiert durchgeführt.	Der Prozess der Übermittlung bzw. Meldung von initialen Stammdaten vom EIV an den DP muss vollständig automatisierbar sein. Wir bitten um eine Klärung, welche Stammdaten vom EIV an den DP übermittelt werden sollen. Dies ist in den Anlagen nicht näher spezifiziert.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
222	II. 2.1.1 UC: Übermittlung von initialen Stammdaten Use-Case-Beschreibung	Der EIV übermittelt die initialen Stammdaten an den DP. Der DP leitet die Stammdaten an den ANB weiter.	Der EIV übermittelt die MaStR-Nummer und initiale Stammdaten, die über den Datenbestand des MaStR hinausgehen, an den DP. Der DP leitet die Daten an den ANB weiter.	Die initialen Stammdaten der relevanten Anlagen liegen bereits im MaStR vor. Eine parallele Meldung und Vorhaltung der Daten in einer weiteren Datenbank führt zu doppeltem Pflegeaufwand und birgt das Risiko inkonsistenter Datengrundlagen. Sollten für Redispatch 2.0 Stammdaten notwendig sein, die über den Inhalt des MaStR hinausgehen, sollten auch nur diese Daten übermittelt werden.	Evonik Operations GmbH
223	II. 2.1.2 SD: Übermittlung von initialen Stammdaten	Entfällt, wenn NB zugleich DP ist.	Streichung des Vorschlages der BNetzA	Es entfällt kein Schritt (s. Verweis im Begleitschreiben zur Übermittlung des Konsultationsbeitrages).	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
224	II. 2.1.2 SD: Übermittlung von initialen Stammdaten	Entfällt, wenn NB zugleich DP ist.	streichen	Klarstellung: Steht im Widerspruch zur "Single Point of Contact" Philosophie der connect+ Use-Cases. In diesem Zusammenhang ist auch klarzustellen, dass auch EEG Anlagen >10MW, deren Planungsdatenübermittlung über die bestehenden Kommunikationswege auf Grundlage SOGL stattfinden sollen über einheitliche Datenwege kommuniziert werden.	N-ERGIE Netz GmbH
225	II. 2.2 Use-Case: Übermittlung von angereicherten Stammdaten			Angereicherte Stammdaten sind, insofern sie den AB/EIV betreffen, diesem ebenfalls mitzuteilen. Zur Rolle des DP siehe Nr. 2.	QUADRA Energy GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
226	II. 2.2.1 UC: Übermittlung von angereicherten Stammdaten	(20x) Entfällt, wenn NB zugleich DP ist	einmal zentral im Dokument notieren (zum Beispiel bei Begriff DP oder zu Beginn von II.): Sofern ein NB die Rolle des DP wahrnimmt, erfolgen entsprechende Vereinfachungen der Sequenzdiagramme.	Passage wurde von BNetzA als Hinweis 20x (so oder sinngemäß) ergänzt. Sie passt allerdings nicht, weil der jeweilige Kommunikationsschritt zwar wegfällt, nicht aber die Informationsbereitstellung. Um nicht alle Diagramme in einer Alternativvariante abzubilden, einfach einen Satz zentral im Dokument erfassen Hier die "Standardformulierung": In den Fällen, in denen am Prozess Beteiligte aufgrund von Personenidentität „mit sich selbst“ zu kommunizieren hätten, bleibt für die davon betroffenen Prozessschritte eine Abweichung in Bezug auf die prozessuale Ausgestaltung oder des zu verwendenden Datenformats zulässig, soweit sich aus geltendem Recht oder aus behördlichen Entscheidungen nichts Abweichendes ergibt.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
227	II. 2.2.1 UC: Übermittlung von angereicherten Stammdaten	Prozessziel Die angereicherten Stammdaten für die steuerbare Ressource liegen bei den (betroffenen) NB vor.	Prozessziel Die angereicherten Stammdaten für die steuerbare Ressource liegen bei den (betroffenen) NB vor. Der DP kennt die betroffenen NB der SR.	Damit der DP seine Aufgabe der Verteilung der Informationen an den ANB und alle betroffenen NB einer SR nachkommen kann, muss er in die Lage versetzt werden, dies tun zu können: D. h. er muss sowohl den EIV, als auch alle betroffenen NB (d. h. inkl. des ANB) der SR kennen. In den zur Konsultation gestellten Prozessbeschreibung wird dies überall nur als Vorbedingung formuliert, ohne dass ein an irgendeiner Stelle beschrieben wäre, wie der DP an diese Informationen kommt. Dieses Defizit wird über diesen und weiter Konsultationsbeiträge insoweit behoben, als dass der EIV dafür verantwortlich gemacht wird, dem DP initial den ANB mitzuteilen, und der ANB verantwortlich ist, dem, DP alle betroffenen NB einer SR zu benennen. Dieser Beitrag sorgt dafür, dass das das Prozessziel um das zwingend zu erreichende Ziel, dass der DP zu einer SR alle betroffenen NB kennt, ergänzt wird, welches in einer Vielzahl anderer Prozesse als Voraussetzung genannt ist .	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
228	II. 2.2.1 UC: Übermittlung von angereicherten Stammdaten	Use-Case-Beschreibung Der ANB reichert die vom EIV erhaltenen initialen Stammdaten mit weiteren Stammdaten an und übermittelt diese angereicherten Stammdaten an den DP, der die Stammdaten an die (betroffenen) NB weiterleitet.	Use-Case-Beschreibung Der ANB reichert die vom EIV erhaltenen initialen Stammdaten mit weiteren Stammdaten, insbesondere der betroffenen NB, an und übermittelt diese angereicherten Stammdaten an den DP, der die Stammdaten an die darin genannten NB weiterleitet. Darüber hinaus hinterlegt der DP für diese SR die genannten NB, inkl. des ANB als berechnigte NB.	Damit der DP seine Aufgabe der Verteilung der Informationen an den ANB und alle betroffenen NB einer SR nachkommen kann, muss er in die Lage versetzt werden, dies tun zu können: D. h. er muss sowohl den EIV, als auch alle betroffenen NB (d. h. inkl. des ANB) der SR kennen. In den zur Konsultation gestellten Prozessbeschreibung wird dies überall nur als Vorbedingung formuliert, ohne dass ein an irgendeiner Stelle beschrieben wäre, wie der DP an diese Informationen kommt. Dieses Defizit wird über diesen und weiter Konsultationsbeiträge insoweit behoben, als dass der EIV dafür verantwortlich gemacht wird, dem DP initial den ANB mitzuteilen, und der ANB verantwortlich ist, dem, DP alle betroffenen NB einer SR zu benennen. Dieser Beitrag sorgt dafür, dass in der Use-Case-Beschreibung beschrieben wird, das der ANB in der Stammdatenmeldung an den DP insbesondere alle betroffenen NB einer SR anzugeben hat und dass der DP diese Informationen auslesen und bei sich so abzulegen hat, dass der diese Informationen zukünftig nutzen kann, um relevante Informationen an alle betroffene NB dieser SR senden zu können.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
229	II. 2.2.1 UC: Übermittlung von angereicherten Stammdaten	Vorbedingung * Dem ANB liegen die initialen Stammdaten vor. * Der DP kennt die betroffenen NB.	Vorbedingung * Dem ANB liegen die initialen Stammdaten vor. * Der DP kennt die betroffenen NB. * Die Kommunikationsverbindung von DP zu allen genannten NB ist eingerichtet.	Damit der DP seine Aufgabe der Verteilung der Informationen an den ANB und alle betroffenen NB einer SR nachkommen kann, muss er in die Lage versetzt werden, dies tun zu können: D. h. er muss sowohl den EIV, als auch alle betroffenen NB (d. h. inkl. des ANB) der SR kennen. In den zur Konsultation gestellten Prozessbeschreibung wird dies überall nur als Vorbedingung formuliert, ohne dass ein an irgendeiner Stelle beschrieben wäre, wie der DP an diese Informationen kommt. Dieses Defizit wird über diesen und weiter Konsultationsbeiträge insoweit behoben, als dass der EIV dafür verantwortlich gemacht wird, dem DP initial den ANB mitzuteilen, und der ANB verantwortlich ist, dem, DP alle betroffenen NB einer SR zu benennen. Dieser Beitrag sorgt dafür, dass die Vorbedingungen dahingehend angepasst werden, dass die falsche Aussage, der DP würde die betroffenen NB kennen, entfernt und nur das Vorhandensein funktionierender Kommunikationswege vom DP zum allen betroffenen NB vorausgesetzt wird.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
230	II. 2.2.1 UC: Übermittlung von angereicherten Stammdaten	Nachbedingung im Erfolgsfall •Der Prozess „Übermittlung von Planungsdaten“ kann angestoßen werden. •Der Prozess „Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten vom EIV“ kann angestoßen werden.	Nachbedingung im Erfolgsfall •Der Prozess „Übermittlung von Planungsdaten“ kann angestoßen werden. •Der Prozess „Übermittlung von marktbedingten Anpassungen“ kann angestoßen werden. •Der Prozess „Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten vom EIV“ kann angestoßen werden.	dritter Prozess fehlt (alternativ: einfach nur auf Folgeprozesse verweisen und nicht namentlich aufzählen)	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
231	II. 2.2.2 SD: Übermittlung von angereicherten Stammdaten	Entfällt, wenn NB zugleich DP ist.	Streichung des Vorschlages der BNetzA	Bei Streichung von Prozessschritten würden ebenfalls notwendige Aufgaben und Fristen gestrichen. Daher Hinweis im Kerndokument, wonach die modellierten Prozesse einen Standard über den DP abbilden (Ausnahmen sollten in Standardfällen nicht beschrieben werden).	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
232	II. 2.2.2 SD: Übermittlung von angereicherten Stammdaten		Streichung des Vorschlages der BNetzA	Bei Streichung von Prozessschritten würden ebenfalls notwendige Aufgaben und Fristen gestrichen. Daher Hinweis im Kerndokument, wonach die modellierten Prozesse einen Standard über den DP abbilden (Ausnahmen sollten in Standardfällen nicht beschrieben werden).	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
233	II. 2.2.2 SD: Übermittlung von angereicherten Stammdaten Zeile: 1	Entfällt, wenn NB zugleich DP ist.	Ergänzung: Der DP für die Kommunikation zwischen NB kann vom DP für die Kommunikation mit dem Markt (EIV) abweichen.	In der Kommunikation zwischen Netzbetreibern (NKK) besteht jedoch nicht die Notwendigkeit eines bundesweiten Single Point of Contact und damit eines nationalen DP für Netzbetreiber. Gerade im Hinblick auf Bereitstellung von Zusatzfunktionen welche die Optimierung des Redispatcheinsatzes in einer Regelzone/Region ermöglichen, sollte die Übergabe der Rolle des DP durch die NB der Regelzone/Region an einen Dritten ermöglicht werden. Dieser stellt auch die Funktion der Kommunikation zwischen NB bereit.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
234	II. 2.2.2 SD: Übermittlung von angereicherten Stammdaten	Entfällt, wenn NB zugleich DP ist.	streichen	wie Anmerkung zu II. 2.1.2.	N-ERGIE Netz GmbH
235	II. 2.3 Use-Case: Übermittlung Stammdatenänderung vom EIV (verantwortlich) ausgehend	Die geänderten Stammdaten, für die der EIV verantwortlich ist, liegen bei den (betroffenen) NB vor, so dass ab Änderungszeitpunkt ein synchroner Daten-stand vorliegt.	Die geänderten Stammdaten der steuerbaren Ressource , für die der EIV verantwortlich ist, liegen bei den (betroffenen) NB vor, so dass ab Änderungszeitpunkt ein synchroner Datenstand vorliegt.	Objektebene nennen, Anpassung an andere Basisdaten-Use-Cases.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
236	II. 2.3.2 SD: Übermittlung Stammdatenänderung vom EIV (verantwortlich) ausgehend	Stammdatenänderung	(Schritt 1 im SD) Bis spätestens 5 WT vor Wirksamwerden der Änderung.	Hier fehlen die Fristen. EIV muss Stammdatenänderungen mit Vorlaufzeit durchführen, ansonsten werden im Planprozess falsche Daten verwendet. Daten müssen in den Empfängersystemen parametrisiert werden und mit Vorlauf bei der RD-Dimensionierung berücksichtigt werden.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
237	II. 2.3.2 SD: Übermittlung Stammdatenänderung vom EIV (verantwortlich) ausgehend	Entfällt in Bezug auf ANB, wenn ANB zugleich DP ist.	Ergänzung: Die NB können einen DP (NKK) für die Kommunikation zwischen NB nutzen. Dieser kann vom DP (PVK) für die Kommunikation mit dem Markt (EIV) abweichen. In diesem Fall kann eine direkte Weiterleitung zwischen diesen beiden DP erfolgen.	In der Kommunikation zwischen Netzbetreibern (NKK) besteht jedoch nicht die Notwendigkeit eines bundesweiten Single Point of Contact und damit eines nationalen DP für Netzbetreiber. Gerade im Hinblick auf Bereitstellung von Zusatzfunktionen welche die Optimierung des Redispatcheinsatzes in einer Regelzone/Region ermöglichen, sollte die Übergabe der Rolle des DP durch die NB der Regelzone/Region an einen Dritten ermöglicht werden. Dieser stellt auch die Funktion der Kommunikation zwischen NB bereit. Ist der DP für die Kommunikation zum Markt (PVK) nicht identisch mit dem DP für die Kommunikation der NB (NKK), kann auch eine Informationsweiterleitung direkt zwischen den DP stattfinden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
238	II. 2.3.2 SD: Übermittlung Stammdatenänderung vom EIV (verantwortlich) ausgehend	Entfällt in Bezug auf ANB, wenn ANB zugleich DP ist.	streichen	wie Anmerkung zu II. 2.1.2.	N-ERGIE Netz GmbH
239	II. 2.4.1 UC: Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend	Die geänderten Stammdaten, für die der ANB verantwortlich ist, liegen den (betroffenen) NB vor, so dass ab Änderungszeitpunkt ein synchroner Datenstand vorliegt.	Die geänderten Stammdaten der steuerbaren Ressource, für die der ANB verantwortlich ist, liegen den (betroffenen) NB vor, so dass ab Änderungszeitpunkt ein synchroner Datenstand vorliegt.	Objektebene nennen, Anpassung an andere Basisdaten-Use-Cases.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
240	II. 2.4.1 UC: Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend	Für die steuerbare Ressource übermittelt der ANB die geänderten Stammdaten, für die der ANB verantwortlich ist, den DP, der die geänderten Stammdaten an die (betroffenen) NB weiterleitet.	Für die steuerbare Ressource übermittelt der ANB die geänderten Stammdaten, für die der ANB verantwortlich ist, an den DP, der die geänderten Stammdaten an die (betroffenen) NB weiterleitet.	„an“ hinzufügt, da sonst Bezug unklar.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
241	II. 2.4.1 UC: Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend	Prozessbeschreibung Für die steuerbaren Ressource übermittelt der ANB die geänderten Stammdaten, für die der ANB verantwortlich ist, den DP, der die geänderten Stammdaten an die (betroffenen) NB weiterleitet.	Prozessbeschreibung Für die steuerbare Ressource übermittelt der ANB die geänderten Stammdaten, für die der ANB verantwortlich ist, den DP, der die geänderten Stammdaten an die (betroffenen) NB weiterleitet. Kommt ein NB als weiterer, betroffener NB hinzu bzw. fällt weg, erfolgt die Bekanntgabe des neuen Empfängerkreises gegenüber dem DP ebenfalls über diesen Prozess, wobei der ANB den zu diesem Zeitpunkt gültigen Stammdatensatz an den DP sendet, der diesen an die darin genannten betroffenen NB sendet.	Damit der DP seine Aufgabe der Verteilung der Informationen an den ANB und alle betroffenen NB einer SR nachkommen kann, muss er in die Lage versetzt werden, dies tun zu können: D. h. er muss sowohl den EIV, als auch alle betroffenen NB (d. h. inkl. des ANB) der SR kennen. In den zur Konsultation gestellten Prozessbeschreibung wird dies überall nur als Vorbedingung formuliert, ohne dass ein an irgendeiner Stelle beschrieben wäre, wie der DP an diese Informationen kommt. Dieses Defizit wird über diesen und weiter Konsultationsbeiträge insoweit behoben, als dass der EIV dafür verantwortlich gemacht wird, dem DP initial den ANB mitzuteilen, und der ANB verantwortlich ist, dem, DP alle betroffenen NB einer SR zu benennen. Dieser Beitrag sorgt dafür, dass in der Prozessbeschreibung beschreiben wird, dass im Fall der Erweiterung des Kreises der betroffenen NB einer SR dem DP diese Veränderung im Rahmen dieses Prozesses mitzuteilen ist, wodurch sich dann auch diese Stammdaten der SR geändert haben und somit das Prozessziel unverändert bleiben kann. An dieser Stelle sei der Hinweis erlaubt, dass eine Reduktion der betroffenen NB einer SR nicht über diesen Prozess mitgeteilt werden kann, da die Stammdatenmeldungen nur die Information enthalten, ab welchen Zeitpunkt die in der Stammdatenmeldung enthaltenen Stammdaten gültig sind, aber nicht, wann deren Gültigkeit endet. Fällt ein NB aus der Liste der betroffenen NB einer SR heraus, so ist ihm das auf einem anderen Weg, z. B. über einen Anruf vom ANB mitzuteilen.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
242	II. 2.4.1 UC: Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend	Vorbedingungen * Ein Stammdatums für die steuerbare Ressource, für das der ANB verantwortlich ist, hat sich geändert. * Der DP kennt die (betroffenen) NB.	Vorbedingungen * Ein Stammdatums für die steuerbare Ressource, für das der ANB verantwortlich ist, hat sich geändert. * Im Falle, dass sich an den (betroffenen) NB nichts ändert: Der DP kennt die (betroffenen) NB. * Im Falle, dass zu den bisher (betroffenen) NB neue NB hinzukommen bzw. wegfällt: Der DP kennt nur die ihm bisher als betroffen gemeldeten NB, die er aber zur Identifikation der NB, an die er die empfangenen Stammdaten zu senden hat, ignorieren muss; stattdessen hat er die Stammdaten an die dort genannten, betroffenen NB zu senden.	Damit der DP seine Aufgabe der Verteilung der Informationen an den ANB und alle betroffenen NB einer SR nachkommen kann, muss er in die Lage versetzt werden, dies tun zu können: D. h. er muss sowohl den EIV, als auch alle betroffenen NB (d. h. inkl. des ANB) der SR kennen. In den zur Konsultation gestellten Prozessbeschreibung wird dies überall nur als Vorbedingung formuliert, ohne dass ein an irgendeiner Stelle beschrieben wäre, wie der DP an diese Informationen kommt. Dieses Defizit wird über diesen und weiter Konsultationsbeiträge insoweit behoben, als dass der EIV dafür verantwortlich gemacht wird, dem DP initial den ANB mitzuteilen, und der ANB verantwortlich ist, dem, DP alle betroffenen NB einer SR zu benennen. Dieser Beitrag sorgt dafür, dass die Vorbedingungen dahingehend angepasst werden, dass die Aussage, der DP würde die betroffenen NB kennen nur in dem Fall richtig ist, in dem der Kreis der betroffenen NB der SR unverändert Bestand hat und im Falle der Erweiterung des Kreis der betroffenen NB, die NB, die der DP zu informieren hat, aus der empfangenen Stammdatenmeldung zu entnehmen sind.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
243	II. 2.4.2 SD: Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend	Stammdatenänderung	unverzüglich	Stammdatenänderungen sind dem ANB unverzüglich mitzuteilen, ansonsten werden im Planprozess falsche Daten verwendet.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
244	II. 2.4.2 SD: Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend	Entfällt, wenn ANB zugleich DP ist.	Streichung des Vorschlages der BNetzA	Bei Streichung von Prozessschritten würden ebenfalls notwendige Aufgaben und Fristen gestrichen. Daher Hinweis im Kerndokument, wonach die modellierten Prozesse einen Standard über den DP abbilden (Ausnahmen sollten in Standardfällen nicht beschrieben werden).	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
245	II. 2.4.2 SD: Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend		Streichung des Vorschlages der BNetzA	Bei Streichung von Prozessschritten würden ebenfalls notwendige Aufgaben und Fristen gestrichen. Daher Hinweis im Kerndokument, wonach die modellierten Prozesse einen Standard über den DP abbilden (Ausnahmen sollten in Standardfällen nicht beschrieben werden).	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
246	II. 2.4.2 SD: Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend Zeile: 1	Entfällt, wenn ANB zugleich DP ist.	Ergänzung: Der DP für die Kommunikation zwischen NB kann vom DP für die Kommunikation mit dem Markt (EIV) abweichen.	In der Kommunikation zwischen Netzbetreibern (NKK) besteht jedoch nicht die Notwendigkeit eines bundesweiten Single Point of Contact und damit eines nationalen DP für Netzbetreiber. Gerade im Hinblick auf Bereitstellung von Zusatzfunktionen welche die Optimierung des Redispatcheinsatzes in einer Regelzone/Region ermöglichen, sollte die Übergabe der Rolle des DP durch die NB der Regelzone/Region an einen Dritten ermöglicht werden. Dieser stellt auch die Funktion der Kommunikation zwischen NB bereit.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
247	II. 2.4.2 SD: Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend	Entfällt, wenn ANB zugleich DP ist.	streichen	wie Anmerkung zu II. 2.1.2.	N-ERGIE Netz GmbH
248	II. 2.5 Use-Case: Übermittlung von Planungsdaten	Überschrift: "Use-Case: Übermittlung von Planungsdaten"	Anpassung des UC-Titels: "Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell"	Bitte zum besseren Verständnis und mehr Übersichtlichkeit hinzufügen.	ENGIE Deutschland AG
249	II. 2.5 Use-Case: Übermittlung von Planungsdaten	Use-Case: Übermittlung von Planungsdaten	Hier wird eine Konkretisierung der geforderten Planungsdaten erwartet. Welche Daten müssen geliefert werden?		Next Kraftwerke GmbH
250	II. 2.5 Use-Case: Übermittlung von Planungsdaten		Bisher ist unklar, wie Anlagen, die vom EIV für die Regelleistungsvorhaltung eingeplant sind, exakt zu behandeln sind. Da Anlagen in der Regelleistungsvorhaltung für das Redispatch nicht zur Verfügung stehen sollten diese auch keine Planungsdaten übermitteln müssen.		Next Kraftwerke GmbH
251	II. 2.5.1 UC: Übermittlung von Planungsdaten		<p>Die Kosten einer im Redispatch zentralen Stakeholdergruppe - der Stromhandelsunternehmen – sollten wie bei den Netzbetreibern regulatorisch abgedeckt werden können.</p> <p>Zudem sollte eine einheitliche Kommunikationsplattform eingerichtet werden, mithilfe derer alle Netzbetreiber und Stromhändler / Anlagenbetreiber ihre Daten austauschen können und so die volkswirtschaftlichen Kosten des Redispatch gesenkt werden.</p>	<p>Ein Grundgedanke des neuen Redispatch-Regimes ist es, die beteiligten Akteure weder besser noch schlechter zu stellen als vor Einführung der entsprechenden Regelungen. Eine zentrale Rolle kommt im Bereich der Erneuerbaren Energien den Stromhändlern zu, welche als Bilanzkreisverantwortliche in die kostenneutrale Behandlung von Netzeingriffen einbezogen werden sollten.</p> <p>An dieser Stelle werden die am Umsetzungsprozess beteiligten Stakeholder jedoch offensichtlich nicht neutral behandelt, anstatt dessen gibt es eine einseitige Bevorzugung von Netzbetreiberinteressen: Nach §34 Abs. 15 ARegV können Netzbetreiber Kosten, die vor dem 1. Oktober 2021 durch die Umsetzung der neuen Regelungen zum Redispatch entstehen, als zusätzliche zulässige Erlöse in das Regulierungskonto einbeziehen. Netzbetreiber haben also nicht nur bezüglich des Redispatches einen Wälzungsmechanismus, sondern auch bezüglich der Implementierungskosten für dessen Neuregelung.</p> <p>Ein solcher Mechanismus steht den Bilanzkreisverantwortlichen nicht zur Verfügung. Anstatt dessen müssen überregionale Stromhandelsunternehmen möglicherweise flächendeckende Kommunikationswege mit Dutzenden von Netzbetreibern aufbauen, in deren Netzgebiet die durch die Direktvermarktungsunternehmen betreuten Anlagen liegen.</p> <p>Durch das Fehlen einer einheitlichen Kommunikations-Plattform müssen sich die Stromhändler hierbei womöglich auf eine Vielzahl von bilateralen IT-Einzellösungen einstellen, was einen hohen administrativen Aufwand und erhebliche Kosten mit sich bringt.</p>	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
252	II. 2.5.1 UC: Übermittlung von Planungsdaten	Prozessziel Die Planungsdaten für eine steuerbare Ressource liegen bei den (betroffenen) NB vor.	Prozessziel Die aktuellen Planungsdaten für eine steuerbare Ressource liegen bei den (betroffenen) NB vor.	es muss deutlich werden, dass neben der initialen Lieferung auch die jeweilige Aktualisierung über diesen UC (nicht über Abrufe) erfolgt	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
253	II. 2.5.1 UC: Übermittlung von Planungsdaten	Prozessbeschreibung ... Insbesondere bei Änderungen der Wirkleistungsfahrweise dieser steuerbaren Ressource werden die Planungsdaten aktualisiert.	Prozessbeschreibung ... Insbesondere bei Änderungen der geplanten Wirkleistungsfahrweise und bei RD-Abruf dieser steuerbaren Ressource werden die Planungsdaten aktualisiert.	es muss deutlich werden, dass neben der initialen Lieferung auch die jeweilige Aktualisierung über diesen UC (nicht über Abrufe) erfolgt Findet die Aktualisierung über den UC-Planungsdaetnlieferung statt, können die 4 Abruffälle auf 2 reduziert werden: 1. Abruf im Aufforderungsfall 2. Abruf im Duldungsfall	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
254	II. 2.5.1 UC: Übermittlung von Planungsdaten	2.5.2 SD Planungsdaten Initiale tägliche Übermitt- lung bis D-2 14.30 Uhr sowie Übermittlung von Aktualisierungen mindestens ab D-1 14:30 Uhr bis Echtzeit (bei mindestens Änderung von ≥10 MW oder ≥10% in Bezug auf die installierte Leistung einer Steuerbaren Ressource1).	2.5.2 SD Planungsdaten Initiale tägliche Übermitt- lung bis D-2 14.30 Uhr sowie unverzügliche Übermittlung von Aktualisierungen mindestens ab D-1 14:30 Uhr bis Echtzeit (bei mindestens Änderung von ≥10 MW oder ≥10% in Bezug auf die installierte Leistung einer Steuerbaren Ressource1). Zusätzlich erfolgt die Aktualisierung bei RD-Abruf.	Frist für Aktualisierung fehlte, es muss deutlich werden, dass neben der initialen Lieferung auch die jeweilige Aktualisierung über diesen UC (nicht über Abrufe) erfolgt	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
255	II. 2.5.1 UC: Übermittlung von Planungsdaten			Ursprungsgedanke zur Implementierung des neuen Redispatchregimes war es, die beteiligten Akteure weder besser noch schlechter zu stellen, als ohne die entsprechenden Regelungen. Eine zentrale Rolle kommt im Bereich der Erneuerbaren Energien den Direktvermarktern zu, welche als Bilanzkreisverantwortliche in die kostenneutrale Behandlung von Netzeingriffen einbezogen werden sollten („..., dass die betroffenen Bilanzkreise so gestellt werden, wie sie stünden, wenn es die Maßnahme nicht gegeben hätte“ vgl. Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, S. 63). An dieser Stelle werden die am Umsetzungsprozess beteiligten Stakeholder jedoch offensichtlich nicht neutral behandelt und der Fachverband Biogas e.V. möchte eine einseitige Bevorzugung von Netzbetreiberinteressen kritisieren. Nach §34 Abs. 15 ARegV können Netzbetreiber Kosten, die vor dem 1. Oktober 2021 durch die Umsetzung der neuen Regelungen zum Redispatch entstehen, als zusätzliche zulässige Erlöse in das Regulierungskonto einbeziehen. Netzbetreiber haben also nicht nur bezüglich des Redispatch einen Wälzungsmechanismus sondern auch bezüglich der Implementierungskosten für dessen Neuregelung. Ein solcher Mechanismus steht den	Fachverband Biogas e.V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Bilanzkreisverantwortlichen nicht zur Verfügung. Der der Festlegung zu Grunde liegende Vorschlag, sieht allerdings die Beteiligung aller Bilanzkreisverantwortlichen mit den in den Redispatch einbezogenen Anlagen und die Beteiligung aller Netzbetreiber vor. Das heißt unabhängig davon, ob überhaupt Redispatchmaßnahmen erfolgen werden, müssen überregionale Direktvermarkter flächendeckende Kommunikationswege mit einigen Hundert Netzbetreibern aufbauen, in deren Netzgebiet die durch die Direktvermarktungsunternehmen betreuten Anlagen liegen. Der Vorschlag sieht in Teilen, insbesondere der Echtzeitdatenübermittlung, allerdings keine einheitliche Kommunikations-Plattform vor, womit sich eine Vielzahl von bilateralen Einzellösungen einstellen dürfte.</p> <p>Der zur Diskussion gestellte Vorschlag lässt damit schon jetzt einen dauerhaften und hohen administrativen Aufwand der Bilanzkreisverantwortlichen sowie die Anschaffung bzw. Überarbeitung vorhandener Datenschnittstellen und Kommunikationslösungen erwarten. Was wiederum mit erheblichen Kosten für neue Softwarelizenzen und Entwicklungsaufwand verbunden sein dürfte.</p> <p>Es ist an dieser Stelle daher nicht nachvollziehbar, warum die Kosten einer im Redispatch zentralen Stakeholdergruppe - der Direktvermarktungsunternehmen - nicht ebenfalls regulatorisch abgedeckt werden sollen. Denkbar und sachgerecht wäre es, wenn der dauerhaften Belastung des bilanzkreisverantwortlichen Direktvermarkters Rechnung getragen wird und die Managementprämie als Bestandteil des Anzulegenden Wertes (Marktprämienmodell EEG) im angemessenen Verhältnis angehoben wird. Gleiches würde auch für die Höchstgebotswerte im Ausschreibungsmodell gelten. Sollten diese erhöht werden, könnten die Mehrkosten der Direktvermarkter eingepreist werden und auf die Anlagenbetreiber umgelegt werden. Da die Vergütung des EEGs auch auf die Allgemeinheit über den Strombezug umgelegt werden, wäre eine solche Maßnahme mit den Umlagemöglichkeiten der Netzbetreiber gleichzusetzen.</p>	
256	II. 2.5.2 UC: Übermittlung von Planungsdaten		Anpassung des UC-Titels zu nF: "Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell"	Klarstellung, schnellere Orientierung bei Zuständigkeiten.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
257	II. 2.5.2 SD: Übermittlung von Planungsdaten	(...) Insbesondere bei Änderungen der Wirkleistungsfahrweise dieser steuerbaren Ressource werden die Planungsdaten aktualisiert.	(...) Insbesondere bei Änderungen der Wirkleistungsfahrweise dieser steuerbaren Ressource werden die Planungsdaten aktualisiert. Das schließt auch die Aktualisierung aufgrund von RD-Abruf ein.	Durch die Hinzufügung kann in den Abrufprozessen stringent auf den UC verwiesen werden ohne einen weiteren Aktualisierungsschritt dort einbauen zu müssen.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
258	II. 2.5.2 SD: Übermittlung von Planungsdaten	(SD Schritt 1) Für die Koordinierung von Redispatch-Maßnahmen zwischen Netzbetreibern müssen den NB die aktuellsten Informationen über die Einspeisung bzw. Entnahme vorliegen. Eine Intention zur Verpflichtung der Erstellung zusätzlicher Planungsdaten auf Grund von neuen Wetterdaten für den EIV ergibt sich hieraus nicht. Weiterhin führen neu vorliegende meteorologische Prognosen nicht zwingend zu neuen Planungsdaten. Sollten jedoch neue Planungsdaten für steuerbare Ressourcen erzeugt werden, so sind diese (als Aktualisierung) an die Netzbetreiber zu übermitteln. Die Planungsdaten werden in Form von Zeitreihen in 1/4 - stündlicher Auflösung geliefert.	Für die Koordinierung von Redispatch-Maßnahmen zwischen Netzbetreibern müssen den NB die aktuellsten Informationen über die Einspeisung bzw. Entnahme vorliegen. Eine Intention zur Verpflichtung der Erstellung zusätzlicher Planungsdaten auf Grund von neuen Wetterdaten für den EIV ergibt sich hieraus nicht. Weiterhin führen neu vorliegende meteorologische Prognosen nicht zwingend zu neuen Planungsdaten. Sollten jedoch neue Planungsdaten für steuerbare Ressourcen erzeugt werden, so sind diese (als Aktualisierung) an die Netzbetreiber zu übermitteln. Jeder RD-Abruf sorgt dafür, dass neue Planungsdaten vorliegen, die somit als Aktualisierung an den NB zu übermitteln sind. Die Planungsdaten werden in Form von Zeitreihen in 1/4 - stündlicher Auflösung geliefert.	Durch die Hinzufügung kann in den Abrufprozessen stringent auf den UC verwiesen werden ohne einen weiteren Aktualisierungsschritt dort einbauen zu müssen.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
259	II. 2.5.2 SD: Übermittlung von Planungsdaten	Entfällt in Bezug auf ANB, wenn ANB zugleich DP ist.	streichen	Übermittlung der Planungsdaten an die betroffene NB entfällt nicht, sondern wird vom ANB ausgeführt.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
260	II. 2.5.2 SD: Übermittlung von Planungsdaten Zeile: 2	Entfällt in Bezug auf ANB, wenn ANB zugleich DP ist.	Ergänzung: Die NB können einen DP (NKK) für die Kommunikation zwischen NB nutzen. Dieser kann vom DP (PVK) für die Kommunikation mit dem Markt (EIV) abweichen. In diesem Fall kann eine direkte Weiterleitung zwischen diesen beiden DP erfolgen.	In der Kommunikation zwischen Netzbetreibern (NKK) besteht jedoch nicht die Notwendigkeit eines bundesweiten Single Point of Contact und damit eines nationalen DP für Netzbetreiber. Gerade im Hinblick auf Bereitstellung von Zusatzfunktionen welche die Optimierung des Redispatcheinsatzes in einer Regelzone/Region ermöglichen, sollte die Übergabe der Rolle des DP durch die NB der Regelzone/Region an einen Dritten ermöglicht werden. Dieser stellt auch die Funktion der Kommunikation zwischen NB bereit. Ist der DP für die Kommunikation zum Markt (PVK) nicht identisch mit dem DP für die Kommunikation der NB (NKK), kann auch eine Informationsweiterleitung direkt zwischen den DP stattfinden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
261	II. 2.5.2 SD: Übermittlung von Planungsdaten	Entfällt in Bezug auf ANB, wenn ANB zugleich DP ist.	streichen	wie Anmerkung zu II. 2.1.2.	N-ERGIE Netz GmbH
262	II. 2.5.2 SD: Übermittlung von Planungsdaten			Eine kontinuierliche, regelmäßige Übermittlung von Planungsdaten ab D-1 14:30h sollte unabhängig von absoluten oder relativen Änderungen durch die NB ermöglicht werden, um die Datenübermittlungsprozesse leichter automatisieren zu können. Dies würde darüber hinaus eine ständig aktuelle Datenlage bei den NB sicherstellen und eine Nachjustierung von Schwellwerten in der Zukunft vermeiden.	QUADRA Energy GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
263	II. 2.6 Use-Case: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB	Der Anlagenbetreiber muss entsprechend der SOGL die Verfügbarkeit bzw. Nichtbeanspruchbarkeit an den NB übermitteln. Daher sollte dies im Prozess des Redispatch klargestellt werden. Die Prozessbeschreibung darf die Regelung der SOGL nicht untermauern indem Sie abweichende Regelungen aufstellt bzw. diese nicht vollständig abbildet. Daher sollte aufgenommen werden, dass der Anlagenbetreiber originär die Information an den NB übermittelt. Dies ist unabhängig davon, ob dieser sich eines Dritten bedient, der diese Aufgabe in seinem Namen wahrnimmt.			EFET Deutschland
264	II. 2.6 Use-Case: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB	einzufügen	Der Anlagenbetreiber muss Verfügbarkeit und Nichtbeanspruchbarkeit gemäß den Vorgaben der SOGL an den NB übermitteln.	die SOGL ist das relevante Rahmenwerk. Abweichende Regelungen (zu wenig oder andere Datenmeldungen) sind zu vermeiden. Die Meldung soll an einen Netzbetreiber erfolgen, wie die Information dann auf der Netzseite ausgetauscht wird ist dort zu regeln.	ENGIE Deutschland AG
265	II. 2.6 Use-Case: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB		Der Anlagenbetreiber ist in den Prozess mit aufzunehmen. Dieser übermittelt die Nichtbeanbruchbarkeit.	Der Anlagenbetreiber muss entsprechend der SOGL die Verfügbarkeit bzw. Nichtbeanspruchbarkeit an den NB übermitteln. Daher sollte dies im Prozess des Redispatch klargestellt werden. Die Prozessbeschreibung darf die Regelung der SOGL nicht untermauern indem Sie abweichende Regelungen aufstellt bzw. diese nicht vollständig abbildet. Daher sollte aufgenommen werden, dass der Anlagenbetreiber originär die Information an den NB übermittelt. Dies ist unabhängig davon, ob dieser sich eines Dienstleisters bedient, der diese Aufgabe in seinem Namen wahrnimmt.	UNIPER SE
266	II. 2.6.1 UC: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB	Eine Lieferung von Nichtbeanspruchbarkeiten für TR ist nur optional vorgesehen, grundsätzlich sollen Nichtbeanspruchbarkeiten für SR gemeldet werden.	Eine Lieferung von Nichtbeanspruchbarkeiten soll grundsätzlich auf TR erfolgen.	Wenn ein EIV für mehrere Anlagenbetreiber einer steuerbaren Ressource verantwortlich ist, so würde es den Prozess für den EIV erheblich vereinfachen die Nichtbeanspruchbarkeiten pro technischer Ressource zu übermitteln, da er sie nicht extra zusammenfassen muss. Auch in den Folgenprozessen, z.B. bei der Bestimmung der Ausfallarbeit der technischen Ressource könnte die Information pro technischer Ressource hilfreich sein. Im Falle das ein NB die Prognosegüte überprüft oder eine Ersatzprognose erstellen muss, benötigt der NB die Nichtbeanspruchbarkeit pro technischer Ressource ebenfalls.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
267	II. 2.6.1 UC: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB	Der EIV sendet eine Nichtbeanspruchbarkeit für die steuerbare Ressource an den DP.	Der EIV sendet eine Nichtbeanspruchbarkeit für die technische Ressource an den DP.	Technische Ressourcen welche im Duldungsfall nur durch TRE oder FRE vom NB steuerbar sind, hätten sonst nicht die möglichkeit Nichtbeanspruchbarkeit zu melden, da diese SR durch den NB gebildet wird.	EWE NETZ GmbH
268	II. 2.6.2 SD: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB	Entfällt in Bezug auf ANB, wenn ANB zugleich DP ist.	streichen	Wenn der ANB die Rolle des DP übernimmt, so muss er auch die Pflichten des DP übernehmen. War in der vom BDEW an die BNetzA gesendeten Version nicht enthalten. Wenn der Satz stehen bleibt, ist unklar wie die betroffenen NB die Planungsdaten erhalten. // Übermittlung der Nichtbeanspruchbarkeiten an die betroffenen NB entfällt nicht, sondern wird vom ANB ausgeführt.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
269	II. 2.6.2 SD: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB Zeile: 2	Entfällt in Bezug auf ANB, wenn ANB zugleich DP ist.	Ergänzung: Die NB können einen DP (NKK) für die Kommunikation zwischen NB nutzen. Dieser kann vom DP (PVK) für die Kommunikation mit dem Markt (EIV) abweichen. In diesem Fall kann eine direkte Weiterleitung zwischen diesen beiden DP erfolgen.	In der Kommunikation zwischen Netzbetreibern (NKK) besteht jedoch nicht die Notwendigkeit eines bundesweiten Single Point of Contact und damit eines nationalen DP für Netzbetreiber. Gerade im Hinblick auf Bereitstellung von Zusatzfunktionen welche die Optimierung des Redispatcheinsatzes in einer Regelzone/Region ermöglichen, sollte die Übergabe der Rolle des DP durch die NB der Regelzone/Region an einen Dritten ermöglicht werden. Dieser stellt auch die Funktion der Kommunikation zwischen NB bereit. Ist der DP für die Kommunikation zum Markt (PVK) nicht identisch mit dem DP für die Kommunikation der NB (NKK), kann auch eine Informationsweiterleitung direkt zwischen den DP stattfinden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
270	II. 2.6.2 SD: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB Zeile: 1	Unverzüglich, spätestens 1 Std. nach Bekanntwerden	Unverzüglich, spätestens 4 Std. nach Bekanntwerden	Bei ungeplanten Nichtbeanspruchbarkeiten sollte es für den EIV möglich sein, mit dem BTR Rücksprache zu halten, um den Grund der Nichtbeanspruchbarkeit zu identifizieren. Insbesondere bei kleineren Anlagen kann auf Grund der Betriebsstruktur nicht davon ausgegangen werden, dass der BTR durchgängig erreichbar ist. Eine längere Rückmeldefrist würde diesen Umstand berücksichtigen.	Fachverband Biogas e.V.
271	II. 2.6.2 SD: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB	Entfällt in Bezug auf ANB, wenn ANB zugleich DP ist.	streichen	wie Anmerkung zu II. 2.1.2.	N-ERGIE Netz GmbH
272	II. 2.7 Use-Case: Übermittlung marktbedingte Anpassung	Überschrift: "Use-Case: Übermittlung marktbedingte Anpassung"	Anpassung des UC-Titels: "Übermittlung von marktbedingter Anpassung im Prognosemodell"	Bitte zum besseren Verständnis und mehr Übersichtlichkeit hinzufügen.	ENGIE Deutschland AG
273	II. 2.7 Use-Case: Übermittlung marktbedingte Anpassung	Die Information über eine marktbedingte Anpassung (Abregelungszeitreihe) der steuerbaren Ressource liegt bei den (betroffenen) NB vor.	Die Information über eine marktbedingte Anpassung (Abregelungszeitreihe) der steuerbaren Ressource liegt bei den (betroffenen) NB vor.	Es ist sehr sinnvoll eine marktbedingte Abregelung auch im Prognosemodell zu kommunizieren. Andernfalls wird - aus wirtschaftlicher und ökologischer Sicht - unnötigerweise ein bilanzieller Ausgleich durch die Netzbetreiber beschafft. Es ist aber wichtig, dass diese marktbedingte Abregelung so unkompliziert wie möglich gemeldet werden kann. Da im Prognosemodell keine Planwertdaten gemeldet werden, wäre eine Übermittlung per Signal oder eine Meldung analog zur Übermittlung der Nichtbeanspruchbarkeiten sinnvoll, um den Abwicklungsaufwand so gering wie möglich zu halten.	ENGIE Deutschland AG
274	II. 2.7 Use-Case: Übermittlung marktbedingte Anpassung	Der EIV sendet die Informationen zu einer marktbedingten Anpassung der steuerbaren Ressource an den DP. Dieser leitet die Daten an die (betroffenen) NB weiter. Bei Änderungen wird die Abregelungszeitreihe aktualisiert.	Der EIV sendet die Informationen zu einer marktbedingten Anpassung der steuerbaren Ressource an den DP. Dieser leitet die Daten an die (betroffenen) NB weiter. Bei Änderungen wird die Abregelungszeitreihe aktualisiert.	Siehe Zeile darüber.	ENGIE Deutschland AG
275	II. 2.7 Use-Case: Übermittlung marktbedingte Anpassung		Streichung.	Rechtliche Rahmenbedingungen für diesen Punkt sind nicht gegeben. Marktbedingte Anpassungen durch den LF/EIV beruhen auf unternehmensinternen Vermarktungsstrategien, die zwingend der Geheimhaltung unterliegen.	QUADRA Energy GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
276	II. 2.7.1 UC: Übermittlung marktbedingte Anpassung Use-Case-Beschreibung	Der EIV sendet die Informationen zu einer marktbedingten Anpassung der steuerbaren Ressource an den DP. Dieser leitet die Daten an die (betroffenen) NB weiter. Bei Änderungen wird die Abregelungszeitreihe aktualisiert.		Die KWK-Anlagen der Evonik Operations GmbH am Standort Marl sind gleichzeitig Entsorgungsfachbetriebe und stellen wichtige Entsorgungswege für Abfälle der chemischen Produktion dar. Da die Entsorgung einen eigenen Markt darstellt, beeinflussen mit dem Strom-, Dampf- und Entsorgungsmarkt zeitgleich drei Märkte die Anlagensteuerung. Die Folge sind häufige Steuerungseingriffe und eine Aktualisierung der Abregelungszeitreihe wäre teils mehrfach pro Viertelstunde notwendig.	Evonik Operations GmbH
277	II. 2.7.1 UC: Übermittlung marktbedingte Anpassung	Der EIV sendet die Informationen zu einer marktbedingten Anpassung der steuerbaren Ressource an den DP.	Der EIV sendet die Informationen zu einer marktbedingten Anpassung der technischen Ressource an den DP.	Technische Ressourcen welche im Duldungsfall nur durch TRE oder FRE vom NB steuerbar sind, hätten sonst nicht die Möglichkeit marktbedingte Anpassungen zu melden, da diese SR durch den NB gebildet wird.	EWE NETZ GmbH
278	II. 2.7.2 SD: Übermittlung marktbedingte Anpassung	Frist: Ereignisgesteuerte Übermittlung bis Echtzeit.	Frist: Ereignisgesteuerte Übermittlung bis Echtzeit. Wenn die RD-Anweisung des Netzbetreibers kommuniziert ist, kann keine dem RD entgegengesetzte marktbedingte Anpassung durch den EIV durchgeführt werden. Dem RD nicht entgegengesetzte additive Marktanpassungen sind zulässig.	Die Forderung nach einer "Ereignisgesteuerte Übermittlung bis Echtzeit." der marktlichen Einschränkungen ist getrieben durch die Marktteilnehmer, um Anlagen unter Redispatch auch bis Echtzeit uneingeschränkt und flexibel bei marktlichen Preisanreizen und BK-Abweichungen einsetzen zu können. Im Prognosemodell müssen die NB jedoch für die Anlagen unter RD eine möglichst gute Prognose erstellen, auf welche wiederum auch die Höhe des energetischen Ausgleichs basiert. Entscheidet sich der Anlagenbetreiber kurz vor Beginn der Redispatch-Maßnahme seine Anlage(n) einzusenken, besteht für den NB keine Möglichkeit mehr dies entsprechend beim energetischen Ausgleich nachzubewirtschaften. Es besteht folglich die Gefahr für systematische Regelleistungseinsätze. Daher plädieren die ÜNB, wenn die RD-Anweisung des Netzbetreibers kommuniziert ist, keine dem RD entgegengesetzte marktbedingte Anpassung durch den EIV durchgeführt werden kann. Dem RD nicht entgegengesetzte zusätzliche Marktanpassungen in gleicher Wirkrichtung sind zulässig.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
279	II. 2.7.2 UC: Übermittlung marktbedingte Anpassung	Hinzufügung	Anpassung des UC-Titels zu nF: "Übermittlung von marktbedingter Anpassung im Prognosemodell"	Klarstellung, schnellere Orientierung bei Zuständigkeiten.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
280	II. 2.7.2 UC: Übermittlung marktbedingte Anpassung	Die Information über eine marktbedingte Anpassung (Abregelungszeitreihe) der steuerbaren Ressource liegt bei den (betroffenen) NB vor.	Die Information über eine marktbedingte Anpassung (Abregelungszeitreihe) der steuerbaren Ressource liegt bei den (betroffenen) NB vor.	Begriff "Abregelungszeitreihe" wird in Datenpunkt (s. Tabelle 1321) nicht mehr verwendet, ist daher an dieser Stelle anzupassen.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
281	II. 2.7.2 UC: Übermittlung marktbedingte Anpassung	Der EIV sendet die Informationen zu einer marktbedingten Anpassung der steuerbaren Ressource an den DP. Dieser leitet die Daten an die (betroffenen) NB weiter. Bei Änderungen wird die Abregelungszeitreihe aktualisiert.	Der EIV sendet die Informationen zu einer marktbedingten Anpassung der steuerbaren Ressource an den DP. Dieser leitet die Daten an die (betroffenen) NB weiter. Bei Änderungen wird die Abregelungszeitreihe aktualisiert.	Begriff "Abregelungszeitreihe" wird in Datenpunkt (s. Tabelle 1321) nicht mehr verwendet, ist daher an dieser Stelle anzupassen.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
282	II. 2.7.2 UC: Übermittlung marktbedingte Anpassung	Gestrichener Hinweis in UC-Tabelle	Hinweis: Bei kurzfristiger Anpassung vor Erfüllungszeitpunkt werden die Vor-/Nachteile der Beteiligten im Abrechnungsprozess ausgeglichen.	Hinweis sollte wieder aufgenommen werden, da bei marktbedingten Anpassungen bei EE-Anlagen Handeln bis zu Marktschluss nötig ist, finanzielle Ausgleichs müssen daher möglich sein/bleiben.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
283	II. 2.7.2 UC: Übermittlung marktbedingte Anpassung	Ereignisgesteuerte Übermittlung bis Echtzeit		Hinsichtlich der Ausgestaltung des UC "Übermittlung marktbasierter Anpassung" ist anzumerken, dass eine weiterführende Erörterung hinsichtlich des Zusammenspiels zwischen MBA und dem bilanziellen Ausgleich der NB zu erfolgen hat.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
284	II. 2.7.2 SD: Übermittlung marktbedingte Anpassung	Entfällt in Bezug auf ANB, wenn ANB zugleich DP ist.	streichen	Wenn der ANB die Rolle des DP übernimmt, so muss er auch die Pflichten des DP übernehmen. War in der vom BDEW an die BNetzA gesendeten Version nicht enthalten. Wenn der Satz stehen bleibt, ist unklar, wie die betroffenen NB die Planungsdaten erhalten. // Übermittlung der marktbedingten Anpassung an die betroffenen NB entfällt nicht, sondern wird vom ANB ausgeführt.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
285	II. 2.7.2 SD: Übermittlung marktbedingte Anpassung	Ereignisgesteuerte Übermittlung bis Echtzeit.	Ereignisgesteuerte Übermittlung bis max. 30 Minuten Echtzeit im Falle eines übermittelten Abrufs.	Minimaler Zeitbereich, um als anfordernder Netzbetreiber die Beschaffung des energetischen Ausgleichs anzupassen, ohne zu extrem schwankenden/hohen Preisen bis kurz vor Echtzeit angewiesen zu sein. Die Preise <30 Minuten kurz vor Echtzeit schwanken stark. Kleine Anpassungen/Optimierungen der BKV können zu sehr hohen Redispatchkosten beim Netzbetreiber führen, ohne dass dieser diese beeinflussen könnte.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
286	II. 2.7.2 SD: Übermittlung marktbedingte Anpassung Zeile: 2	Entfällt in Bezug auf ANB, wenn ANB zugleich DP ist.	Ergänzung: Die NB können einen DP (NKK) für die Kommunikation zwischen NB nutzen. Dieser kann vom DP (PVK) für die Kommunikation mit dem Markt (EIV) abweichen. In diesem Fall kann eine direkte Weiterleitung zwischen diesen beiden DP erfolgen.	In der Kommunikation zwischen Netzbetreibern (NKK) besteht jedoch nicht die Notwendigkeit eines bundesweiten Single Point of Contact und damit eines nationalen DP für Netzbetreiber. Gerade im Hinblick auf Bereitstellung von Zusatzfunktionen, welche die Optimierung des Redispatcheinsatzes in einer Regelzone/Region ermöglichen, sollte die Übergabe der Rolle des DP durch die NB der Regelzone/Region an einen Dritten ermöglicht werden. Dieser stellt auch die Funktion der Kommunikation zwischen NB bereit. Ist der DP für die Kommunikation zum Markt (PVK) nicht identisch mit dem DP für die Kommunikation der NB (NKK), kann auch eine Informationsweiterleitung direkt zwischen den DP stattfinden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
287	II. 2.7.2 SD: Übermittlung marktbedingte Anpassung	Ereignisgesteuerte Übermittlung bis Echtzeit.	Ereignisgesteuerte Übermittlung bis max. 30 Minuten Echtzeit im Falle einer angekündigten RD-Maßnahme.	Minimaler Zeitbereich, um als anfordernder Netzbetreiber die Beschaffung des energetischen Ausgleichs anzupassen, ohne von extrem schwankenden/hohen Preisen bis kurz vor Echtzeit betroffen zu sein. Die Preise <30 Minuten kurz vor Echtzeit schwanken stark. Kleine Anpassungen/Optimierungen der BKV können zu sehr hohen Redispatchkosten beim Netzbetreiber führen, ohne dass dieser diese beeinflussen könnte.	EWE NETZ GmbH
288	II. 2.7.2 SD: Übermittlung marktbedingte Anpassung	Entfällt in Bezug auf ANB, wenn ANB zugleich DP ist.	streichen	wie Anmerkung zu II. 2.1.2.	N-ERGIE Netz GmbH
289	II. 3 Abrufprozess	Beim Abruf ist zwischen dem Duldungsfall und dem Aufforderungsfall zu unterscheiden. Weiterhin ist zu unterscheiden, ob verbindliche Planungsdaten für die steuerbare Ressource durch den EIV geliefert werden oder nicht. Daraus ergeben sich unterschiedliche Bilanzierungsvarianten.	Beim Abruf ist zwischen dem Duldungsfall und dem Aufforderungsfall zu unterscheiden. Weiterhin ist zu unterscheiden, ob verbindliche Planungsdaten für die steuerbare Ressource durch den EIV geliefert werden oder nicht. Daraus ergeben sich unterschiedliche Bilanzierungsvarianten.	Es wird an keiner anderen Stelle darauf eingegangen, was verbindliche Planungsdaten sind bzw. wie sie definiert sind.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
290	II. 3 Abrufprozess	Beim Abruf ist zwischen dem Duldungsfall und dem Aufforderungsfall zu unterscheiden. Weiterhin ist zu unterscheiden, ob verbindliche Planungsdaten für die steuerbare Ressource durch den EIV geliefert werden oder nicht. Daraus ergeben sich unterschiedliche Bilanzierungsvarianten.	Beim Abruf ist zwischen dem Duldungsfall und dem Aufforderungsfall zu unterscheiden. Weiterhin ist zu unterscheiden, ob verbindliche Planungsdaten für die steuerbare Ressource durch den EIV geliefert werden oder nicht. Daraus ergeben sich unterschiedliche Bilanzierungsvarianten.	Es wird an keiner anderen Stelle darauf eingegangen, was verbindliche Planungsdaten sind bzw. wie sie definiert sind.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
291	II. 3 Abrufprozess	Beim Abruf ist zwischen dem Duldungsfall und dem Aufforderungsfall zu unterscheiden. Weiterhin ist zu unterscheiden, ob verbindliche Planungsdaten für die steuerbare Ressource durch den EIV geliefert werden oder nicht.	Beim Abruf ist zwischen dem Duldungsfall und dem Aufforderungsfall zu unterscheiden. Weiterhin ist zu unterscheiden, ob verbindliche Planungsdaten (außer Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingte Anpassungen) für die steuerbare Ressource durch den EIV geliefert werden (Planwertmodell) oder nicht (Prognosemodell).		E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
292	II. 3 Abrufprozess	Beim Abruf ist zwischen dem Duldungsfall und dem Aufforderungsfall zu unterscheiden. Weiterhin ist zu unterscheiden, ob verbindliche Planungsdaten für die steuerbare Ressource durch den EIV geliefert werden oder nicht. Daraus ergeben sich unterschiedliche Bilanzierungsvarianten.	Beim Abruf ist zwischen dem Duldungsfall und dem Aufforderungsfall zu unterscheiden. Weiterhin ist zu unterscheiden, ob verbindliche Planungsdaten für die steuerbare Ressource durch den EIV geliefert werden oder nicht. Daraus ergeben sich unterschiedliche Bilanzierungsvarianten.	Es wird an keiner anderen Stelle darauf eingegangen, was verbindliche Planungsdaten sind bzw. wie sie definiert sind.	ENGIE Deutschland AG
293	II. 3 Abrufprozess	kein Text vorhanden - Text wurde durch BNetzA gestrichen	Damit der Zutritt in den Aufforderungsfall durch den Netzbetreiber zugelassen werden kann, darf die Bearbeitungszeit 5 Minuten nicht überschreiten	Eine zeitliche Obergrenze der Bearbeitungszeit sollte gegeben sein, damit eine rechtssichere Gleichbehandlung aller Anlagenbetreiber sichergestellt werden kann.	EWE NETZ GmbH
294	II. 3 Abrufprozess			Siehe oben zu fehlender (Markt-)Rolle des Data Providers. Dieser ist aus allen UC und SD zu entfernen.	QUADRA Energy GmbH
295	II. 3.1.1 UC: Abruf im Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung	Nachbedingung im Erfolgsfall •Maßnahme wird gem. Abruf-Aufforderung umgesetzt. •Fahrpläne können zwischen BKV (des anfordernden NB) und BKV (des Lieferanten) angepasst werden.	Nachbedingung im Erfolgsfall •Maßnahme wird gem. Abruf-Aufforderung umgesetzt. •EIV aktualisiert die Planungsdaten (über Prozess zur Lieferung Planungsdaten) •Fahrpläne können zwischen BKV (des anfordernden NB) und BKV (des Lieferanten) angepasst werden.	"Aktualisierung" ergänzen	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
296	II. 3.1.1 UC: Abruf im Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung Fehlerfälle	- Der EIV kann aufgrund von technischen Störungen nicht steuern. ...	Der EIV kann aufgrund von technischen Störungen oder Erfüllungshemmnissen nicht steuern.	Der Betrieb von industriellen KWK-Anlagen in Verbundstrukturen, wie z. B. im Chemiepark Marl, führt zu einer Vielzahl an Nebenbedingungen für die Einsatzplanung. Insbesondere der kombinierte Betrieb als KWK-EFB-Anlage führt zu Einschränkungen in der Steuerbarkeit und Disponibilität, da die Entsorgung der Abfallströme aus der chemischen Produktion eine freie Steuerung und insbesondere Abstellung der Anlagen verhindern kann. Wir schlagen vor, in Anlehnung an die VDE-Anwendungsregel 4140 "Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen", zusätzlich zur technischen Störung das "Erfüllungshemmnis" aufzunehmen. Während die VDE-AR-N 4140 die Steuerbarkeit von Lasten behandelt, würde das Regelwerk für den Redispatch 2.0 somit analog und konsistent dazu die Einspeiseseite abbilden.	Evonik Operations GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
297	II. 3.1.1 UC: Abruf im Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung	Über den DP informiert der (anweisende) NB den LF, dem die MaLos dieser steuerbaren Ressource zugeordnet sind, über die Anweisung, der LF leitet diese Informationen an die BKV (des LF) weiter.	Über den DP informiert der (anweisende) NB den LF bzw. die LF, dem die MaLos bzw. Tranchen dieser steuerbaren Ressource zugeordnet sind, über die Anweisung, der LF bzw. die LF leiten diese Informationen jeweils an die BKV (des LF) weiter.		TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
298	II. 3.1.2 SD: Abruf im Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung	SD-Diagramm und Tabelle überarbeitet	Schritt 3 und 4 aus SD ersetzt durch Schritt 3 "ref" zu Use Case Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell.	Beachtung von Modellierungsvorgaben (s. dazu überarbeitetes Kerndokument).	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
299	II. 3.1.2 SD: Abruf im Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung (zu II 3.1.1.) Änderung bezieht sich auf die UC-Tabelle zum gleichnamigen UC (Excel-Auswahlmenü defekt).	Es ist ein EIV für die steuerbare Ressource benannt. - Der anfordernde NB hat den anweisenden NB zur Umsetzung des Abrufes aufgefordert. - die betroffenen NB haben Nichtbeanspruchbarkeiten erhalten. - Der anweisende NB hat die erforderlichen RD-Maßnahmen dimensioniert. - Der DP kennt den BKV.	<ul style="list-style-type: none"> Die (betroffenen) NB haben Planungsdaten erhalten. Der (anweisende) NB hat die erforderlichen RD-Maßnahmen dimensioniert. Der (anfordernde) NB hat den (anweisenden) NB zur Umsetzung des Abrufes aufgefordert. Der DP kennt den LF. Es ist ein EIV für die steuerbare Ressource benannt. 	Sortierung der Vorbedingungen, keine inhaltlichen Änderungen vorgenommen.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
300	II. 3.1.2 SD: Abruf im Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung (zu II 3.1.1.) Änderung bezieht sich auf die UC-Tabelle zum gleichnamigen UC (Excel-Auswahlmenü defekt).	<ul style="list-style-type: none"> Maßnahme wird gem. Abruf-Aufforderung umgesetzt. Fahrpläne können zwischen BKV (des anfordern-den NB) und BKV (des Lieferanten) angepasst werden. 	<ul style="list-style-type: none"> Maßnahme wird gem. Abruf-Aufforderung umgesetzt. EIV übermittelt aktualisierte Planungsdaten. Fahrpläne können zwischen BKV (des anfordern-den NB) und BKV (des Lieferanten) angepasst werden. 	Durch die Hinzufügung kann in den Abrufprozessen stringent auf den UC verwiesen werden ohne einen weiteren Aktualisierungsschritt dort einbauen zu müssen.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
301	II. 3.1.2 SD: Abruf im Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung	Aktualisierte Planungsdaten mit RD- Abruf	gesamte Schritt 3 und 4 weglassen	Weglassen und die Aktualisierung über Prozess für Planungsdatenlieferung durchführen -> dort Hinweis auf Aktualisierungspflicht ergänzen -> dort ist schon die Weiterleitung an betroffene NB enthalten (fehlt hier!!)	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
302	II. 3.1.2 SD: Abruf im Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung Zeile: 1	Entfällt, wenn anw. NB zugleich DP ist.	Ergänzung: Die NB können einen DP (NKK) für die Kommunikation zwischen NB nutzen. Dieser kann vom DP (PVK) für die Kommunikation mit dem Markt (EIV) abweichen. In diesem Fall kann eine direkte Weiterleitung zwischen diesen beiden DP erfolgen.	In der Kommunikation zwischen Netzbetreibern (NKK) besteht jedoch nicht die Notwendigkeit eines bundesweiten Single Point of Contact und damit eines nationalen DP für Netzbetreiber. Gerade im Hinblick auf Bereitstellung von Zusatzfunktionen welche die Optimierung des Redispatcheinsatzes in einer Regelzone/Region ermöglichen, sollte die Übergabe der Rolle des DP durch die NB der Regelzone/Region an einen Dritten ermöglicht werden. Dieser stellt auch die Funktion der Kommunikation zwischen NB bereit. Ist der DP für die Kommunikation zum Markt (PVK) nicht identisch mit dem DP für die Kommunikation der NB (NKK), kann auch eine Informationsweiterleitung direkt zwischen den DP stattfinden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
303	II. 3.1.2 SD: Abruf im Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung Zeile: 4	Entfällt, wenn anw. NB zugleich DP ist.	Ergänzung: Die NB können einen DP (NKK) für die Kommunikation zwischen NB nutzen. Dieser kann vom DP (PVK) für die Kommunikation mit dem Markt (EIV) abweichen. In diesem Fall kann eine direkte Weiterleitung zwischen diesen beiden DP erfolgen.	In der Kommunikation zwischen Netzbetreibern (NKK) besteht jedoch nicht die Notwendigkeit eines bundesweiten Single Point of Contact und damit eines nationalen DP für Netzbetreiber. Gerade im Hinblick auf Bereitstellung von Zusatzfunktionen welche die Optimierung des Redispatcheinsatzes in einer Regelzone/Region ermöglichen, sollte die Übergabe der Rolle des DP durch die NB der Regelzone/Region an einen Dritten ermöglicht werden. Dieser stellt auch die Funktion der Kommunikation zwischen NB bereit. Ist der DP für die Kommunikation zum Markt (PVK) nicht identisch mit dem DP für die Kommunikation der NB (NKK), kann auch eine Informationsweiterleitung direkt zwischen den DP stattfinden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
304	II. 3.1.2 SD: Abruf im Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung Zeile: 5	Entfällt, wenn anw. NB zugleich DP ist.	Ergänzung: Die NB können einen DP (NKK) für die Kommunikation zwischen NB nutzen. Dieser kann vom DP (PVK) für die Kommunikation mit dem Markt (EIV) abweichen. In diesem Fall kann eine direkte Weiterleitung zwischen diesen beiden DP erfolgen.	In der Kommunikation zwischen Netzbetreibern (NKK) besteht jedoch nicht die Notwendigkeit eines bundesweiten Single Point of Contact und damit eines nationalen DP für Netzbetreiber. Gerade im Hinblick auf Bereitstellung von Zusatzfunktionen welche die Optimierung des Redispatcheinsatzes in einer Regelzone/Region ermöglichen, sollte die Übergabe der Rolle des DP durch die NB der Regelzone/Region an einen Dritten ermöglicht werden. Dieser stellt auch die Funktion der Kommunikation zwischen NB bereit. Ist der DP für die Kommunikation zum Markt (PVK) nicht identisch mit dem DP für die Kommunikation der NB (NKK), kann auch eine Informationsweiterleitung direkt zwischen den DP stattfinden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
305	II. 3.1.2 SD: Abruf im Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung Zeile: 6	Unter Hinweis/Bemerkung:	Unter Hinweis/Bemerkung: Information zum RD-Abruf erfolgt je Marklokation bzw. Tranche	Da einer steuerbare Ressource mehrere Marklokationen zugeordnet sein können, benötig(en) der/die LF die Information zum RD-Abruf bezogen auf die Marklokation/Tranche, die ihm/ihnen zugeordnet sind.	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
306	II. 3.2 Use-Case: Abruf im Planwertmodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung			Für direkt an das Übertragungsnetz angeschlossene EEG-Anlagen besteht nach Art. 40 SOGL eine Lieferverpflichtung für Planungsdaten. Dementsprechend würde diese Anlagen nach Anlage 1 der Festlegung in Absatz 2.1.1 folgern, dass diese Anlagen allesamt verpflichten im Planwertmodell zu bilanzieren sind. Dies wird wie angegeben von den ÜNB begrüßt. Jedoch ergibt sich in der Kombination des Planwertmodells mit dem Duldungsfall eine komplizierte Konstellation: Laut SO GL sind die Planwerte Bilanzkreisscharf zu übermitteln. Jedoch ist die Steuertechnik der ÜB häufig nicht in derselben Graularität verfügbar, auch eine Nachrüstung ist aufgrund häufiger Vermarkter- und damit Bilanzkreiswechsel der Anlagen nicht sinnvoll. Daher würden alle Anlagen an einem Netzverknüpfungspunkt automatisch als eine gemeinsame Steuerbare Ressource definiert werden, sollte ein Anlagenbetreiber nicht freiwillig den Aufforderungsfall als Abrufvariante wählen. In diesem Fall müsste ein Vermarkter/Bilanzkreisverantwortlicher der Anlagen für die übrigen Anlagen eine koordinierende Rolle übernehmen und die Information über den Abruf weiterleiten sowie den ESS-Fahrplan anteilig aufteilen und weitergeben. Dies ist unrealistisch. Daher plädieren die ÜNB dafür, dass diese Anlagen verpflichtend über den Aufforderungsfall abgerufen werden.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
307	II. 3.2.1 UC: Abruf im Planwertmodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung	Nachbedingung im Erfolgsfall •Maßnahme wurde gem. verbindlicher Information umgesetzt. •Steuersignal wird umgesetzt. •Fahrpläne können zwischen BKV (des anfordernden NB) und BKV (des Lieferanten) angepasst werden.	Nachbedingung im Erfolgsfall •Maßnahme wurde gem. verbindlicher Information umgesetzt. •Der EIV aktualisiert die Planungsdaten •Steuersignal wird umgesetzt. •Fahrpläne können zwischen BKV (des anfordernden NB) und BKV (des Lieferanten) angepasst werden.	"Aktualisierung" ergänzen	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
308	II. 3.2.2 SD: Abruf im Planwertmodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung	Kein Aktualisierung der Planungsdaten bei Abruf im Planwertmodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung.	KEine Aktualisierung der Planungsdaten soll auch im Duldungsfall durch den EIV erfolgen.	s. darüber liegende Zeile.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
309	II. 3.2.2 SD: Abruf im Planwertmodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung Zeile: 1	Entfällt, wenn anw. NB zugleich DP ist.	Ergänzung: Die NB können einen DP (NKK) für die Kommunikation zwischen NB nutzen. Dieser kann vom DP (PVK) für die Kommunikation mit dem Markt (EIV) abweichen. In diesem Fall kann eine direkte Weiterleitung zwischen diesen beiden DP erfolgen.	In der Kommunikation zwischen Netzbetreibern (NKK) besteht jedoch nicht die Notwendigkeit eines bundesweiten Single Point of Contact und damit eines nationalen DP für Netzbetreiber. Gerade im Hinblick auf Bereitstellung von Zusatzfunktionen welche die Optimierung des Redispatcheinsatzes in einer Regelzone/Region ermöglichen, sollte die Übergabe der Rolle des DP durch die NB der Regelzone/Region an einen Dritten ermöglicht werden. Dieser stellt auch die Funktion der Kommunikation zwischen NB bereit. Ist der DP für die Kommunikation zum Markt (PVK) nicht identisch mit dem DP für die Kommunikation der NB (NKK), kann auch eine Informationsweiterleitung direkt zwischen den DP stattfinden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
310	II. 3.2.2 SD: Abruf im Planwertmodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung Zeile: 4	Unter Hinweis/Bemerkung:	Unter Hinweis/Bemerkung: Information zum RD-Abruf erfolgt je Marklokation bzw. Tranche	Da einer steuerbaren Ressource mehrere Marklokationen zugeordnet sein können, benötig(en) der/die LF die Information zum RD-Abruf bezogen auf die Marklokation/Tranche, die ihm/ihnen zugeordnet sind. Ggf. ist hier noch vorgelagerter Prozessschritt (analog zu Kapitel II 3.1.2 Prozessschritt 5) erforderlich in dem der RD-Abruf je Marklokation/Tranche an die betroffenen(en) LF über den DP kommuniziert wird.	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
311	II. 3.3.2 SD: Abruf im Prognosemodell im Aufforderungsfall mit Sollwertanweisung Zeile: 1	... Entfällt, wenn anw. NB zugleich DP ist.	Ergänzung: Die NB können einen DP (NKK) für die Kommunikation zwischen NB nutzen. Dieser kann vom DP (PVK) für die Kommunikation mit dem Markt (EIV) abweichen. In diesem Fall kann eine direkte Weiterleitung zwischen diesen beiden DP erfolgen.	In der Kommunikation zwischen Netzbetreibern (NKK) besteht jedoch nicht die Notwendigkeit eines bundesweiten Single Point of Contact und damit eines nationalen DP für Netzbetreiber. Gerade im Hinblick auf Bereitstellung von Zusatzfunktionen welche die Optimierung des Redispatcheinsatzes in einer Regelzone/Region ermöglichen, sollte die Übergabe der Rolle des DP durch die NB der Regelzone/Region an einen Dritten ermöglicht werden. Dieser stellt auch die Funktion der Kommunikation zwischen NB bereit. Ist der DP für die Kommunikation zum Markt (PVK) nicht identisch mit dem DP für die Kommunikation der NB (NKK), kann auch eine Informationsweiterleitung direkt zwischen den DP stattfinden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
312	II. 3.3.2 SD: Abruf im Prognosemodell im Aufforderungsfall mit Sollwertanweisung Zeile: 3		Ergänzung: Entfällt, wenn anw. NB zugleich DP ist. Ergänzung: Die NB können einen DP (NKK) für die Kommunikation zwischen NB nutzen. Dieser kann vom DP (PVK) für die Kommunikation mit dem Markt (EIV) abweichen. In diesem Fall kann eine direkte Weiterleitung zwischen diesen beiden DP erfolgen.	Hinweis fehlt an dieser Stelle noch. In der Kommunikation zwischen Netzbetreibern (NKK) besteht jedoch nicht die Notwendigkeit eines bundesweiten Single Point of Contact und damit eines nationalen DP für Netzbetreiber. Gerade im Hinblick auf Bereitstellung von Zusatzfunktionen welche die Optimierung des Redispatcheinsatzes in einer Regelzone/Region ermöglichen, sollte die Übergabe der Rolle des DP durch die NB der Regelzone/Region an einen Dritten ermöglicht werden. Dieser stellt auch die Funktion der Kommunikation zwischen NB bereit. Ist der DP für die Kommunikation zum Markt (PVK) nicht identisch mit dem DP für die Kommunikation der NB (NKK), kann auch eine Informationsweiterleitung direkt zwischen den DP stattfinden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
313	II. 3.3.2 SD: Abruf im Prognosemodell im Aufforderungsfall mit Sollwertanweisung Zeile: 1	Unter Hinweis/Bemerkung: Aufforderung je Steuerbare Ressource mit Sollwertanweisung. Die Vorlaufzeit ist in den Stammdaten definiert. Entfällt, wenn anw. NB zugleich DP ist.	Unter Hinweis/Bemerkung: Aufforderung für die steuerbare Ressource je technischer Ressource mit Sollwertanweisung. Die Vorlaufzeit ist in den Stammdaten definiert. Entfällt, wenn anw. NB zugleich DP ist.	Falls einer steuerbaren Ressource mehrere Marklokationen zugordnet sind, sind ggf. konkrete Vorgaben hinsichtlich der Fahrweise einzelner technischer Ressource erforderlich um eine korrekte Zuordnung zur Marklokation/Tranche zu gewährleisten.	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
314	II. 3.3.2 SD: Abruf im Prognosemodell im Aufforderungsfall mit Sollwertanweisung Zeile: 3	Unter Hinweis/Bemerkung:	Unter Hinweis/Bemerkung: Information zum RD-Abruf erfolgt je Marklokation bzw. Tranche	Da einer steuerbaren Ressource mehrere Marklokationen zugeordnet sein können, benötig(en) der/die LF die Information zum RD-Abruf bezogen auf die Marklokation/Tranche, die ihm/ihnen zugeordnet sind.	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
315	II. 3.4.1 UC: Abruf im Prognosemodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung	Use-Case-Beschreibung Der (anweisende) NB hat den Abruf für die steuerbare Ressource über den DP an den EIV und den LF übermittelt. ...	Use-Case-Beschreibung Der (anweisende) NB hat eine Information über den Abruf für die steuerbare Ressource über den DP an den EIV und den LF übermittelt. ...	Im Duldungsfall wird informiert, nicht abgerufen	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
316	II. 3.4.2 Neues Kapitel einzufügen II. 3.4.3	noch einzufügen	Bei der Umsetzung der Redispatch-Abrufe ist zwischen dem Abruf im Standard- bzw. im Sonder-Redispatch gemäß den Anforderungen der SO GL zu unterscheiden.	<p>In der operativen Praxis ist zwischen Standard-Redispatch und Sonder-Redispatch zu unterscheiden. Im Standard-Redispatch-Fall greifen die NB ausschließlich auf die im Rahmen des SO GL-Prozesses ab D-1 14:30 Uhr gemeldeten Redispatch-Vermögen und die zusätzlich gemeldeten Kostenansätze zu, um damit die Merit-Order usw. zu bestimmen. Zum Sonder-Redispatch kommt es, wenn die gemeldeten Redispatch-Vermögen nicht ausreichen und zusätzliche Redispatch-Leistung mobilisiert werden muss.</p> <p>Sonder-Redispatch-Maßnahmen sind Redispatch-Maßnahmen,</p> <ul style="list-style-type: none">• welche außerhalb der gemeldeten freien Redispatch-Vermögen (+RDV und -RDV) abgewickelt werden,• welche zeitlich nach Redispatch-Anweisung (RDA) des NB eine Verlagerung oder Suspendierung der gemeldeten Besicherungs- und Regelleistungsscheiben durch den EIV bewirken,• die eine freie Nutzung der gemeldeten Besicherungs- und Regelleistungsscheiben durch den EIV unabhängig von einem tatsächlichen RD-Abruf blockieren oder• deren Durchführung in für die Fernwärme- oder Prozesswärmeproduktion relevante Leistungsscheiben reichen. <p>Da derartige Anweisungen des NB Sondermaßnahmen</p> <p>des EIV erfordern, weichen die Kosten von den für Standard-Redispatch geltenden Kostenansätzen ab. Die zu-sätzlichen Kosten müssen im Einzelfall ermittelt werden. Daher ist für solche Sondermaßnahmen eine vorherige bilaterale Abstimmung über die zusätzliche Redispatch-Leistung durchzuführen. Sollten bei der Anweisung von Sonder-Redispatch-Maßnahmen entstehende zusätzliche Kosten noch nicht bekannt sein, erfolgt deren Bezifferung im Nachgang der Maßnahme. Eine Ad-hoc-Abstimmung über Kosten kann im operativen Dienst mit dem NB-Systemführer nicht erfolgen.</p> <p>Bei KWK-Anlagen hat der Netzbetreiber vor einer Aufforderung zu einem negativen Sonder-Redispatch (Herabregelung von der Mindestlast in den Anlagenstillstand) abzuwägen, ob im konkreten Fall Umstände vorliegen, die eine Ausnahme begründen könnten.</p> <p>Der Anlagenbetreiber/Einsatzverantwortliche weist den Netzbetreiber bei Abstimmung eines Sonder-Redispatch auf das Vorliegen solcher Umstände und eines daraus resultierenden Ausnahmefalls hin. Die Ausnahme kann vor allem dadurch begründet sein, dass der eintretende Schaden beim KWK-Anlagenbetreiber und seinen Wärme-Kunden verglichen mit dem Nutzen des negativen</p>	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Redispatch von der Mindestlast in den Anlagenstillstand unverhältnismäßig ist. Ein solcher Ausnahmefall liegt insbesondere vor, wenn einer der nachfolgenden Sachverhalte zutrifft:</p> <ul style="list-style-type: none">• Wenn die Kosten des erzwungenen Stillstands so hoch sind, dass der Netzbetreiber bei kosteneffizienter Durchführung des Redispatch unter Berücksichtigung seiner Alternativen nach § 13 (1) Nr. 2 EnWG davon abweichen muss. Dies ist bei der bilateralen Abstimmung des Sonder-Redispatch soweit möglich zu berücksichtigen und ist unabhängig davon, dass die tatsächlichen Kosten der Maßnahme ex post bestimmt und abgerechnet werden können.• Wenn der Redispatch bei seiner Durchführung wirkungslos wäre. Dies ist z. B. der Fall, wenn eine KWK-Anlage von einer anderen KWK-Anlage abgelöst wird und keine andere alternative Anlage eingesetzt werden kann, ohne die Wärmeversorgung oder die Wärmeversorgungssicherheit zu gefährden.• Wenn durch den Redispatch die Netzstabilität und Systemsicherheit des Fernwärmenetzes gefährdet oder gestört würde, so dass Versorgungseinschränkungen, Versorgungsunterbrechungen oder ein Auskühlen des Wärmenetzes und Netzwiederaufbau die Folge sein können. <p>• Wenn eine Gefahr für Leib und Leben der Wärmekunden besteht. Dies äußert sich dadurch, dass Wärmeabnehmer betroffen sind, die einen besonderen Schutz vor einer Unterbrechung oder Unterversorgung der Wärmeversorgung genießen, wie z. B. geschützte Kunden nach § 53a EnWG oder auch Krankenhäuser und Altenheime.</p> <p>Werden keine Planungsdaten übermittelt, ist zu beachten, dass ohne vorherige bilaterale Abstimmung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber im Stillstand oder Teillastbetrieb kein positiver Redispatch angefordert werden kann, da dem Netzbetreiber keine Informationen vorliegen, ob und in welchem Umfang die Anlage hoch- oder herunterfahren kann.</p> <p>HINWEIS zu möglichen Schäden an Windenergieanlagen durch vollständiges Abfahren:</p> <p>Der BDEW weist darauf hin, dass bei bestimmten Windenergieanlagen ein vollständiges Abfahren im Rahmen des Redispatch 2.0 zu Schäden der Anlagentechnik führen kann. Bei Windenergieanlagen könnten sich insbesondere aufgrund der fehlenden Einhausung beispielsweise durch Eindringen von Feuchtigkeit infolge des Erkaltens Schäden an</p>	

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				<p>Generatoren oder Umformern ergeben. Auch ein Anlagenstopp kann mit der Erfordernis eines manuellen Eingreifens beim Wiederanlauf verbunden sein.</p> <p>Um eine Gefährdung der Netzstabilität zu vermeiden, da Leistung auf Grund dieser Tatsache ggf. nicht zur Verfügung steht, arbeitet der BDEW aktuell an einer Lösung (außerhalb der Regelungen zum Sonderreispatch). Der aktuelle Ansatz sieht vor, dass ein kleiner Anteil der theoretisch möglichen Leistung aus der Meldung des frei verfügbaren Redispatch-Vermögens (RDV) im Planwertmodell vom Abruf ausgenommen wird (vgl. Kapitel VI. 1.3.8 der Branchenlösung) beziehungsweise ein vollständiges Abfahren begründet abgelehnt werden kann. Maßgeblich für die Höhe des nicht verfügbaren RDV sollte eine im Rahmen der Stammdatenmeldung (vgl. Kapitel VI. 1.2.1. der Branchenlösung) anzugebende fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung gemäß Herstellerangaben sein. Im Prognosemodell wiederum wäre die im Zuge der Stammdatenmeldung übermittelte nicht fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung (vgl. Kapitel VI. 1.2.1. der Branchenlösung) beim Abruf ebenfalls auszunehmen beziehungsweise ein vollständiges Abfahren auf Basis dessen abzulehnen, ohne dass es einer weiteren Meldung durch den Anlagenbetreiber bedarf.</p> <p>Dieser Lösungsansatz (inklusive der Forderung nach dem entsprechend benötigten Stammdatum), soll im Rahmen der BDEW-Stellungnahme zur erwarteten BNetzA-Konsultation zu Datenbedarfen für den RD 2.0 eingebracht werden.</p>	
317	II. 3.4.2 SD: Abruf im Prognosemodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung Zeile: 1	Entfällt, wenn anw. NB zugleich DP ist.	Ergänzung: Die NB können einen DP (NKK) für die Kommunikation zwischen NB nutzen. Dieser kann vom DP (PVK) für die Kommunikation mit dem Markt (EIV) abweichen. In diesem Fall kann eine direkte Weiterleitung zwischen diesen beiden DP erfolgen.	<p>In der Kommunikation zwischen Netzbetreibern (NKK) besteht jedoch nicht die Notwendigkeit eines bundesweiten Single Point of Contact und damit eines nationalen DP für Netzbetreiber. Gerade im Hinblick auf Bereitstellung von Zusatzfunktionen welche die Optimierung des Redispatcheinsatzes in einer Regelzone/Region ermöglichen, sollte die Übergabe der Rolle des DP durch die NB der Regelzone/Region an einen Dritten ermöglicht werden. Dieser stellt auch die Funktion der Kommunikation zwischen NB bereit.</p> <p>Ist der DP für die Kommunikation zum Markt (PVK) nicht identisch mit dem DP für die Kommunikation der NB (NKK), kann auch eine Informationsweiterleitung direkt zwischen den DP stattfinden.</p>	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
318	II. 3.4.2 SD: Abruf im Prognosemodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung Zeile: 5	Weiterleitung Information mit Sollwerten (von LF an BKV)	Entfernung des Prozesses	Aus Sichtweise eines Bilanzkreisverantwortlichen sehen wir nicht die Notwendigkeit für die informatorischen Sollwerte. Aus diesem Grund sollte der Prozess aus dem Sequenzdiagramm und der Tabelle entfernt werden.	KISTERS AG

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
319	II. 3.4.2 SD: Abruf im Prognosemodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung Zeile: 4	Unter Hinweis/Bemerkung:	Unter Hinweis/Bemerkung: Information zum RD-Abruf erfolgt je Marklokation bzw. Tranche	Da einer steuerbaren Ressource mehrere Marklokationen zugeordnet sein können, benötig(en) der/die LF die Information zum RD-Abruf bezogen auf die Marklokation/Tranche, die ihm/ihnen zugeordnet sind. Ggf. ist hier noch vorgelagerter Prozessschritt (analog zu Kapitel II 3.1.2 Prozessschritt 5) erforderlich in dem der RD-Abruf je Marklokation/Tranche an die betroffen(en) LF über den DP kommuniziert wird.	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
320	III. Abrechnung		vor III. einen Abschnitt ergänzen [-> möglichst in Neufassung AGQS vom 22.7.] Aufforderungs-/Duldungsfall - grundsätzlich Zuordnung - Wechselprozess/-möglichkeiten	vor III. einen Abschnitt ergänzen [-> möglichst in Neufassung AGQS vom 22.7.] Aufforderungs-/Duldungsfall - grundsätzlich Zuordnung - Wechselprozess/-möglichkeiten	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
321	III. Abrechnung	Bei der Abwicklung des Datenaustauschs ist das Datenformat EDIFACT zu verwenden. Zeitreihen sind mittels des Nachrichtentyps MSCONS zu übermitteln. Die Übermittlung der Nachrichten zwischen den Beteiligten erfolgt in entsprechender Anwendung der für die Festlegung GPKE (BK6-06-009) geltenden Regeln.	Bei der Abwicklung des Datenaustauschs ist das Datenformat EDIFACT zu verwenden. Zeitreihen sind mittels des Nachrichtentyps MSCONS zu übermitteln. Die Übermittlung der Nachrichten zwischen den Beteiligten erfolgt in entsprechender Anwendung der für die Festlegung GPKE (BK6-06-009) geltenden Regeln.	in einer Prozessfestlegung sollen keine Festlegung der Nachrichtentypen zu einzelnen Prozessschritten erfolgt	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
322	III. Abrechnung	Bei der Abwicklung des Datenaustauschs ist das Datenformat EDIFACT zu verwenden. Zeitreihen sind mittels des Nachrichtentyps MSCONS zu übermitteln. Die Übermittlung der Nachrichten zwischen den Beteiligten erfolgt in entsprechender Anwendung der für die Festlegung GPKE (BK6-06-009) geltenden Regeln.	Bei der Abwicklung des Datenaustauschs ist das Datenformat EDIFACT zu verwenden. Die Übermittlung der Nachrichten zwischen den Beteiligten erfolgt in entsprechender Anwendung der für die Festlegung GPKE (BK6-06-009) geltenden Regeln.	Es sind in Festlegungen keine Nachrichtentypen, wie in diesem Fall MSCONS, zu nennen, insbesondere, wenn es falsch ist, denn wenn Fahrpläne ausgetauscht werden sollten, wie einzelne Passagen dieses Abschnitts den Anschein erwecken, dann werden diese sicher nicht per MSCONS ausgetauscht werden.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
323	III. Abrechnung	Bei der Abwicklung des Datenaustauschs ist das Datenformat EDIFACT zu verwenden. Zeitreihen sind mittels des Nachrichtentyps MSCONS zu übermitteln. Die Übermittlung der Nachrichten zwischen den Beteiligten erfolgt in entsprechender Anwendung der für die Festlegung GPKE (BK6-06-009) geltenden Regeln.		Zwischen NB und BTR findet aktuell keine automatisierte Marktkommunikation statt und ist auch auf absehbare Zeit unrealistisch. Stattdessen ist die Rolle des LF/BKV in den betroffenen UC und SD aufzunehmen und entsprechend zu konkretisieren.	QUADRA Energy GmbH
324	III. 1 Übermittlung und weiterleitung meteorologischer Daten	Übermittlung und weiterleitung meteorologischer Daten	Übermittlung und Weiterleitung meteorologischer Daten	Großschreibung des Wortes Weiterleitung	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
325	III. 1 Übermittlung und weiterleitung meteorologischer Daten			Es stellt sich die Frage, inwieweit diese Prozesse vonnöten sind, solange alle hiervon betroffenen TR in Form von Echtzeitdaten (im Rahmen SO-GL oder der TAR) diese Informationen bereits an den ANB übermitteln. Der ANB hat laut SO-GL die Pflicht, diese von der TR abzuholen und an betroffene NB weiterzuleiten. Vor diesem Hintergrund sehen wir hier eine unsachgemäße Doppelverpflichtung des BTR, stattdessen liegt diese im Verantwortungsbereich des ANB. Im übrigen schließen die Echtzeitdaten-Lieferungen im Rahmen von SO-GL bereits eine Übermittlung der potentiellen Einspeisung vor, so dass eine nachträgliche Berechnung anhand meteorologischer Daten nur in Ausnahmefällen nötig erscheint.	QUADRA Energy GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
326	III.1.1.1 UC: Übermittlung von meteorologischen Daten (ex-post Daten) vom BTR an ANB	Hinzufügung bei UC-Tabelle Vorbedingungen (s. Vorschlag rechts)	Geeignete meteorologische Daten werden nicht in Echtzeit übermittelt.	Klarstellung , dass Echtzeit nicht für Abrechnungszwecke herangezogen werden sollte.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
327	III.1.1.1 UC: Übermittlung von meteorologischen Daten (ex-post Daten) vom BTR an ANB	Hinzufügung bei UC-Tabelle Weitere Anforderungen (s. Vorschlag rechts)	BTR und NB können einen Datenzugriff des NB auf die für den Abrechnungsprozess relevanten Rohdaten aus dem Scada-System der Anlage vereinbaren.	Hintergrund ist, dass neben Ex post-Daten beim direkten Zugriff des NB auf die Rohdaten aus einem Scada-System einer Anlage, die Daten in der benötigten Qualität vorliegen. Sollte dieser direkte Zugriff möglich sein, wäre eine zusätzliche Lieferung von Ex post-Daten nicht mehr notwendig.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
328	III.1.1.2 SD: Übermittlung von meteorologischen Daten (ex-post Daten) vom BTR an ANB	„Am folgenden WT bis 08 Uhr für den / die Vortag(-e).“	Am folgenden 5.WT bis 08 Uhr für den / die Vortag(-e).	Die auf diesen Prozessschritt aufbauenden Prozesse haben jeweils 10 WT Zeit, welche dann entsprechend ggf. zu kürzen wäre. Es ist nicht nachvollziehbar, wieso der Anlagenbetreiber /EIV hier quasi in Echtzeit zu liefern hat. Im Übrigen ist es eine deutliche Abweichung von Anlage 1, dort 3.2.1.	Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
329	III.1.1.2 SD: Übermittlung von meteorologischen Daten (ex-post Daten) vom BTR an ANB	Globalstrahlung, Windgeschwindigkeit Eine Aktualisierung der Daten erfolgt bis zum 3. WT im Folgemonat.	Globalstrahlung, Windgeschwindigkeit Eine Aktualisierung der ggf. mit Ersatzwerten vervollständigten Daten erfolgt bis zum 3. WT im Folgemonat.	Klarstellung, worin der Unterschied des nochmaligen Datenversandes besteht und ob der Anlagenbetreiber berechtigt ist Ersatzwerte bis zum 3.WT des Folgemonats zu bilden. Ziel sollte ein für die Abrechnung verwendbarer vollständiger Verlauf der meteorologischen Daten sein.	N-ERGIE Netz GmbH
330	III.1.2.1 UC: Weiterleitung von meteorologischen Daten (ex-post Daten) vom ANB an den anfNB	Falls der BTR diese nicht fristgerecht geliefert hat, nutzt der ANB seine meteorologischen Daten für die Weiterleitung.	Falls der BTR diese nicht fristgerecht geliefert hat, nutzt der ANB meteorologischen Daten seine Ersatzwerte, die für die Berechnung der Ausfallarbeit verwendet wurden, für die Weiterleitung.	Im Regelfall wird der ANB keine eigenen meteorologischen Daten haben.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
331	III.1.2.1 UC: Weiterleitung von meteorologischen Daten (ex-post Daten) vom ANB an den anfNB	Dem ANB liegen die meteorologischen Daten vom BTR vor. Falls der BTR diese nicht fristgerecht geliefert hat, nutzt der ANB seine meteorologischen Daten für die Weiterleitung.	Dem ANB liegen die meteorologischen Daten vom BTR vor. Falls der BTR diese nicht fristgerecht geliefert hat, nutzt der ANB seine meteorologischen Daten für die Weiterleitung. Der ANB leitet die meteorologischen Daten, auf deren Basis die Berechnung der Ausfallarbeit erfolgte, an den anfNB weiter.	Folgeanpassung wegen Anpassung UC 1.1. in diesem Kapitel (SCADA-System).	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
332	III.1.2.1 UC: Weiterleitung von meteorologischen Daten (ex-post Daten) vom ANB an den anfNB	Hinzufügung bei UC-Tabelle Vorbedingungen (s. Vorschlag rechts)	Dies gilt auch für Daten, die durch direkten Zugriff des NB auf die Rohdaten aus dem Scada-System der Anlage vereinbart wurden.	Folgeanpassung wegen Anpassung UC 1.1. in diesem Kapitel (SCADA-System).	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
333	III. 2.1 Use-Case: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Prognosemodell	Vorbedingung:[...]	Vorbedingung:[...] Der Abruf für die der TR zugeordnete SR ist vorhanden. Eine Verfahrensweise, wie der Abruf der SR auf die einzelnen TR, die dieser SR zugeordnet ist, ist vorhanden und kann für die hier betrachtetet TR angewendet werden.	Der Abruf erfolgt gemäß Kapitel II 3. Abruf immer für eine SR und nicht für eine TR. Da aber einer SR mehr als eine TR zugeordnet sein können, muss eine Regelung festgelegt sein, wie der Abruf, der für die SR erfolgt ist, auf die TR, die dieser SR zugeordnet sind, erfolgt. Nur dann kann das Ziel "Die redispatchbedingte Ausfallarbeit ist je TR ermittelt [...]" dieses UC erreicht werden. An dieser Stelle sei der Hinweis erlaubt, dass im Sinne einer effizienten Durchführung der RD-Prozesse festgelegt werden sollte, wie das hier als "Verfahrensweise" bezeichnete Aufteilen des Abrufs auf die einzelnen TR einer SR erfolgen soll, sowohl hinsichtlich der prinzipiellen Methodik, als auch der Details, wie z. B. der Festlegung zwischen den davon betroffenen Rollen NB und BTR.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
334	III. 2.1 Use-Case: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Prognosemodell	Nachbedingung im Fehlerfall ☒ Wenn BTR keine Bestätigung sendet, wird die vom NB berechnete Ausfallarbeit bilanzierungs- und abrechnungsrelevant. ☒ Liegen bis zum 3. WT im Folgemonat keine meteorologischen Daten vor, muss der BTR das Spitzverfahren zugunsten eines durch den Netzbetreiber festgelegten Abrechnungsverfahrens verlassen.	Nachbedingung im Fehlerfall ☒ Liegen bis zum 3. WT im Folgemonat keine meteorologischen Daten vor, muss der BTR das Spitzverfahren zugunsten eines durch den Netzbetreiber festgelegten Abrechnungsverfahrens verlassen.	Da "Wenn BTR keine Bestätigung sendet, wird die vom NB berechnete Ausfallarbeit bilanzierungs- und abrechnungsrelevant." Bestandteil der Use-Case-Beschreibung ist, kann es keine Nachbedingung im Fehlerfall sein.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
335	III. 2.1.2 SD: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Prognosemodell	Streichung in SD-Beschreibung Schritt 3: "Die zweite Iteration soll bis spätestens zum 12. WT abgeschlossen sein."	Streichung	Reaktion auf Änderung der BNetzA zu SD Schritt 5: Änderung zu Schritt 5 soll nicht angenommen werden; Vorschlag zur Streichung des Satzes, denn: „Iteration“ wird nirgends in UC-Tabelle erwähnt/definiert.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
336	III. 2.1.2 SD: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Prognosemodell	Streichung in SD-Beschreibung Schritt 5: "Die zweite Iteration soll bis spätestens zum 12. WT abgeschlossen sein."	Streichung	Reaktion auf Änderung der BNetzA zu SD Schritt 5: Änderung zu Schritt 5 soll nicht ange-nommen werden; Vorschlag zur Streichung des Satzes, denn: „Iteration“ wird nirgends in UC-Tabelle erwähnt/definiert.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
337	III. 2.1.2 SD: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Prognosemodell	Schritt 3 alt: Hinweise / Bermerkungen: Wenn der BTR keinen Gegenvorschlag übermittelt, wird die ermittelte Ausfallarbeit aus Schritt 1 übernommen. Die zweite Iteration soll bis spätestens am 11. WT abgeschlossen sein.	Schritt 3 neu: Wenn der BTR keinen Gegenvorschlag übermittelt, wird die ermittelte Ausfallarbeit aus Schritt 1 übernommen.	Änderung zu Schritt 3 soll nicht angenommen werden, Vorschlag zur Streichung des Satzes, denn: „Iteration“ wird nirgends in UC-Tabelle erwähnt / definiert.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
338	III. 2.1.2 SD: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Prognosemodell	Schritt 5 alt: Hinweise / Bermerkungen: Die zweite Iteration soll spätestens am 11. WT abgeschlossen sein. Wenn keine Einigung bzgl. der Ausfallarbeit bis zum Ende des 11. WT erfolgt, wird die zuletzt durch den NB ermittelte Ausfallarbeit für die Bilanzierung herangezogen.	Schritt 5 neu: Hinweise / Bermerkungen: Wenn keine Einigung bzgl. der Ausfallarbeit bis zum Ende des 11. WT erfolgt, wird die zuletzt durch den NB ermittelte Ausfallarbeit für die Bilanzierung herangezogen.	Änderung zu Schritt 5 soll nicht angenommen werden, Vorschlag zur Streichung des Satzes, denn: „Iteration“ wird nirgends in UC-Tabelle erwähnt / definiert.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
339	III. 2.1.2 SD: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Prognosemodell Zeile: 5	Sofern es keine Einigung bei der Berechnung der Ausfallarbeit gibt, solle die zuletzt durch den NB ermittelte Ausfallarbeit für die Bilanzierung herangezogen werden.	Neben dem Netzbetreiber muss auch dem Anlagenbetreiber der Berechnungsweg und die zugrundeliegenden Datenreihen übermittelt werden.	Dies stellt eine unbegründete Bevorteilung des NB dar. Beide Parteien sollten hierbei gleichgestellt werden.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
340	III. 2.1.2 SD: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Prognosemodell	Seite 42 Nr 1 bis Nr 4	Die Übermittlung der meteorologischen Daten (Ex post) kann in Intervallen, z.B. zum 10., 20. und 30. Tag (i.V. mit den Veröffentlichungen) des von den Abregelungen betroffenen Monats erfolgen. Daran gekoppelt erfolgt dann eine Er- und Übermittlung der Ausfallarbeit durch den Netzbetreiber bis zu 5 WT und längerer Frist für den Betreiber	Der NB erhält im Rahmen des ihm eingeräumten Erstaufschlagsrechts für die Ermittlung der Ausfallarbeit einen Zeitraum bis zum 8. WT im Folgemonat. Der Anlagenbetreiber erhält im Regelfall 3 WT nach Erhalt zur Bestätigung der Ausfallarbeit, der auf Betreiberseite noch die Prüfung vorausgeht. Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber zur Ermittlung der Ausfallarbeit mehr Zeit erhält, dem Anlagenbetreiber bleiben zur aufwändigen Prüfung nur 3 Tage. Dies geht zulasten des Betreibers. Sollte sich die Praxis ähnlich darstellen wie bei den bisherigen Ermittlungen der Ausfallarbeit durch die Netzbetreiber im Rahmen des Einspeisemanagements, entstehen Nachfragen beim NB nach dem Berechnungsweg, ohne welche eine Prüfung oft nicht möglich ist. Da die üblichen Reaktionsgeschwindigkeiten der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber keine Zeit mehr zur Prüfung lassen würden, muss ein weiterer Schritt für Rückfragen und deren Bearbeitungszeit in den Use Case eingebaut werden. Sollte es dann dazu kommen, dass der Betreiber am 8. WT des Folgemonats alle ermittelten Ausfallarbeiten des Vormonats auf einmal erhält, ist eine Prüfung in 3 WT nicht möglich. Diese Prüfungen werden i.d.R. durch den Betriebsführer vorgenommen, der dann am 8. WT des Folgemonats zu einer Vielzahl von RD-Maßnahmen jeweils die Ausfallarbeitsberechnungen erhält. Hier nur 3 WT zur Bearbeitung einzuräumen, berücksichtigt nicht den Aufwand auf Seiten des Betreibers einer korrekten Berechnung und Prüfung der Ausfallarbeit.	Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
341	III. 2.1.2 SD: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Prognosemodell Zeile: 5	Spalte Hinweis/Bemerkung: Die zweite Iteration soll spätestens am 11. WT abgeschlossen sein. Wenn keine Einigung bzgl. der Ausfallarbeit bis zum Ende des 11. WT erfolgt, wird die zuletzt durch den NB ermittelte Ausfallarbeit für die Bilanzierung herangezogen.	Sollte die Ausfallarbeit nicht ermittelt werden können, sollte die Möglichkeit bestehen, den Sachverhalt bei einer neutralen Stelle zu klären.	Im aktuellen Vorschlag kann der NB grundsätzlich seine Berechnungen annehmen. Entweder diese werden vom BTR akzeptiert und wenn nicht, kann dessen Berechnung abgelehnt werden. Damit ist der NB als beteiligter Stakeholder deutlich höher gestellt als der BTR. Sollte keine Einigung möglich sein, sollte es die Möglichkeit geben, den Sachverhalt bei einer neutralen Stelle zu klären. Das einseitige Bevorzugen eines bestimmten Stakeholders erscheint an dieser Stelle nicht zielführend. Dies gilt für sämtliche Prozesse des Redispatch 2.0. Der Fachverband Biogas e.V. spricht sich für die Schaffung einer neutralen Instanz, analog zur Clearingstelle bei EEG Fragen, aus. Nur so können die Interessen aller Stakeholder ausgeglichen berücksichtigt werden.	Fachverband Biogas e.V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
342	III. 2.2 Use-Case: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Planwertmodell	"Der BTR berechnet die ¼-h-scharfe Ausfallarbeit und übermittelt diese an den NB. Zudem übermittelt der BTR die Anteile seiner technischen Ressourcen am Fahrplan."	"Der BTR berechnet die ¼-h-scharfe Ausfallarbeit und übermittelt diese an den NB. Zudem übermittelt der BTR die Anteile seiner technischen Ressourcen am Fahrplan der steuerbaren Ressource."	Klarstellung, dass die Planungsdaten der steuerbaren Ressource auf die TRs aufzuteilen ist.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
343	III. 2.2.1 UC: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Planwertmodell	Prozessziel: Die redispatchbedingte Ausfallarbeit ist je TR ermittelt und zwischen NB und BTR ausgetauscht und abgestimmt. Zusätzlich liegen dem NB Informationen vor, die ihm die Zuordnung der anteiligen Fahrplanmengen zu den einzelnen beteiligten TR ermöglichen.	Prozessziel: Die redispatchbedingte Ausfallarbeit ist je TR ermittelt und zwischen NB und BTR ausgetauscht und abgestimmt. Zusätzlich liegen dem NB je TR deren Fahrplanmengen vor, die in Summe die Fahrplanmengen der SR ergeben, der diese TR zugeordnet sind.	Es muss sichergestellt sein, dass die Fahrplanmenge der SR (deren Basis der auf Ebene der SR erfolgte Abruf ist) sich durch Addition der Fahrplanmengen der einzelnen TR dieser SR bilden lässt. Nur dann ist dieser UseCase abgeschlossen und die Nachfolgenden Aktivitäten können durchgeführt werden.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
344	III. 2.2.1 UC: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Planwertmodell	Fehlerfälle: ☒ Es liegt keine Rückmeldung (Bestätigung oder begründete Ablehnung) vom NB vor.	Fehlerfälle:	Gemäß der UseCase-Beschreibung und auch entsprechend der Modellierung des nachfolgenden SD ist der NB nicht verpflichtet eine Rückmeldung auf die vom BTR empfangenen Informationen zu geben. Somit kann das Schweigen des NB kein Fehlerfall sein.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
345	III. 2.2.1 UC: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Planwertmodell	Use-Case-Beschreibung: Der BTR berechnet die ¼-h-scharfe Ausfallarbeit und übermittelt diese an den NB. Zudem übermittelt der BTR die Anteile seiner TR am Fahrplan. Der NB kann diese ablehnen und/oder eine eigene Berechnung der Ausfallarbeit an den BTR senden.	Use-Case-Beschreibung: Der NB berechnet auf Basis der vorliegenden Lastgangdaten und Wetterdaten die Ausfallarbeit und übermittelt diese an den BTR. Der BTR kann die durch den NB errechnete Ausfallarbeit ablehnen und/oder eine eigene Berechnung der Ausfallarbeit an den NB senden. Zudem übermittelt der BTR die Anteile seiner TR am Fahrplan. Wenn der BTR bis zum Ablauf der Antwortfrist keine Bestätigung oder eine von ihm berechnete Ausfallarbeit sendet, wird die vom NB übermittelte Ausfallarbeit bilanzierungs- und abrechnungsrelevant..	Wir halten es für praxistauglicher und effizienter umsetzbar, wenn analog zum Prognosemodell auch der NB die Ausfallarbeit initial bestimmen kann. Daher bitten regen an wir dies im UseCase entsprechend zu berücksichtigen Ermittlung der Ausfallarbeit initial durch den NB erfolgt (vgl. auch Erstaufschlagsrecht im Prognosemodell).	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
346	III. 2.2.1 UC: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Planwertmodell			Die Übermittlung der Anteile einer TR an einer SR / am Fahrplan ist durch einen BTR nicht immer möglich und erfordert unter Umständen die Mitwirkung weiterer BTR, insbesondere im Falle der erweiterten Aggregation von SR im Duldungsfall (siehe Hinweis zu Anlage 2, I., Begriffe). Dieser Fakt zeigt sehr deutlich die Unausgewogenheit der geplanten RD-Aggregate (TR/SR/Cluster) hinsichtlich der einzelnen Rollen bei EE-SEE/SSE.	QUADRA Energy GmbH
347	III. 2.2.2 SD: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Planwertmodell	--	Nachbedingung im Fehlerfall: Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der Anlagenbetreiber die Wetterdaten unverzüglich – spätestens bis zum 3. Werktag des Folgemonats – zu liefern. Tut er dies nicht, bildet der Netzbetreiber geeignete Ersatzwerte und rechnet auf dieser Basis ab.	Klarstellung, so dass, wenn keine meteorologischen Daten vom BTR übermittelt werden, trotzdem eine abrechnungsrelevante Ausfallarbeit bestimmt werden kann. Der Punkt ist auch in Verknüpfung mit dem Nachbedingung im Fehlerfall von III. 1.1.1 zu sehen.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
348	III. 2.2.2 SD: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Planwertmodell		Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der Anlagenbetreiber die Wetterdaten unverzüglich – spätestens bis zum 3. Werktag des Folgemonats – zu liefern. Tut er dies nicht, bildet der Netzbetreiber geeignete Ersatzwerte auf Basis von Referenzanlagen oder Wetterdaten und rechnet auf dieser Basis ab.	Klarstellung, so dass, wenn keine meteorologischen Daten vom BTR übermittelt werden, trotzdem eine abrechnungsrelevante Ausfallarbeit bestimmt werden kann.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
349	III. 2.2.2 SD: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Planwertmodell	Aktion: Ausfallarbeit und Fahrplananteil je TR Frist: Spätestens im Folge-Folgemonat.	Aktion: Ermittelte Ausfallarbeit Frist: Bis zum 8. WT im Folgemonat. Hinweis: Windmessdaten bzw. solare Strahlungsdaten liegen vor.	Infolge der Use-Case-Anpassung des Kapitels III. 2.2.1 "Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Planwertmodell" erfordert eine Anpassung des dazugehörigen Sequenzdiagramms.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
350	III. 2.2.2 SD: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Planwertmodell	Aktion: NB bestätigt Ausfallarbeit und Fahrplananteile des BTR Frist: Spätestens 10 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit.	Aktion: Bestätigung Ausfallarbeit Frist: Beim ersten Durchlauf bis 8. WT im Folgemonat, sonst 3 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit.	Infolge der Use-Case-Anpassung des Kapitels III. 2.2.1 "Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Planwertmodell" erfordert eine Anpassung des dazugehörigen Sequenzdiagramms.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
351	III. 2.2.2 SD: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Planwertmodell	Aktion: NB lehnt mit Begründung ab und erbittet Korrektur oder übermittelt Gegenvorschlag Frist: Spätestens 10 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit.	Aktion: Ablehnung und Übermittlung Gegenvorschlag Frist: Beim ersten Durchlauf bis 8. WT im Folgemonat, sonst 3 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit. Hinweis: Wenn der BTR keinen Gegenvorschlag übermittelt, wird die ermittelte Ausfallarbeit aus Schritt 1 übernommen. Die zweite Iteration soll bis spätestens am 11. WT abgeschlossen sein.	Infolge der Use-Case-Anpassung des Kapitels III. 2.2.1 "Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Planwertmodell" erfordert eine Anpassung des dazugehörigen Sequenzdiagramms.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
352	III. 2.2.2 SD: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Planwertmodell	Aktion: Ausfallarbeit und Fahrplananteil je TR Frist: Spätestens 10 WT nach Schritt 2 oder 3. Hinweis: Entspricht Schritt 1. Weiter mit Schritt 2 oder 3 bis zu einvernehmlicher Klärung.	Aktion: Übernahme Gegenvorschlag Frist: Beim ersten Durchlauf bis 11. WT im Folgemonat, sonst 3 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit.	Infolge der Use-Case-Anpassung des Kapitels III. 2.2.1 "Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Planwertmodell" erfordert eine Anpassung des dazugehörigen Sequenzdiagramms.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
353	III. 2.2.2 SD: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Planwertmodell	-	Aktion: Ablehnung Gegenvorschlag Frist: Beim ersten Durchlauf bis 11. WT im Folgemonat, sonst 3 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit. Hinweis: Die zweite Iteration soll spätestens am 11. WT abgeschlossen sein. Wenn keine Einigung bzgl. der Ausfallarbeit bis zum Ende des 11. WT erfolgt, wird die zuletzt durch den NB ermittelte Ausfallarbeit für die Bilanzierung herangezogen.	Infolge der Use-Case-Anpassung des Kapitels III. 2.2.1 "Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Planwertmodell" erfordert eine Anpassung des dazugehörigen Sequenzdiagramms. Ergänzung eines neuen Schritts beim genannten SD	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
354	III. 2.2.2 SD: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Planwertmodell		Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der Anlagenbetreiber die Wetterdaten unverzüglich – spätestens bis zum 3. Werktag des Folgemonats – zu liefern. Tut er dies nicht, bildet der Netzbetreiber geeignete Ersatzwerte auf Basis von Referenzanlagen oder Wetterdaten und rechnet auf dieser Basis ab.	Klarstellung, so dass, wenn keine meteorologischen Daten vom BTR übermittelt werden, trotzdem eine abrechnungsrelevante Ausfallarbeit bestimmt werden kann.	N-ERGIE Netz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
355	III. 2.3.1 UC: Anforderung der Ausfallarbeit durch den anfNB	Prozessziel Für Prognose- und Planwertmodell kann der anfNB die ¼-h scharfe Ausfallarbeit je TR beim ANB anfordern.	Prozessziel Sowohl im Prognose- als auch im Planwertmodell kann der anfNB die ¼-h scharfe Ausfallarbeit je TR, die Bestandteil der SR ist, für die er den Abruf ausgelöst hat, beim ANB anfordern.	Präzisierung und Überführung in grammatikalisch richtigen Satzbau	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
356	III. 2.3.1 UC: Anforderung der Ausfallarbeit durch den anfNB	Vorbedingung ☑ Die TR gehört zu einer steuerbaren Ressource, die an einer Redispatchmaßnahme beteiligt war. ☑ Die Ausfallarbeit ist zwischen den ANB und BTR abgestimmt. ☑ Der anfNB kennt die beteiligten Cluster, steuerbare Ressource, MaLo und TR. ☑ Der ANB hat seine finanziellen und bilanziellen Forderungen je TR und einer Redispatchmaßnahme beim anfNB angemeldet.	Vorbedingung ☑ Falls die vom anfNB ausgelösten Redispatchmaßnahme für eine SR ausgelöst wurde: Die TR gehört zu der steuerbaren Ressource, die an der von anfNB ausgelösten Redispatchmaßnahme beteiligt war. ☑ Falls die vom anfNB ausgelösten Redispatchmaßnahme für ein Cluster ausgelöst wurde zusätzlich: Die TR gehört zu einer der steuerbaren Ressourcen, die selbst wiederum zu dem Cluster gehört, das an der von anfNB ausgelösten Redispatchmaßnahme beteiligt war. ☑ Die Ausfallarbeit ist zwischen den ANB und BTR abgestimmt. ☑ Der anfNB kennt die beteiligten Cluster, steuerbare Ressource, MaLo und TR. ☑ Der ANB hat seine finanziellen und bilanziellen Forderungen je TR und der vom anfNB ausgelösten Redispatchmaßnahme beim anfNB angemeldet.	Präzisierung für die beiden Ebenen, auf denen der anfNB eine Redispatchmaßnahmen auslösen kann.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
357	III. 3 Use-Case: Abruf im Prognosemodell im Aufforderungsfall mit Sollwertanweisung		Streichung	Durch Anpassungen bei anderen Abruf- und Planungsdaten UCs kann dieser UC entfallen (s.o.).	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
358	III. 3 Use-Case: Wechsel des Bilanzierungsmodells oder des Abrechnungsmodells	kein Text vorhanden - Text wurde durch BNetzA gestrichen	Planbare Anlagen (es werden alle SEE und SVE als planbar verstanden, die nicht den Kategorien EE-SEE Wind oder EE-SEE Solar zuzuordnen sind) können nur unter besonderen Voraussetzungen und unter Zustimmung des anschließenden Netzbetreibers in das Prognosemodell wechseln.	Ohne verbindliche Planungsdaten ergibt sich für planbare Anlagen (z.B. Biogas, KWK) ein signifikantes Prognoserisiko seitens des Netzbetreibers, da die Fahrweise solcher Anlagen unabhängig vom Dargebot (z.T. rein markt-getrieben) ist. In der Konsequenz sind Netzzustandsanalysen und Maßnahmendimensionierungen fehlerhaft, mit sowohl netztechnischen als auch netzwirtschaftlichen Risiken.	EWE NETZ GmbH
359	III. 3.1 Use-Case: Wechsel des Bilanzierungsmodells	Der EIV übermittelt zu den betreffenden MaLos seinen Wechselwunsch an den ANB. Dieser bestätigt den Wechsel oder lehnt ihn begründet ab.	Der EIV übermittelt zu der betreffenden MaLos steuerbaren Ressource seinen Wechselwunsch an den ANB. Dieser bestätigt den Wechsel oder lehnt ihn begründet ab.	Im Kriterienkatalog werden Kriterien für SR definiert, daher auch hier den Objektbezug SR klarstellen.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
360	III. 3.1 Use-Case: Wechsel des Bilanzierungsmodells	Vorbedingung alt: Die Voraussetzungen entsprechend des Kriterienkatalogs zur Zuordnung zum Planwert- bzw. Prognosemodell sind dem ANB und dem EIV bekannt und erfüllt (bspw. müssen vereinbarte Tests vorab erfolgt sein). Alle MaLos, die einer steuerbaren Ressource zugeordnet sind, wechseln stets gemeinsam in ein Bilanzierungsmodell. Der EIV hat sich mit dem BTR und BKV abgestimmt.	Vorbedingung neu: •Die Voraussetzungen entsprechend dem Kriteri-enkatalog zur Zuordnung zum Planwert- bzw. Prognosemodell sind dem ANB und dem EIV bekannt und erfüllt. •Alle MaLos, die einer steuerbaren Ressource zugeordnet sind, wechseln stets gemeinsam das Bilanzierungsmodell. •Der ANB kann sich optional mit den betroffenen NB abstimmen. Der EIV hat sich mit dem BTR, LF und BKV abgestimmt.	Wettbewerbliche Rollen müssen informiert werden. Test und Evaluierung sind im Kriterienkatalog beschrieben, daher Streichung hier.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
361	III. 3.1 Use-Case: Wechsel des Bilanzierungsmodells	Der EIV hat das Bilanzierungsmodell zu einem fixen Datum gewechselt.	Der EIV hat das Bilanzierungsmodell zum einem fixen Datum 01. eines in der Zukunft liegenden Monats gewechselt.	Monatsfrist entsprechend der Bilanzierungsprozesse wie MPES und GPKE-Fristen („Monatsraster“ der MaBiS, übliche Frist bei Bilanzierungsprozessen).	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
362	III. 3.1.1 UC: Wechsel des Bilanzierungsmodells	Vorbedingung7	Vorbedingung7	Schreibfehler	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
363	III. 3.1.1 UC: Wechsel des Bilanzierungsmodells	Nachbedingung im Erfolgsfall alt: Das vereinbarte Bilanzierungsmodell wird ab Stichtag angewendet. ☐ ANB sendet Stammdatenänderung an betroffene NB. ☐ Monitoring der Prognosegüte kann starten (s. Ampelmodell).	Nachbedingung im Erfolgsfall neu: •Das vereinbarte Bilanzierungsmodell wird ab Stichtag angewendet. •ANB sendet eine Stammdatenänderung an be-troffene NB. •Nur im Planwertmodell: Start des Monitoring der Prognosegüte (s. Ampelmodell). •Der EIV hat den BTR, LF und BKV über den Wechsel des Bilanzierungsmodells informiert.	s. darüber liegende Zeile.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
364	III. 3.1.1 UC: Wechsel des Bilanzierungsmodells	Nachbedingung im Fehlerfall alt: Der EIV verbleibt im bisherigen Bilanzierungsmodell.	Nachbedingung im Fehlerfall neu: •Die steuerbare Ressource verbleibt im bisherigen Bilanzierungsmodell. •Der EIV hat den BTR, LF und BKV über den Ver-bleib der steuerbaren Ressource im bisherigen Bi-lanzierungsmodell informiert.	Wettbewerbliche Rollen müssen informiert werden. Nicht der EIV bleibt in einem Bilanzierungsmodell, sondern die steuerbare Ressource. So wie es aktuell aufgelistet ist, kann der EIV nur ein Bilanzierungsmodell für alle seine steuerbaren Ressourcen haben. Dies ist nicht angestrebt.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
365	III. 3.1.1 UC: Wechsel des Bilanzierungsmodells	Weitere Anforderungen alt: Die Standardzuordnung der Modellvariante ist das Prognosemodell. Mögliche Wechseloptionen sind den Sequenzdiagrammen zu entnehmen. Beim Wechsel eines Lieferanten wird die bestehende Zuordnung zum Bilanzierungsmodell für den neuen Lieferanten beibehalten, sofern die Vorbedingungen erfüllt sind.	Weitere Anforderungen neu: •Die Standardzuordnung der Modellvariante ist das Prognosemodell. Mögliche Wechseloptionen sind den Sequenzdiagrammen zu entnehmen. •Gemäß Kriterienkatalog: Beim Wechsel eines Lieferanten wird die bestehende Zuordnung zum Bilanzierungsmodell für den neuen Lieferanten beibehalten, sofern die Vorbedingungen erfüllt sind. •Sollte der AB/EIV sich im Prognosemodell in der Pauschalabrechnung befinden, muss er bei einem unterjährigen Wechsel in das Planwertmodell dann in das Spitz- oder vereinfachten Spitz-Verfahren wechseln. Hierbei ist in Abstimmung mit dem ANB ein unterjähriger Wechsel des Ab-rechnungsmodells möglich.	Konkretisierung in UC-Beschreibung aufgenommen, keine Dopplung in SD-Tabelle.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
366	III. 3.1.2 SD: Wechsel des Bilanzierungsmodells Zeile: 1	Sollte der AB/EIV sich im Prognosemodell in der Pauschalabrechnung befinden, muss er bei einem unterjährigen Wechsel in das Planwertmodell dann die Spitz- oder vereinfachte Spitzabrechnung wechseln. Hierbei ist in Abstimmung mit dem ANB ein unterjähriger Wechsel des Abrechnungsmodells möglich.	Streichung	Auch im Planwertmodell sollte nicht zwangsläufig das Spitz- oder vereinfachte Spitzabrechnungsverfahren zum Einsatz kommen. S. auch Anmerkung zu Anlage 1, 3.2.1.	BayWa r.e. Clean Energy Sourcing GmbH
367	III. 3.1.2 SD: Wechsel des Bilanzierungsmodells	Schritt 1 alter Text: Hinweise / Bemerkung: * In Anlehnung an die Anlage 3 zur MPES gilt zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Dokumentes für den Wechsel des Bilanzierungsmodells die folgende Frist: Das Anmeldedatum darf nur zum ersten Kalendertag eines Monats sein. Das Eingangsdatum muss mindestens 10 WT vor Anmeldedatum liegen. Unterjähriger Wechsel: Sollte der AB/EIV sich im Prognosemodell in der Pauschalabrechnung befinden, muss er bei einem unterjährigen Wechsel in das Planwertmodell dann die Spitz- oder vereinfachte Spitzabrechnung wechseln. Hierbei ist in Abstimmung mit dem ANB ein unterjähriger Wechsel des Abrechnungsmodells möglich.	Schritt 1 neuer Text: Streichung, da in UC-Tabelle unter Weitere Anforderungen / UC-Beschreibung.		Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
368	III. 3.2 Use-Case: Wechsel des Abrechnungsmodells	Prozessziel: Der AB/EIV hat das Abrechnungsmodell zu einem fixen Datum gewechselt.	Der EIV hat das Abrechnungsmodell zum 01. eines in der Zukunft liegenden Jahres gewechselt.	Streichung "AB" als Korrektur. Monatsfrist entsprechend der Bilanzierungsprozesse, („Mo-natsraster“ der MaBiS).	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
369	III. 3.2 Use-Case: Wechsel des Abrechnungsmodells	UC-Beschreibung: Der AB/EIV übermittelt seinen Wechselwunsch an den ANB. Dieser bestätigt den Wechsel oder lehnt ihn begründet ab.	Der EIV übermittelt zu der betreffenden technischen Ressource seinen Wechselwunsch an den ANB. Dieser bestätigt den Wechsel oder lehnt ihn begründet ab.	Fehlerkorrektur bei „AB“, Durchgängige Zuweisung der Pflichten zu BTR / EIV.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
370	III. 3.2.1 UC: Wechsel des Abrechnungsmodells	Optional hat der EIV sich mit dem AB und BKV abzustimmen.	Der EIV hat sich mit dem BTR, LF und BKV abzustimmen.	Wenn der EIV der Verantwortliche ist, kann dies hier nicht mehr optional sein, dann muss der EIV sich zwingend mit BTR, LF und BKV abstimmen. Sonst kann der Wechsel auf Veranlassung des EIV dazu führen das die Vorgaben für die Abrechnung geändert werden und der BTR eine geringeren Anspruch finanziellen Ausgleich hat bzw. niedrigere Zahlungen erhält. Dies führt zu einem erhöhten Risiko der gerichtlichen Klärung der entsprechenden Wechsel.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
371	III. 3.2.1 UC: Wechsel des Abrechnungsmodells	Die Anwendung der Abrechnungsvariante ist abhängig von Energieträger, Anlagengruppe und Leistungsklasse.	streichen	Dieser Punkt kann aus dem UseCase entfernt werden, da die entsprechen Tabelle auf die verwiesen wird, nicht von der BNetzA in die Festlegung mit aufgenommen wurde.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
372	III. 3.2.1 UC: Wechsel des Abrechnungsmodells	Beteiligte Rollen: NB / AB/EIV	•NB •EIV	s. darüber liegende Zeile.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
373	III. 3.2.1 UC: Wechsel des Abrechnungsmodells	Optional hat der EIV sich mit dem AB und BKV abzustimmen.	Optional hat der EIV hat sich mit dem BTR und BKV abzustimmen.	Wenn der EIV der Verantwortliche ist, kann dies hier nicht mehr optional sein, dann muss der EIV sich zwingend mit AB und BKV abstimmen. Sonst kann der Wechsel auf Veranlassung des EIV dazu führen, dass die Abrechnung geändert wird und der BTR eine niedrigere Zahlungen erhält. Dies führt zu einem erhöhten Risiko der gerichtlichen Klärung der entsprechenden Wechsel.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
374	III. 3.2.1 UC: Wechsel des Abrechnungsmodells	Nachbedingung im Fehlerfall: AB/EIV verbleibt im bisherigen Abrechnungsmodell	<ul style="list-style-type: none"> Die technische Ressource verbleibt im bisherigen Abrechnungsmodell. Der EIV hat den BTR, LF und BKV über den Verbleib der technischen Ressource im bisherigen Abrechnungsmodell informiert. 	Wettbewerbliche Rollen müssen informiert werden (s. darüber liegendes Kommentar). Nicht der EIV bleibt in einem Abrechnungsmodell, sondern die technische Ressource. So wie es aktuell aufgelistet ist, kann der EIV nur ein Abrechnungsmodell für alle seine technischen Ressourcen haben. Dies ist nicht angestrebt.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
375	III. 3.2.1 UC: Wechsel des Abrechnungsmodells	Die Anwendung der Abrechnungsvariante ist abhängig von Energieträger, Anlagengruppe und Leistungsklasse.		Die Tabelle, auf die hier verwiesen wird, ist nicht in die Festlegung mit aufgenommen worden. Dies sollte nachgeholt werden.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
376	III. 3.2.1 UC: Wechsel des Abrechnungsmodells	Hat ein AB/EIV sich einmal für die Anwendung oder den Wechsel in die Spitz- / Spitz light-Abrechnung entschieden und dies mit seinem jeweiligen NB abgestimmt, so ist ein Wechsel zurück ins Pauschalverfahren ausgeschlossen, es sei denn, die technischen Voraussetzungen für das Spitzverfahren sind nicht mehr gegeben oder der AB/EIV einigt sich mit dem NB diesbezüglich.	<ul style="list-style-type: none"> Hat ein AB/EIV sich einmal für die Anwendung oder den Wechsel in die Spitz- / vereinfachtes Spitz-Verfahren Abrechnung entschieden und dies mit seinem jeweiligen NB abgestimmt, so ist ein Wechsel zurück ins Pauschalverfahren ausgeschlossen, es sei denn, die technischen Voraussetzungen für das Spitzverfahren sind nicht mehr gegeben oder der AB/EIV einigt sich mit dem NB diesbezüglich. Bei einem Wechsel eines AB/EIV oder bei einem Wechsel des Abrechnungsmodells sind auch unterjährige Wechsel des Abrechnungsmodells in Abstimmung zwischen EIV und ANB zu einem Monatsersten möglich 	Fehlerkorrektur. Neuer Stichpunkt: Schritt sollte nicht in der SD-Tabelle, sondern in der UC-Tabelle stehen („Logik“).	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
377	III. 3.2.2 SD: Wechsel des Abrechnungsmodells	Schritt 1 alter Text: Frist: 30.11. des laufenden Jahres für 01.01. des Folgejahres (ggf. zum Monatsersten; siehe Hinweise/Bemerkung*). Hinweise / Bemerkung: Sofern keine Meldung bis zum 30.11. des laufenden Jahres erfolgt ist, wird das bestehende Abrechnungsverfahren fortgeschrieben. *Bei einem Wechsel eines AB/EIV oder bei einem Wechsel des Bilanzierungsmodells sind auch unterjährige Wechsel des Abrechnungsmodells in Abstimmung zwischen EIV und	Schritt 1 neu: Frist: 30.11. des laufenden Jahres für 01.01. des Folgejahres Hinweis /Bemerkung: Löschung (s. Branchendokument).	Konkretisierung in UC-Beschreibung aufgenommen, keine Dopplung in SD-Tabelle.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
378	III. 3.2.2 SD: Wechsel des Abrechnungsmodells	Schritt 3 alter Text: Hinweise / Bemerkung: Wenn Wechselfrist seitens AB/EIV nicht eingehalten wird. Die Ablehnung ist zu begründen.	Schritt 3 neu: Die Ablehnung ist zu begründen.	Konkretisierung in UC-Beschreibung aufgenommen, keine Dopplung in SD-Tabelle.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
379	UC: Abruf im Planwertmodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung Bezieht sich auf II 3.2.1.	Anpassung an UC-Überschrift	Neu: UC: Abruf im Duldungsfall mit Sollwertanweisung	Durch die Rduzierung von 4 Ucs auf 2 Ucs sind Anpassungen in den Überschriften notwendig geworden. Die Harmonisierung auf nur 2 Abrufprozesse, die sich alleine nach Aufforderungs- oder Duldungsfall unterscheiden, stellt eine prozessuale Erleichterung für die EIVs dar.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
380	UC: Abruf im Planwertmodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung Bezieht sich auf II 3.2.1.	(Vorbedingungen:) Es ist ein EIV für die steuerbare Ressource benannt. Der anfordernde NB hat den anweisenden NB zur Umsetzung des Abrufes aufgefordert. Die (betroffenen) NB haben Planungsdaten erhalten. Der (anweisende) NB hat die erforderlichen RD-Maßnahmen dimensioniert. Der DP kennt den LF, der der steuerbaren Ressource zugeordnet ist.	<ul style="list-style-type: none"> •Es ist ein EIV für die steuerbare Ressource benannt. •Der anfordernde NB hat den anweisenden NB zur Umsetzung des Abrufes aufgefordert. •Die (betroffenen) NB haben Planungsdaten (Planwertmodell) bzw. Nichtbeanspruchbarkeiten und Marktbedingte Anpassungen (Prognosemodell) erhalten. •Die (betroffenen) NB haben Planungsdaten erhalten. •Der (anfordernde) NB hat die erforderlichen RD-Maßnahmen dimensioniert. •Der DP kennt den LF, der der steuerbaren Ressource zugeordnet ist.. •Der EIV kennt den BTR. 	Durch die Hinzufügung kann in den Abrufprozessen stringent auf den UC verwiesen werden ohne einen weiteren Aktualisierungsschritt dort einbauen zu müssen.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
381	UC: Abruf im Planwertmodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung Bezieht sich auf II 3.2.1.	(Nachbedingung im Erfolgsfall) Maßnahme wurde gem. verbindlicher Information umgesetzt. Steuersignal wird umgesetzt. Fahrpläne können zwischen BKV (des anfordernden NB) und BKV (des Lieferanten) angepasst werden.	Fahrpläne können zwischen BKV (des anfordernden NB) und BKV (des Lieferanten) an gepasst werden.	Durch die Hinzufügung kann in den Abrufprozessen stringent auf den UC verwiesen werden ohne einen weiteren Aktualisierungsschritt dort einbauen zu müssen.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
382	SD: Abruf im Planwertmodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung Bezieht sich auf II 3.2.2.	SD-Diagramm und Tabelle überarbeitet	Schritt 3 neu, "ref" zu Use Case Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell.	Im Aufforderungsfall ist ein expliziter Schritt "Aktualisierte Planungsdaten mit RD Abruf" enthalten. Dieser fehlt im Duldungsfall, so dass dass in diesem Fall keine Aktualisierung der Planungsdaten erfolgt. Somit würden die betroffenen NB nicht über diesen Abruf informiert werden, da er in den Planungsdaten des EIV die über den DP an die betroffenen NB verteilt werden, nicht enthalten ist. Daher hätte er falsche Informationen für das Redispatchvermögen oder die Einspeisung. Gemäß dem aktuellen Stand der NKK-Prozesse erfolgt die Weiterleitung des Abrufs immerhin an die nachgelagerten NB. Somit würden immerhin die nachgelagerten NB den Abruf kennen und könnten dies intern mit den Planungsdaten verrechnen. Den dem anfordernden NB vorgelagerten NB haben aber nach wie vor keinerlei Kenntnis über den Abruf. Der BDEW schlägt daher vor, dass alle betroffenen NB über den Abruf informiert werden, in dem alle Aktualisierungen von Planungsdaten in den Prozess für die "Planungsdaten-Übermittlung" aufgenommen werden: Die Unterscheidung der aktuell vier vorgesehenen Use Cases (UC) für die Abrufe sollten auf die Anweisung (Aufforderungsfall) bzw. Information des Abrufs (Duldungsfall) beschränkt werden. Die weitere Unterscheidung zwischen Planwert- und	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
				Prognosemodell kann entfallen, wenn die Aktualisierung der Planungsdaten bei Abruf im Planwertmodell dem Prozess "Planungsdatenübermittlung" statt den Prozessen "Abruf" zugeordnet wird. Für Anlagen im Prognosemodell ist der Schritt der Aktualisierung ohnehin nicht vorgesehen.Im Ergebnis können die vier Abruf-UC auf zwei reduziert werden.	
383	UC: Abruf im Planwertmodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung	(UC-Beschreibung) Der (anweisende) NB hat den Abruf für die steuerbare Ressource über den DP an den EIV und den BKV des LF übermittelt. Der (anweisende) NB setzt das Steuersignal um.	Der (anweisende) NB hat die Information über den Abruf für die steuerbare Ressource über den DP an den EIV und den BKV des LF übermittelt. Der EIV leitet die Information über den Abruf an den BTR weiter. Der anweisende NB informiert den BKV (des LF) über den LF. Der (anweisende) NB setzt das Steuersignal um.	Präzisierung sowie stärkere Orientierung der Prozessziele und Inhalte am Gesetzesstext.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
384	Abruf im Prognosemodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung		Streichung	Durch Anpassungen bei anderen Abruf- und Planungsdaten UCs kann dieser UC entfallen (s.o.).	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
385	Neuer Abschnitt einzufügen	Fehlt	Bitte Text der im Dokument Branchenlösung unter V. Abrechnung Absatz 2 steht.	Die Berechnungsmethode ermöglicht eine standardisierte Übertragung im 15-Min-Intervall.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
386		Nr 5: „Sofern es keine Einigung bei der Berechnung der Ausfallarbeit gibt, solle die zuletzt durch den NB ermittelte Ausfallarbeit für die Bilanzierung herangezogen werden. „	Sofern es keine Einigung bei der Berechnung der Ausfallarbeit gibt, sind die Berechnungen des NB dem Anlagenbetreiber zu übermitteln und mit der Berfechnung des Anlagenbetreiber zu vergleichen.	Dies stellt eine unbegründete Bevorteilung des NB dar. Beide Parteien sollten hierbei gleichgestellt werden. Neben dem Netzbetreiber muss auch dem Anlagenbetreiber der Berechnungsweg und die zugrundeliegenden Datenreihen übermittelt werden.	Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
387					EFET Deutschland

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
388		Die Beschlusskammer bittet im Rahmen der Konsultation um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	<p>Die Energy2market GmbH spricht sich für eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW aus. Die Datenübermittlungspflichten werden in der Vielzahl der Fälle vom Anlagenbetreiber an Direktvermarktungsunternehmen abgegeben, da die Anlagenbetreiber selbst, nicht über die entsprechenden Schnittstellen zum Netzbetreiber verfügen, um die Anforderungen erfüllen zu können. Jedoch soll die im EEG verankerte Grenze, zur verpflichtenden Direktvermarktung, von 100 kW laut Gesetzesbegründung des EEG 2017 sicherstellen, dass keine Kleinanlagen zur Direktvermarktung verpflichtet werden, bei denen die Kosten nach aktueller Einschätzung den Nutzen der Direktvermarktung für das Gesamtsystem übersteigen würden. Technische und marktliche Entwicklungen, z.B. eine etwaige deutliche Kostensenkung für Fernsteuerungstechnik oder eine Verbesserung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses der Einbindung von Kleinanlagen für Direktvermarktungsunternehmer, können</p> <p>ggf. die Direktvermarktungskosten auch bei Kleinanlagen so stark senken, dass perspektivisch eine weitere Absenkung der Grenze überprüft werden soll. Diese Entwicklung ist jedoch aus Sicht der Energy2market GmbH derzeit nicht erkennbar.</p>		Energy2market GmbH
389	Allgemeine Anmerkung	Die Beschlusskammer bittet im Rahmen der Konsultation um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Der Fachverband Biogas e.V. spricht sich für eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW aus. Die Datenübermittlungspflichten werden in der Vielzahl der Fälle im Biogasbereich vom Anlagenbetreiber an Direktvermarktungsunternehmen abgegeben, da die Anlagenbetreiber selbst nicht über die entsprechenden Schnittstellen zum Netzbetreiber verfügen, um die Anforderungen erfüllen zu können. Jedoch soll die im EEG verankerte Grenze, zur verpflichtenden Direktvermarktung, von 100 kW laut Gesetzesbegründung des EEG 2017 sicherstellen, dass keine Kleinanlagen zur Direktvermarktung verpflichtet werden, bei denen die Kosten nach damaliger Einschätzung den Nutzen der Direktvermarktung für das Gesamtsystem übersteigen würden. Technische und marktliche Entwicklungen, z.B. eine etwaige deutliche Kostensenkung für Fernsteuerungstechnik oder eine Verbesserung des Kosten-Nutzen-		Fachverband Biogas e.V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
			Verhältnisses der Einbindung von Kleinanlagen für Direktvermarktungsunternehmer, können ggf. die Direktvermarktungskosten auch bei Kleinanlagen so stark senken, dass nach Wortlaut der Begründung perspektivisch eine weitere Absenkung der Grenze überprüft werden sollte. Diese Entwicklung ist jedoch aus Sicht des Fachverband Biogas e.V. derzeit nicht erkennbar.		
390	Allgemeine Anmerkung	Die die Beschlusskammer bittet um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass die Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können.	Der Fachverband Biogas e.V. möchte an dieser Stelle anmerken, dass sich, auf Basis der Rückmeldungen von Direktvermarktungsunternehmen, diverse Verteilnetzbetreiber noch nicht mit den Anforderungen des Redispatch 2.0 auseinandergesetzt haben. Es erscheint an dieser Stelle illusorisch, dass alle Netzbetreiber mit Umstellung des Redispatch-Systems über die entsprechende Infrastruktur verfügen. Die potentiellen Probleme werden jedoch bei Anlagenbetreibern oder Direktvermarktern liegen, wenn diese beispielsweise das Planwertmodell umsetzen wollen und der jeweilige Netzbetreiber nicht über die entsprechenden Systeme zur Implementierung verfügt. Eine Diskussion, ob verschiedene Netzbetreiber von den Anforderungen ausgenommen werden sollten, ist aus unserer Sicht an dieser Stelle nicht zielführend. Wir erwarten im Sinne aller betroffenen Stakeholder eine einheitliche und fristgerechte Umsetzung der Prozesse.		Fachverband Biogas e.V.
391	2 Übermittlung marktbedingte Anpassung	Der EIV sendet die Informationen zu einer marktbedingten Anpassung der steuerbaren Ressource an den DP. Dieser leitet die Daten an die (betroffenen) NB weiter.	Nach Anforderung einer marktbedingten Anpassung, sendet der EIV die Abregelungszeitreihe an den DP.	Hier wird nur eine Seite des Prozesses erläutert. Interessant wäre in diesem Zusammenhang evtl. noch, wie die Aufforderung zur marktbedingten Anpassung vorab den EIV erreicht. Es ist in diesem Fall unklar, ob marktbedingte Anpassungen die Folge eines Aufforderungs- oder Duldungsfalls sind. Dies wird erst im folgenden Kapitel 3 (Abrufprozess) genauer ausgeführt.	Netzgesellschaft Lübbcke mbH