

Hinweis:

Bitte dieses Formular im Originalformat (*.xlsx) speichern und übersenden.

Konsultationsbeitrag

Festlegungsverfahren zur Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“ (BK6-23-241) - 2. Konsultation -

Anlage 2 – BiLAREM

Nr.	Tenzorziffer/S/etc. (Pflichtfeld)	!	Vorgeschlagene Änderung	Begründung
18	1	-	Redispatch-Abruf: Ankündigung einer Redispatch-Maßnahme durch einen Netzbetreiber; kein Redispatch-Abruf im Sinne der BiLAREM liegt vor, wenn ein Netzbetreiber lediglich Limitierungen in der Fahrweise setzt, ohne in die geplante Fahrweise einzugreifen.	Die vorgeschlagene Herausnahme der Limitierung aus der Redispatchdefinition ist nicht sachgerecht. Jede Limitierung verhindert die marktlichen Anpassungsmöglichkeiten. Opportunitätskosten entstehen. Es ist zu befürchten, dass eine Nichtberücksichtigung der Limitierung in der Redispatch-Abrufsdefinition ein erster Schritt ist einer bloßen Limitierung die Vergütungsgrundlage zu entziehen. Zusätzlich ist anzumerken, dass Anlagen welche Planungsdaten versenden durch diese Einschränkung der Definition zusätzlich auch gegenüber Anlagen im Prognosemodell diskriminiert werden würden. Bei Anlagen, welche keine Planungsdaten versenden, ist nicht festzustellen, ob eine bloße Limitierung zum Zeitpunkt der Redispatch-Abrufes eine Änderung in der Fahrweise erzeugen würde. Hier gibt es somit keine Einschränkung der Redispatch-Abrufsdefinition und somit keine Einschränkung der Ausfallarbeitsberechnung. Eine Grundbedingung der Task Force Empfehlung zur Abschaffung der Wahlfreiheit der Bilanzierungsmodelle war die Gleichwertigkeit der beiden Bilanzierungsmodelle. Die Erläuterung der Beschlusskammer stellen keine Argumente für eine restriktive Definition des Redispatch-Abrufs dar. Der Netzbetreiber kann die Limitierung unabhängig von einer Einschränkung der Definition nutzen. Jede Einschränkung der Einspeisung bzw. jede Übermittlung eines A96 Dokumentes sollte als Redispatch-Abruf gewertet werden.
19	1	-	positiver Redispatch: Ein positiver Redispatch liegt vor, wenn der Netzbetreiber entweder ausdrücklich die Erhöhung der Wirkleistungserzeugung oder die Minderung des Wirkleistungsbezugs einer SR angeordnet hat oder einen Mindestwert für die Wirkleistungserzeugung bzw. einen Maximalwert für den Wirkleistungsbezug vorgegeben hat.	Begriff wird mehrfach im Dokument verwendet und sollte klar definiert werden.
20	1	-	negativer Redispatch: Ein negativer Redispatch liegt vor, wenn der Netzbetreiber entweder ausdrücklich die Minderung der Wirkleistungserzeugung oder die Erhöhung des Wirkleistungsbezugs einer SR angeordnet hat oder einen Mindestwert für die Wirkleistungserzeugung bzw. einen Maximalwert für den Wirkleistungsbezug vorgegeben hat.	Begriff wird mehrfach im Dokument verwendet und sollte klar definiert werden.
39	1	-	Nettonennleistung: Die tatsächliche höchste elektrische Dauerleistung unter Nennbedingungen, die der Stromerzeugungseinheit TR zuzurechnen ist. In der Nettonennleistung ist der Kraftwerkseigenverbrauch (Verbrauchsleistung der Neben- und Hilfsanlagen) während des Betriebs der Anlage nicht enthalten. Die Nettoengpassleistung (z.B. Overplanting bei max. vertraglicher Einspeiseleistung) wirkt dabei nicht mindernd auf die Nettonennleistung.	Präzisierung, wodurch diese auch für Speicher definiert ist. Abgrenzung zur Nettoengpassleistung.
40	1	-	Leistungslimitierung: Vorgabe eines Mindest- und oder eines Maximalwert innerhalb einer Redispatchmaßnahme für die Wirkleistungserzeugung bzw. für den Wirkleistungsbezug. Treten sowohl Mindest- und Maximalwert in einer Viertelstunde auf so kann von einer beidseitigen Limitierung gesprochen werden. Haben Mindest- und Maximalwert in einer Viertelstunde den gleichen Wert wird von einer kompletten Fixierung gesprochen.	Neue Definition

21	2.1.1	- Im Übrigen erfolgt der bilanzielle Ausgleich durch den Netzbetreiber auf SR-Ebene gemäß...	Planungsdaten und Abrufdokumente werden ebenfalls auf SR-Ebene ausgetauscht. Die Höhe des bilanziellen Ausgleichs wird auf Basis dieser Daten bestimmt und entsprechend kommuniziert.
36	2.1.1	- Der bilanzielle Ausgleich für eine SR/TR , deren Anschlussnetzbetreiber ein Übertragungsnetzbetreiber ist, erfolgt im Planwertmodell.	Der bilanzielle Ausgleich erfolgt auf Ebene SR. Es sind immer alle TR in eine SR zu überführen.
2	2.1.2	- In Fällen des negativen Redispatch mit Versorgung von Verbrauchern innerhalb derselben Netzressource (z. B. Eigenversorgung), gilt für die Aufteilung des bilanziellen Ausgleichs auf den Einspeise- und den Entnahmebilanzkreis:	Bitte die Definition der Netzressource im Dokument aufnehmen. Was genau ist damit gemeint? Hinweis: Keine Änderung im Text "Vorgeschlagene Änderung" vorgenommen.
22	2.1.2	- Höhe und Durchführung des bilanziellen Ausgleichs: Die Höhe des bilanziellen Ausgleichs wird dem EIV und dem LF im A96-Redispatchabrufdokument als Zeitreihen inkl. der liefernden und der empfangenden Bilanzkreispaa-re durch den ANB mitgeteilt. Streichung des restlichen Kapitels ersatzlos.	Die vorhergehende Regelung war nicht eindeutig. Zum einen deckte sie den Fall einer RD-Aktualisierung innerhalb einer Viertelstunde nicht ab, zum anderen wird bei RD 1.0 nicht immer ein Sollwert übermittelt. Die genaue Ausgestaltung sollte im Rahmen der Prozess-weiterentwicklung ausgestaltet werden
23	2.2	- Bei TR einer SR, für die kein bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell erfolgt, werden Redispatch-Maßnah-men bis zum 31.12.2031 nicht durch den Netzbetreiber bilanziell ausgeglichen.	Bilanzieller Ausgleich wird auf SR-Ebene durchgeführt.
37	2.2	- Bei einer SR/TR , für die kein bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell erfolgt, werden Redispatch-Maßnahmen bis zum 31.12.2031 nicht durch den Netzbetreiber bilanziell ausgeglichen.	redaktionelle Anpassung, Präzisierung nicht erforderlich.
41	2.3.2	- [...] Eine Zuordnung zum Prognosemodell von SR, die bereits dem Planwertmodell zugeordnet wurden, ist nicht möglich.[...]	Es sollte möglich sein ins Planwertmodell überführte SR wieder ins Prognosemodell zurückzuführen, wenn die Anforderungen an das Planwertmodell nicht erfüllt werden. Diese können ggfs. vom EIV oder auch vom NB (hauptsächliche Durchführung von kurativem Redispatch) nicht erfüllt werden.
3	3.1	- Kann Pist nicht ermittelt werden, weil das Messkonzept die Messung der Erzeugung nicht ermöglicht, ist für Pist auf den Einspeisezähler abzustellen.	Wir bitten um Klarstellung, was mit einem Einspeisezähler gemeint ist. Hinweis: Keine Änderung im Text "Vorgeschlagene Änderung" vorgenommen.
4	3.1	- Bei Verwendung eines Standardeinspeiseprofils (SEP) Referenzprofilverfahren oder bei Vorgabe eines Leistungswerts durch den Netzbetreiber, von dem nicht abgewichen werden darf (Redispatch-Maßnahme mit beiderseitiger Fixierung) gilt abweichend:	SEP ist nach der aktuellen Festlegung der MaBiS seit dem 6.6.2025 nicht mehr zulässig, es ist ein Referenzprofilverfahren anzuwenden.

24	3.1	-	Grundsätzlich stellen wir die Angleichung der Definitionen von Plim für den Duldungsfall und den Aufforderungsfall in Frage. Dagegen spricht zum einen die aktuell schlechte Qualität der A96-Redispatchabrufinformation an EIV und LF. Abweichungen zwischen tatsächlicher Online-Regelung im Duldungsfall und kommunizierten Sollwert in der A96-Redispatchabrufinformation oder überhaupt keine Existenz von A96-Redispatchabrufinformationen führen dazu, dass die vorgeschlagene Definition von Plim manchmal zu, zu geringer Ausfallarbeit führt. Durch den EIV verursachte Einspeiseänderungen werden durch die Berücksichtigung von Pmba in der Ausfallarbeitsberechnung begegnet. Dargebotsabhängige Mindereinspeisungen sollten im Spitzverfahren und im vereinfachten Spitzverfahren anhand der theoretischen Einspeisung berücksichtigt werden. Für das Pauschalverfahren hingegen scheint der neue Ansatz eine Berechtigung zu haben. Falls die BNetzA grundsätzlich an der Angleichung der Definitionen im Duldungsfall und Aufforderungsfall festhält, ist folgender Anpassungsbedarf zu berücksichtigen: - Die „Vorgabe des Netzbetreibers“ muss genauer beschrieben werden. Naheliegender ist, dass hier ausschließlich auf die ausgetauschte A96-Redispatchabrufinformation abgezielt werden sollte. Sollte zusätzlich, bei Abweichungen die tatsächliche Regelung des Netzbetreibers berücksichtigt werden., wäre grundsätzlich die Angleichung der Definitionen nicht mehr sinnvoll. - Netzbetreiber müssen verpflichtet werden, für jede tatsächlich durchgeführte Regelung im Duldungsfall eine korrekte A96-Redispatchabrufinformation mit der tatsächlich erfolgten Regelung zu übermitteln. - Beschreibung wie die "Vorgabe des Netzbetreibers" welche nur auf SR Ebene vorliegt auf der TR Ebene verfügbar gemacht wird muss aufgenommen werden.
42	3.1	-	Pist,i: tatsächlicher Leistungsmittelwert der Marktllokation in der Viertelstunde i in kW wird gemäß Referenzertrag oder Standortertrag bei Windenergieanlagen bzw. gemäß installierter Leistung bei nichtfluktuierenden und PV-Anlagen in kW je TR heruntergebrochen. Bei der Aufteilung sind alle Nichtbeanspruchbarkeiten innerhalb der Marktllokation zu berücksichtigen.
43	3.1	-	Pmin, i: die durchschnittliche Mindesterzeugung in der Viertelstunde i, die sich aus der Vorgabe des Netzbetreibers in der Redispatchabrufinformation ergibt, in kW. Es muss gewährleistet werden, dass dem EIV/LF in jedem Fall, gegebenenfalls auch nachträglich, die korrekte Redispatchabrufinformation übermittelt wird.
44	3.1	-	Pmax, i: die durchschnittliche Höchsterzeugung in der Viertelstunde i, die sich aus der Vorgabe des Netzbetreibers in der Redispatchabrufinformation ergibt, in kW. Es muss gewährleistet werden, dass dem EIV/LF in jedem Fall, gegebenenfalls auch nachträglich, die korrekte Redispatchabrufinformation übermittelt wird.
5	3.2	-	Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlage mit fluktuierender Erzeugung Die Vorgaben dieses Kapitels gelten nur für den Fall des negativen Redispatch mit Anlagen mit fluktuierender Erzeugung. Eine Anlage entspricht einer TR. Hinweis: Zur besseren Lesbarkeit des Dokuments kann es notwendig sein, zwischen den Begriffen „Anlage“ und „TR“ zu wechseln – insbesondere dann, wenn unterschiedliche Anlagenarten für die Aussage relevant sind und die allgemeine Bezeichnung „TR“ zu unpräzise wäre

6	3.2.1	- Die Festlegung auf eine Abrechnungsvariante erfolgt durch den Anlagenbetreiber für jede TR bis zum 30.11. eines Jahres für das folgende Kalenderjahr. Im Übrigen hat der Anlagenbetreiber ein Recht zur initialen Zuordnung zum Monatsbeginn bei einer neuen oder wesentlich geänderten TR sowie bei Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die betroffene Einspeisestelle MaLo zugeordnet ist. Trifft der Anlagenbetreiber keine Zuordnungsentscheidung, findet die vereinfachte Spitzabrechnung Anwendung.	Eine Einspeisestelle kann keinem Bilanzkreis zugeordnet werden. Es kann nur eine Tranche einer MaLo oder eine MaLo selbst einem Bilanzkreis zugeordnet werden.
64	3.2.1	- Möchte der Anlagenbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber Wetterdaten oder Messdaten von Referenzanlagen übersenden, stimmt er sich mit dem Anschlussnetzbetreiber darüber vorher ab. Im Falle von temporären Ausfällen bei der Erfassung bzw. Übermittlung der Wetterdaten kann der Anlagenbetreiber temporär geeignete Ersatzwerte an den Anschlussnetzbetreiber übermitteln, die er entsprechend kennzeichnet.	In der Praxis kommt es hin und wieder vor, dass die Datenübermittlung aus der Wind - bzw. PV-Anlage temporär unterbrochen wird. Somit bestehen in Bezug auf die Vollständigkeit temporäre Lücken in der Wetterdatenzeitreihe. Aus diesem Grund soll die Möglichkeit für den Anlagenbetreiber geschaffen werden, diese Lücken vor Bereitstellung der Wetterdaten an den Anschlussnetzbetreiber mit geeigneten Ersatzwerten zu schließen. Hierdurch wird gewährleistet, dass in Bezug auf das Clearing der Ausfallarbeitszeitreihe beim Anschlussnetzbetreiber und beim Anlagenbetreiber übereinstimmende Daten vorliegen. Dies ist nicht der Fall, falls der Anschlussnetzbetreiber die bestehenden Lücken mit Ersatzwerten befüllen würde, da prozessual nicht vorgesehen ist, dass der Anschlussnetzbetreiber dem Anlagenbetreiber die potentiellen Ersatzwerte zur Verfügung stellt..
7	3.2.2	- Soweit die TR unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], der durchschnittliche theoretische Leistungsmittelwert je Viertelstunde einer benachbarten TR als Referenz für die Ersatzwertbildung angenommen werden.	Redaktionell: Konsequente Anwendung des Begriffs TR um eine prozessuale Umsetzung zu ermöglichen und Interpretationsspielräume auszuschließen. Klarstellung, dass die benachbarte TR nicht dieselben Leistungswerte haben muss und somit nicht 1zu1 übernommen werden können, sondern nur als Grundlage zur Ersatzwertbildung herangezogen werden können.
61	3.2.2	- P0: gemessener Leistungsmittelwert der TR in der letzten vollständig gemessenen Viertelstunde vor der Redispatch-Maßnahme, in der uneingeschränkt eingespeist werden konnte, in kW, bei der Umrechnung des Leistungsmittelwert von Marktklokation auf TR sind Nichtbeanspruchbarkeiten zu beachten	Klarheit bzgl. der Berechnungslogik. Einbeziehung der verfügbaren Leistung notwendig.
25	3.2.2.1	- Ferner wird mit Hilfe der Leistungskennlinie für die zeitlich nächste vollständig gemessenen zusammenhängenden Viertelstunden vor oder nach der Viertelstunde, in der die Redispatch-Maßnahme beginnt bzw. endet, der durchschnittliche theoretische Leistungsmittelwert je Viertelstunde gebildet. Vor der Redispatchmaßnahme ist bei gleichem zeitlichem Abstand zur Redispatchmaßnahme gegenüber nach der Viertelstunde zu bevorzugen.	Eindeutigkeit der Regelung notwendig.
45	3.2.2.1	- PmbA,i: die durch eine marktbedingte Anpassung vorgegebene Leistung je SR in der Viertelstunde i wird gemäß Referenzertrag und Standortertrag in kW je TR heruntergebrochen, bei der Aufteilung sind Nichtbeanspruchbarkeiten durch eine Beachtung von Pbean,i zu berücksichtigen.	Klarheit bzgl. der Berechnungslogik. Einbeziehung der verfügbaren Leistung notwendig.
46	3.2.2.1	- PVZ,ist: tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert in den zeitlich nächsten vier vollständig gemessenen zusammenhängenden Viertelstunden vor oder nach der Redispatch-Maßnahme, in denen die TR uneingeschränkt einspeisen konnte und in denen der Leistungsmittelwert mindestens 10 % der Nennleistung der TR beträgt, in kW, bei der Umrechnung des Leistungsmittelwert von Marktklokation auf TR sind dabei Nichtbeanspruchbarkeiten zu beachten	Klarheit bzgl. der Berechnungslogik. Einbeziehung der verfügbaren Leistung notwendig.
8	3.2.2.3	- [...] Liegt keine ¼-h-Messung vor, ist für 0 der nach dem Standardeinspeiseprofil (SEP) Referenzprofilverfahren zu bilanzierende Wert anzusetzen. P	SEP ist nach der aktuellen Festlegung der MaBiS seit dem 6.6.2025 nicht mehr zulässig es ist ein Referenzprofilverfahren anzuwenden.
47	3.2.2.3	- P0: gemessener Leistungsmittelwert in der letzten vollständig gemessenen Viertelstunde vor der Redispatch-Maßnahme, in der uneingeschränkt eingespeist werden konnte, in kWh, bei der Umrechnung des Leistungsmittelwert auf die TR ist dabei analog Pist,i vorzugehen	Klarheit bzgl. der Berechnungslogik. Einbeziehung der verfügbaren Leistung notwendig.

9	3.2.3.2	- Durch den Verlustfaktor Kfv werden die Innerparkverluste abgebildet. Der Verlustfaktor Kfv ergibt sich aus dem Verhältnis der am Netzllokation eingespeisten Energiemenge EEinsp und der Summe der an den Messpunkten ermittelten Energiemengen aller einzelnen TR $\sum E_{wea}$ ermittelt über einen Zeitraum von zwölf Monaten.	Redaktionell: Konsequente Anwendung des Begriffs TR um eine prozessuale Umsetzung zu ermöglichen und Interpretationsspielräume auszuschließen. Einen Übergabezählpunkt gibt es in der Marktkommunikation nicht, somit kann zu diesem Objekt kein Datenaustausch erfolgen. Es ist sicher die Energie gemeint, die an der Netzllokation in das Netz eingespeist wird.
48	3.2.3.2	- PmbA,i: die durch eine marktbedingte Anpassung vorgegebene Leistung je SR in der Viertelstunde i wird gemäß Re-ferenzertrag und Standortertrag in kW je TR heruntergebrochen, bei der Aufteilung sind Nichtbeanspruchbarkeiten durch eine Beachtung von Pbean,i zu berücksichtigen die durch eine marktbedingte Anpassung in der Viertelstunde i vorgegebene Leistung je SR wird gemäß Referenzertrag und Standortertrag in kW je TR heruntergebrochen	Klarheit bzgl. der Berechnungslogik. Einbeziehung der verfügbaren Leistung notwendig.
49	3.2.4.1	- Wenn das Produkt PVZ,ist/ PVZGVZ *Gi größer als die Nennleistung der TR bzw. die Summe der [...]	Formelfehler
50	3.2.4.1	- Für die Berechnung der theoretischen Einspeisung werden bei Spitzabrechnung Messwerte eines geeigneten, an der SR oder TR installierten Messgerätes verwendet, um die Einstrahlleistung für jede Viertelstunde der Redispatch-Maßnahme (Gi) sowie für den Vergleichszeitraum zu bestimmen.	Wenn es zwingend Messungen auf TR Ebene geben muss, damit PV Anlagen im Spitzverfahren geführt werden können, ist das zu restriktiv. Eine Messung auf SR Ebene sollte möglich sein.
51	3.2.4.1	- PmbA,i: die durch eine marktbedingte Anpassung vorgegebene Leistung in der Viertelstunde i in kW je SR wird gemäß installierter Leistung in kW je TR runtergebrochen die durch eine marktbedingte Anpassung vorgegebene Leistung je SR in der Viertelstunde wird gemäß installierter Leistung in kW je TR heruntergebrochen, bei der Aufteilung sind Nichtbeanspruchbarkeiten durch eine Beachtung von Pbean,i zu berücksichtigen	Klarheit bzgl. der Berechnungslogik. Einbeziehung der verfügbaren Leistung notwendig.
52	3.2.4.1	- PVZ,ist: durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW, bei der Umrechnung des Leistungsmittelwert von Marktllokation auf TR sind Nichtbeanspruchbarkeiten zu beachten	Klarheit bzgl. der Berechnungslogik. Einbeziehung der verfügbaren Leistung notwendig.
10	3.2.4.3	- Zur Bestimmung der theoretischen Leistung in der Viertelstunde wird die installierte Leistung der TR mit dem Anlagenfaktor multipliziert. Der Anlagenfaktor bestimmt sich wie folg	Redaktionell: Konsequente Anwendung des Begriffs TR um eine prozessuale Umsetzung zu ermöglichen und Interpretationsspielräume auszuschließen.
53	3.2.4.3	- $WA_i = \max\{0; [\min(AF \cdot P_{inst}; \text{PWR}; P_{mbA,i}; P_{bean,i}) - P_{lim,i}] \cdot 14h$	Die Wechselrichterleistung limitiert zwar die Ausfallarbeit, darf aber bei der Multiplikation mit dem AF nicht verwendet werden, da sie an dieser Stelle nicht wirksam wird.
54	3.2.4.3	- Pinst: installierte Nennleistung aus der Summe der Module je TR; dies ist der kleinste Wert aus der Summe der Nennleistung der Module und der Summe der Nennleistung der zugeordneten Wechselrichter in kW (typ Bruttoleistung)	Anpassung Definition aufgrund Formelanpassung
55	3.2.4.3	- PWR: Wechselrichterleistung in kW je TR (typ Nettonennleistung)	Ergänzung für Formelanpassung
56	3.2.4.3	- PmbA,i: Leistungswert aufgrund einer marktbedingten Anpassung der Erzeugung in der Viertelstunde i in kW die durch eine marktbedingte Anpassung vorgegebene Leistung je SR in der Viertelstunde i wird gemäß installierter Leistung in kW je TR heruntergebrochen, bei der Aufteilung sind Nichtbeanspruchbarkeiten durch eine Beachtung von Pbean,i zu berücksichtigen	Klarheit bzgl. der Berechnungslogik. Einbeziehung der verfügbaren Leistung notwendig.
57	3.3.1	- Bei Anwendung des Planwertmodells entspricht die Ausfallarbeit dem abgestimmten Fahrplan zum bilanziellen Ausgleich.	Im Planwertmodell wird der bilanzielle Ausgleich per Fahrplan ausgetauscht. Nur im Prognosemodell mit Planungsdatenlieferung bedarf es zusätzlicher Berechnungsregeln.
58	3.3.1	- Bei Anwendung des Prognosemodells mit Planungsdatenlieferung der Spitzabrechnung ist die Ausfallarbeit die Differenz zwischen der geplanten Fahrweise und der Fahrweise aufgrund des Werts der Leistungslimitierung.	Im Planwertmodell wird der bilanzielle Ausgleich per Fahrplan ausgetauscht. Nur im Prognosemodell mit Planungsdatenlieferung bedarf es zusätzlicher Berechnungsregeln.
26	3.3.2	- Die Berücksichtigung von PmbA in der Formel für die Ausfallarbeitsberechnung ist nicht korrekt. PmbA muss gestrichen werden.	Die Versendung von PmbA ist zurecht nur für Dargebotsabhängige SR (Wind und PV) vorgesehen.

59	3.3.2	- Im Fall des positiven Redispatch: $WA_i = \min\{0; \min(P0; \text{PmbA}_i; P_{\text{bean},i}) - P_{\text{lim},i}\} \cdot 14h$ Im Fall des negativen Redispatch: $WA_i = \max\{0; (\min(P0; \text{PmbA}_i; P_{\text{bean},i}) - P_{\text{lim},i}) \cdot 14h\}$ WA_i : Ausfallarbeit in der Viertelstunde i in kWh PO: gemessener Leistungsmittelwert der TR in der letzten vollständig gemessenen Viertelstunde vor der Redispatch-Maßnahme, in der uneingeschränkt eingespeist werden konnte, in kW, bei der Umrechnung des Leistungsmittelwert von Marktllokation auf TR sind Nichtbeanspruchbarkeiten zu beachten PmbA_i: Leistungswert aufgrund einer marktbedingten Anpassung der Erzeugung in der Viertelstunde i in kW	Inkonsistent zu Kapitel 4 PmbA wird nur bei dargebotsabhängigen SR (Wind/PV) übermittelt. Präzisierung.
29	3.4	- Streichung des Abschnittes	Die vorgeschlagene Regelung zur Überbauung von Anschlüssen an das Elektrizitätsversorgungsnetz ist für keinen BTR nachvollziehbar und berechenbar. Sie beinhaltet nicht verfügbare Informationen von fremden TR. Die Problematik sollte weiterhin in der Branche diskutiert werden.
12	4	- [...] Die Pflicht zur Übermittlung von Stammdaten wird durch die Registrierung der entsprechenden Daten im Marktstammdatenregister erfüllt, wenn und soweit ein entsprechender Datenpunkt im Marktstammdatenregister erfasst wird. Die Bundesnetzagentur wird auf ihrer Internetseite veröffentlichen, für welche Datenpunkte dies der Fall ist [...]	Wir bitten um Klarstellung, für welche Rolle gegenüber welcher Rolle die Pflicht erfüllt ist. Ist hier der Anlagenbetreiber gegenüber dem ANB gemeint? Oder noch weitere, die an das Marktstammdatenregister Daten senden müssen bzw. zukünftig abholen? Hinweis: Keine Änderung im Text "Vorgeschlagene Änderung" vorgenommen.
13	4	- [...] Anlagen, die ausschließlich der Absicherung der Stromversorgung dienen und dabei kein Elektrizitätsversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung nutzen (Notstromaggregate), müssen auf Grundlage dieser Festlegung lediglich Stammdaten übermitteln.	Wir bitten um Klarstellung, für welche Rolle gegenüber welcher Rolle dies gilt. Ist hier der Anlagenbetreiber gegenüber dem Marktstammdatenregister gemeint? Eine Anlage/TR selbst kann keine Stammdaten übermitteln. Hinweis: Keine Änderung im Text "Vorgeschlagene Änderung" vorgenommen.
14	4	- 2.6 Minimale Entnahme ($V_{\min}$) einer SSE im Planwertmodell Beschreibung: Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff $P_{\min}$ in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (untere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu $P_{\min}$ sind Betriebs- und Eigenbedarf, wie bspw. Netzverluste, bis zum Einspeisepunkt zur Netzlokation in der $V_{\min}$ enthalten. Für nichtregelbare Pumpen gilt, dass $V_{\min}$ betragsmäßig der Größe $V_{\max}$ entspricht.	Redaktionell: Konsequente Anwendung des Begriffs Netzlokation um eine prozessuale Umsetzung zu ermöglichen und Interpretationsspielräume auszuschließen.
15	4	- 2.7 Maximale Entnahme ($V_{\max}$) einer SSE im Planwertmodell Beschreibung: Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff $PROD_{\max}$ in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (obere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu $PROD_{\max}$ sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt zur Netzlokation in der $VERB_{\max}$ enthalten. Die beanspruchbare Leistung (Verbrauch) entspricht bei Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken der Nettonennleistung (Verbrauch) der Pumpe, sofern die Pumpe beanspruchbar ist.	Redaktionell: Konsequente Anwendung des Begriffs Netzlokation um eine prozessuale Umsetzung zu ermöglichen und Interpretationsspielräume auszuschließen.
27	4	- 4.2.22 – 4.2.24: Streichung der Einführung der neuen Planungsdaten	Datenbedarfe sollten den Prozessen folgen. Bis jetzt wurden noch keine Prozesse für die Abwicklung von Redispatchmaßnahmen bei Speicherkraftwerken verschriftlicht. Es gibt erhebliche Lücken, welche nicht durch die Einführung weiterer Datenfelder gedeckt werden. An erster Stelle sollte der Konsens über einen gängigen Prozess stehen und daraus sollten sich die Datenbedarfe ableiten, nicht andersrum.
28	4	- 4.2.25: Streichung der Mitteilung evtl. Limitierungen	Warum sollten die Planungsdaten enthalten, was der Netzbetreiber bereits angewiesen hat?
30	4	- Optionales Planungsdatum: 2.21. Kosten nicht-EEG-vergüteter SR/TR für SEE und SSE, Objekt: Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen Technischen Ressourcen	Bei baugleichen TR mit identischen Kosten ist es sinnvoll diese auch zu bündeln und auf Ebene der SR zu übermitteln. Kosten nicht immer vorliegend. Idealerweise werden durch die ÜNB für verschiedene Anlagekategorien Richtwerte festgelegt, die bei der Auswahl (MOL) die Netzbetreiber unterstützen.

31	4	-	3.2: Die Mitteilung der marktbedingten Abregelung sollte auch auf der Ebene der TR möglich sein.	Bei Übermittlung der marktbedingten Anpassung auf SR Ebene und der anschließenden Umrechnung auf die TR kommt es zu Unschärfen. Außerdem sind die angedachten Schlüssel der Verteilung häufig nicht für den BTR vorhanden. Daher sollte eine Übermittlung auch auf der TR Ebene erlaubt sein.
60	4	-	4.1.2: Es ist ein Identifikator für jede technische Ressource TR anzugeben. Als Identifikator kann-jedenfalls die MaStR-Nummer der Einheit verwendet werden oder aber ein anderer Identifikator, den der Netzbetreiber zulässt ist in der Marktkommunikation die TR-ID zu verwenden. Außerhalb dieser kann die MaStR-Nummer der TR verwendet werden oder aber ein anderer Identifikator, den der NB zulässt.	Die MaSTR-Nummer ist kein Identifikator in der Marktkommunikation
63	4	-	4.2: Frage an die Branche In der Konsultation wurde vorgetragen, dass für sämtliche Planungsdaten eine Meldung nur auf die Ebene der SR bezogen sinnvoll sei, nicht auch auf die der einzelnen TR, da der Abruf immer auf SR-Ebene erfolge. Teilen Sie dies?	Ja, wir teilen diese Einschätzung. Planungsdaten sollten nicht auf TR-Eben ausgetauscht werden auch sollte es keine Möglichkeit geben, dies zu tun. Das würde teure Anpassungen in der Prozess-Implementierung nach sich ziehen.
16	5.1	-	Jeder clusternde Netzbetreiber muss die betroffenen Netzbetreiber über die Stammdaten der unmittelbar oder mittelbar an sein Netz angeschlossenen Cluster sowie über Änderungen der Stammdaten informieren. Jeder Anschlussnetzbetreiber muss die betroffenen Netzbetreiber über Stammdaten der an sein Netz angeschlossenen Steuergruppen und steuerbare Ressource sowie über Änderungen der Stammdaten informieren. Jeder Anschlussnetzbetreiber muss die betroffenen Netzbetreiber über vertragliche Einschränkungen der Leistung der Netzllokation informieren, über die SR mit seinem Netz verbunden sind.	Anpassung des Begriffes Anschluss auf Netzllokation, da die Netzllokation im Datenaustausch einen Identifikator hat, kann darüber eine Einschränkung eindeutig kommuniziert werden. Ein Anschluss als Objekt existiert in der Mako nicht und entspricht der Netzllokation.
32	6.1.5	-	Alle TR hinter einer Netzllokation, die derselben Marktllokation angehören, werden zu einer oder - falls steuerungstechnisch erforderlich - zu mehreren SR zusammengefasst.	Die Streichung würde eine Beliebigkeit der Netzbetreiber ermöglichen. In den Diskussionen im BDEW wurde seitens der NB signalisiert, dass die Steuerungstechnik der einzige Grund wäre vom Standard abzuweichen.
34	6.1.5	-	Bei der Bildung von Steuerbaren Ressourcen, die im Redispatch 2.0 Anwendung finden, sind mindestens folgende Vorgaben zu beachten: - Eine SR setzt sich aus mindestens einer Technischen Ressource zusammen. - Jede TR ist genau einer SR zugeordnet. - Wenn der Netzbetreiber die netzlokationsübergreifende Aggregation von Technischen Ressourcen zu einer Steuerbaren Ressource freigegeben hat, können unter Berücksichtigung des Steuer- und Netzanchlusskonzeptes netzlokationsübergreifende SR gebildet werden, solange die TR, die die SR bilden, derselben Marktllokation angehören. - SR sind energieträgerscharf zu bilden - Alle TR hinter einer Netzllokation, die derselben Marktllokation angehören, werden zu einer oder – falls steuerungstechnisch erforderlich – zu mehreren SR zusammengefasst. - Im Einvernehmen von ANB, Anlagenbetreibern und einem Lieferanten können TR, die verschiedenen Marktllokation angehören, zu einer (ggf. auch netzlokationsübergreifenden) Steuerbaren Ressource zusammengefasst werden. - Jede SR ist genau einem EIV zugeordnet. - Für Speicher gilt: Wenn eine TR sowohl ein- als auch ausspeichern kann, und diese TR über Redispatch für die Ein- und die Ausspeicherung gesteuert wird, dann wird diese TR einer MaLo übergreifenden Steuerbaren Ressource zugeordnet.	Unterstützung/siehe bdew Position
38	6.1.6	-	Die Marktrolle Einsatzverantwortlicher (EIV) wird von dem Unternehmen wahrgenommen, das die Marktrolle Lieferant (LF) derjenigen betroffenen Marktllokation wahrnimmt, welcher die TR angehören, die die TR SR bilden, wenn nicht ein anderes Unternehmen benannt wurde.	redaktionelle Anpassung
33	6.3.1	-	Die einmalige Mitteilung des Redispatchabrufes ist weder aus Sicht der NB durchführbar noch sinnvoll. Zu differenzieren ist sicherlich zwischen Planwertmodell und Prognosemodell. Im Planwertmodell führt ein Abruf zu keinem Handlungszwang beim BKV, da eine Maßnahme automatisch energetisch ausgeglichen wird. Hier könnte jedoch eine zu späte Mitteilung an den LF dazu führen, dass kurzfristig die Fahrweise angepasst wurde und der durch den NB bereits beschaffte bilanzielle Ausgleich wieder rückabgewickelt müsste. Im Prognosemodell muss der BKV den bilanziellen Ausgleich selbst beschaffen. Hier ist es deshalb sinnvoll zu jedem Zeitpunkt die bestmögliche Information des NB zu erhalten. In beiden Fällen müssen jedoch minimale Vorlaufzeiten berücksichtigt werden.	

35	6.4.3	-	Danach dürfen die Prozesse zur Abstimmung der Ausfallarbeit nicht erneut gestartet werden.	Wir wollen auch im Falle einer Unstimmigkeit die Möglichkeit haben Teilprozesse zu durchlaufen, um die Ausfallarbeit bilateral noch clearen zu können. Punkt 6.4.3 ist aus unserer Sicht missverständlich formuliert.
1	Allgemeines	-		Wir begrüßen die vielen Klarstellungen bei den Begrifflichkeiten in der zur Konsultation gestellten Anlage 2
11	Allgemeines	-	Eine Anlage entspricht einer TR. Hinweis: Zur besseren Lesbarkeit des Dokuments empfehlen wir, zwischen den Begriffen „Anlage“ und „TR“ zu wechseln – insbesondere dann, wenn unterschiedliche Anlagenarten für die Aussage relevant sind und die allgemeine Bezeichnung „TR“ zu unpräzise wäre.	Um die Prozessuale Umsetzung über die Mako zu ermöglichen muss klargestellt werden was mit einer Anlage gemeint ist. Um dies zu vermeiden sollte konsequent von der TR gesprochen werden.
17	Allgemeines	-	Kapitel 7.2.1.6 Use-Case: Austausch der Lieferantenausfallarbeitsclearingliste Keine Rückmeldung zur LF-AACL mehr vorgesehen	Die Prozesse im RD sollten auf dieselbe Logik setzen wie die GPKE und perspektivisch auch der MaBiS-Hub. Ein Clearing erfolgt über die Abrechnungsdaten-/Stammdatenprozesse und nicht als Antwort auf eine Liste. Nur durch die neue Art der Rückmeldung kann ein vollständiges Clearing mit gleich möglichen Anpassungen erfolgen. Gerne erläutern wir im Detail die Logik der in GPKE und UTILMD bereits umgesetzten Ansatz.
62	Fragen und ergänzende An	-	Kapitel 7: Streichung Kapitel 7 außer 7.1.1 und 7.2.1.1	Kapitel 7.1.1 und 7.2.2.1 (Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlotation) werden weiterhin benötigt. Es besteht kein Bedarf das Kapitel 7.1.3 (MaBiS) als Anlage zu übernehmen. Die Anlage 1 zu BiLArEM muss mit Inkrafttreten der Prozessbeschreibungen analog Tenorziffer 7 aufgehoben werden, um Doppelstrukturen mit den neuen Prozessbeschreibungen zu vermeiden. Die enthaltenen Kapitel der Anlage werden nach möglicher Überarbeitung in die neu zu veröffentlichen Prozessbeschreibungen eingefügt.
65		!		

Hinweis:

Bitte dieses Formular im Originalformat (*.xlsx) speichern und übersenden.

Konsultationsbeitrag

Festlegungsverfahren zur Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“ (BK6-23-241) - 2. Konsultation -

Anlage 1 - Entwurf des Tenors

Nr.	Tenorziffer/§/etc. (Pflichtfeld)	!	Vorgeschlagene Änderung	Begründung
1	Tenorziffer 1	-	Der bilanzielle Ausgleich durch die Übertragungsnetzbetreiber nach § 13a Abs. 1a Satz 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) erfolgt ab dem 01.10.2027 nach Maßgabe der Kapitel 2.1 und 3 der Anlage „Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BiAReM)“ dieser Festlegung. ...	Unter der Annahme, dass die Festlegung erlassen sein muss, die Prozess darauf hin angepasst werden und die Formate durch EDI@Energy ebenso angepasst werden müssen und darauf eine sechsmonatige Umsetzungszeit notwendig ist und unter Einhaltung der Termine aus dem Änderungsmanagement schlagen wir den 1.10.2027 als realistisch vor. Bestehende Anlagen im Planwertmodell sind von der Frist ausgeschlossen.
2	Tenorziffer 6	-	Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung werden verpflichtet, spätestens sechs Monate nach Veröffentlichung von Spezifikationen der Expertengruppe „EDI@Energy“ nach Tenorziffer 8 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur einen elektronischen massengeschäftstauglichen Informationsaustausch zu den Anwendungsfällen zu ermöglichen, die den Austausch von Stamm- und Planungsdaten sowie von Nichtbeanspruchbarkeiten, den Abruf, die Abrechnung und die Netzbetreiberkoordination betreffen, welcher den Vorgaben der Anlage „Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BiA ReM)“ – insbesondere des Kapitels 6 – entspricht....	Es ist auf die Tenorziffer 8 zu verweisen, da eine Umsetzung erst nach Veröffentlichung der Formate von EDI@Energy in den Häusern möglich ist. Besser wäre es auf das Änderungsmanagement hinzuweisen und dieses in Ihrer bekannten Form anzuwenden. Siehe hierzu EDI@Energy "Allgemeine Festlegungen zu den EDIFACT- und XML-Nachrichten" Kapitel 8.5 "Änderungsmanagement"
3	Allgemeines	-		Eine Harmonisierung der Redispatch-Abruf-Prozesse RD1.0 und RD2.0 sollte erfolgen. Redispatch ist nur auf Basis § 13a EnWG zu begründen und daher sollte keine Differenzierung vorgenommen werden.
4	Allgemeines	-		Datenlieferungen begründen sich auf unterschiedliche rechtliche Grundlagen, (SO-GL und die vorliegende Festlegung) betreffen aber fast ausschließlich dieselben Datenpunkte. Hier sollten die Prozesse, Formate und Datenwege harmonisiert werden.
5	Tenorziffer 7	-	Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung gemäß § 3 Nr. 17 EnWG werden verpflichtet, gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern und Branchenvertretern bundesweit einheitliche Prozesse für den elektronischen massengeschäftstauglichen Informationsaustausch gemäß Tenorziffer 6 zu entwickeln und diese spätestens sechs Monate nach Bekanntmachung dieser Festlegung der Branche zur Konsultation vorzulegen. Die Prozesse sind nach weiteren drei Monaten der Beschlusskammer vorzulegen. Bei Bedarf können nach Ablauf der Frist weitere Prozesse der Beschlusskammer vorgelegt und angepasst werden. Die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern und Branchenvertretern haben allen Betroffenen Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. Im Falle von abweichenden Positionen sind diese gegenüber der Beschlusskammer vollständig und nachvollziehbar darzustellen. Nach Prüfung und ggf. Anpassung der vorgelegten Prozessbeschreibungen durch die Beschlusskammer veröffentlicht die Beschlusskammer die Prozessbeschreibungen auf ihrer Internetseite.	Die Stellungnahme / Konsultation sollte von den gleichen Akteuren konsolidiert werden, also die die Prozesse entwickelt haben.
6		!		