

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.	Tenorziffer/\$/etc. (Pflichtfeld)	!	Vorgeschlagene Änderung	Begründung
1	1	-	Ankündigung einer Redispatch-Maßnahme durch einen Netzbetreiber; kein Redispatch-Abruf im Sinne der BiLAREM liegt vor, wenn ein Netzbetreiber lediglich Limitierungen Fahrweise (Planwertmodell) setzt, ohne in die geplante Fahrweise einzugreifen.	Nach der bestehenden Definition ist der Redispatch-Abruf die Ankündigung ((lt. §13a(2) S.4 EnWG ?) der Maßnahme. Neben der vermarktungshemmenden Wirkung einer Limitierung stellt sich die grundsätzliche Frage, wie eine Limitierung ohne deren Ankündigung umzusetzen ist.
2	1	-	Technische Ressource (TR) – MaKo – Technische Ressource i. S. d. Festlegung GPKE, bei der die jeweilige Einheit eine Anlage im Sinne dieser Festlegung ist	Die Ergänzung ist irreführend, da dadurch die Anwendbarkeit der RD2.0 Festlegung auf Einheitenbene = Anlagenebene >100kW heraufgesetzt würde. Eine Anlage iSd Festlegung sollte immer auf Ebene der Marktllokation festgelegt werden. Wir haben eine Vielzahl von Marktllokationen in der Vermarktung denen neben Einheiten > 100kW auch Einheiten < 100kW zugeordnet sind. Nach dem bisherigen Wortlaut, würden nur die Einheiten > 100kW am RD teilnehmen. Es müsste in allen Prozessen eine Aufteilung vorgenommen werden - das ist nicht zielführend.
4	2.1.2	-	Went,i = "bilanzielle Entnahme an der betroffenen MaLo, die dem Entnahme-Bilanzkreis zugeordnet wird in kWh"	Es ist nicht klar, wie dieser Wert gebildet wird, wie der EIV/LF der Erzeugungsanlage Kenntnis von diesem Wert erlangen sollen, wenn die Entnahme durch einen anderen LF/BKV übernommen wird und/oder dieser Wert zwischen LF/BTR und ANB abgestimmt wird.
5	2.2	-	Bei TR, für die kein bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell erfolgt, werden Redispatch-Maßnahmen bis zum 31.12.2031 nicht durch den Netzbetreiber bilanziell ausgeglichen (vgl. § 14 Abs. 1 Satz 2 EnWG). Die Höhe des Aufwendungsersatzes nach § 14 Abs. 1b EnWG ist nicht Gegenstand dieser Festlegung. Davon abgesehen, findet die Festlegung auch für Anlagen im Prognosemodell Anwendung, soweit nicht anders gekennzeichnet.	U.a. ist die Abstimmung der Ausfallarbeit auch für Anlagen im Prognosemodell notwendig. Der im §14 EnWG beschriebene Aufwendungsersatz referenziert auf die Rolle des BKV. Es hat sich lediglich die Anspruchsberechtigung geändert, nicht aber die Menge (inkl. deren Ermittlung.). Der Wegfall der Abstimmung der Ausfallarbeit im Prognosemodell würde zivilrechtliche Vereinbarungen zur Weiterleitung des Aufwendungsersatzes vom Anlagenbetreiber an den LF/BKV behindern.
6	2.3.2	-	Der ANB testet rechtzeitig vor Wirksamkeit der Überführung die Funktionsfähigkeit der für die Abwicklung des Planwertmodells erforderlichen Kommunikation mit den betroffenen Markttrollen. Die betroffenen Unternehmen sind zur Mitwirkung verpflichtet.	Solange nicht präzisiert wird, was genau in welcher Form zu testen ist, ist die beidseitige Verpflichtung eine große Herausforderung und sollte daher gestrichen werden. Es ist zu befürchten, dass jeder ANB abweichende Tests entwickelt.
7	2.3.2	-	Die Mitteilungen erfolgen bei neu eingerichteten SR spätestens fünf Werktage vor dem Tag der geplanten Inbetriebnahme der ersten TR, die der SR zugeordnet ist, wenn dem ANB— EIV/BTR/LF alle dafür erforderlichen Informationen vom ANB BTR oder EIV mindestens zehn Werktage vor der geplanten Inbetriebnahme mitgeteilt wurden, andernfalls spätestens fünf Werktage nach der vollständigen Information. Die Zuordnung wird mit Inbetriebnahme ersten TR, die der SR zugeordnet ist, wirksam.	Laut Neufassung von 6.2.1.2 ist der ANB für die Verteilung der erforderlichen Stammdaten zuständig. In diesem Zusammenhang sollte die, vom ANB ausgehende initiale Stammdatenmeldung an den EIV/BTR/LF, die Mitteilung der Überführung ins Planwertmodell bereits beinhalten.

8	3.2.1	- Möchte der Anlagenbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber Wetterdaten oder Messdaten von Referenzanlagen übersenden, stimmt er sich mit dem Anschlussnetzbetreiber darüber vorher ab.	Dieser Satz ist irreführend. Auf der einen Seite hat der Anlagenbetreiber eine Pflicht, geeignete Wetterdaten zur Verfügung zu stellen. Auf der anderen Seite, kann er dieser Pflicht nur durch Zustimmung des ANB nachkommen. Es gibt Standardformate inkl. Antwortfristen. Es bedarf keiner bilateralen Vorab-Abstimmung. Zudem sollte insgesamt in diesem Absatz auf den BTR anstelle des Anlagenbetreibers referenziert werden.
9	3.2.2.1	- $P_{bean,i}$: die beanspruchbare Leistung der TR in der Viertelstunde in kW, die sich aus Subtraktion der Nichtbeanspruchbarkeit von der installierten Leistung der TR ergibt; kann maximal der installierten Leistung der TR entsprechen; es sind nur Nichtbeanspruchbarkeiten zu berücksichtigen, die sich auf die Erzeugungsleistung der Anlage wirken	In der aktuellen Formatbeschreibung für Nichtbeanspruchbarkeiten sind verschiedene Nibas enthalten, die nicht auf die Erzeugungsleistung wirken (bspw. Außeneinflüsse oder Wärmelieferverpflichtung). Jene Nibas mindern nicht die Höhe der Ausfallarbeit.
10	3.2.2.1	- Wenn das Produkt $\frac{P_{vor,ist}}{P_{vor,theo}} \cdot P_{theo,i}$ größer als die Nennleistung der TR bzw. die Summe der Nennleistungen der TR hinter der Netzlokation ist, ist das Ergebnis nicht plausibel. Das Produkt ist in diesem Fall auf die Summe der Nennleistung der TR hinter der Netzlokation zu begrenzen.	Die Summe der Nettonennleistung aller TR hinter einer Netzlokation ist dem BTR nicht bekannt. Diese Begrenzung ist insofern prozessual nicht abbildbar.
11	3.2.2.3	- $P_{nib,i}$: Leistungswert aufgrund einer Nichtbeanspruchbarkeit in der Viertelstunde in kW; es sind nur Nichtbeanspruchbarkeiten zu berücksichtigen, die auf die Erzeugungsleistung der Anlage wirken	In der aktuellen Formatbeschreibung für Nichtbeanspruchbarkeiten sind verschiedene Nibas enthalten, die nicht auf die Erzeugungsleistung wirken (bspw. Außeneinflüsse oder Wärmelieferverpflichtung). Jene Nibas mindern nicht die Höhe der Ausfallarbeit.
12	3.2.4.1	- Für den Vergleichszeitraum ist zurückzugehen bis zu dem letzten Tag, an dem keine Redispatch-Maßnahme stattgefunden hat und an dem mindestens eine Viertelstunde mit mehr als 10 % Einspeisung stattgefunden hat.	Ohne diese Präzisierung ist unklar, ob auch ein Vergleichstag geeignet wäre, an dem vor/nach der RD-Maßnahme eine mind. 10%-ige Einspeisung stattgefunden hat.
13	3.2.4.1	- Soweit die TR unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel (z. B. marktbedingte Anpassung, geplante oder nichtgeplante Nichtverfügbarkeiten), sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.	Eine Nichtbeanspruchbarkeit, die zwar ggf. auf die Einspeisung, nicht aber auf die Erzeugung wirkt, sollte hiervon ausgenommen sein (Eigenversorgung/Wärmelieferverpflichtungen usw.).
14	3.2.4.1	- Wenn das Produkt $\frac{P_{VZ}}{P_{theo,i}}$ größer als die Nennleistung der TR bzw. die Summe der Nennleistungen der TR hinter der Netzlokation ist, ist das Ergebnis nicht plausibel. Das Produkt ist in diesem Fall auf die Summe der Nennleistung der TR hinter der Netzlokation zu begrenzen.	Die Summe der Nettonennleistung aller TR hinter einer Netzlokation ist dem BTR nicht bekannt. Diese Begrenzung ist insofern prozessual nicht abbildbar.
15	3.2.4.2	- Die vereinfachte Spitzabrechnung entspricht der Spitzabrechnung mit dem Unterschied, dass als Eingangsdaten für die Einstrahlleistung geeignete Einstrahlwerte eines meteorologischen Dienstleisters oder von einer geeigneten Referenzanlage verwendet werden.	Analog zu der Spitz-Light-Abrechnung bei Winderzeugungsanlagen.
16	3.2.4.3	- $P_{nib,i}$: Leistungswert aufgrund einer Nichtbeanspruchbarkeit in der Viertelstunde in kW; es sind nur Nichtbeanspruchbarkeiten zu berücksichtigen, die auf die Erzeugungsleistung der Anlage wirken	In der aktuellen Formatbeschreibung für Nichtbeanspruchbarkeiten sind verschiedene Nibas enthalten, die nicht auf die Erzeugungsleistung wirken (bspw. Außeneinflüsse oder Wärmelieferverpflichtung). Jene Nibas mindern nicht die Höhe der Ausfallarbeit.

17	3.3.2	-	, : Leistungswert aufgrund einer Nichtbeanspruchbarkeit in der Viertelstunde in kW; es sind nur Nichtbeanspruchbarkeiten zu berücksichtigen, die auf die Erzeugungsleistung der Anlage wirken	In der aktuellen Formatbeschreibung für Nichtbeanspruchbarkeiten sind verschiedene Nibas enthalten, die nicht auf die Erzeugungsleistung wirken (bspw. Außeneinflüsse oder Wärmelieferverpflichtung). Jene Nibas mindern nicht die Höhe der Ausfallarbeit.
18	3.4	-	E.On hat im Nachgang zu den Workshops vorgeschlagen, den Leistungswert der Überbauung in Form von Nichtbeanspruchbarkeiten für die einzelnen SR, die an einem Netzanschlusspunkt mit Überbauung angeschlossen sind, zu übermitteln.	Wir begrüßen diesen Vorschlag: Jeder Anlagenbetreiber wird verpflichtet, seine theoretische Einspeisung entsprechend der vertraglichen Vereinbarung an überbauten NVP über die Medlung entsprechender Nibas zu übermitteln. Anhand dieser korrigierten theoretischen leistung wird dann die Ausfallarbeit ermittelt. Vorteilig ist, dass die Ermittlung der Ausfallarbeit auch dann für den BTR möglich/nachvollziehbar ist, wenn er nicht für alle TR hinter dem NVK zuständig ist.
19	4	-	Rückmeldung zur Streichung der Verpflichtung zur Lieferung von Stammdaten für nicht direktvermarktete Anlagen	Wir betreuen mehrere tausend Anlagen, je zu ca. 50% mit und ohne Direktvermarktungspflicht in den Marktrollen EIV/BTR. Dabei sind alle Größenklassen vertreten: Von Aufdach-PV Anlagen (meist in einem gemeinsamen Steuerkreis mit DV-pflichtigen Anlagen) bis hin zum 50MW Solarpark ohne DV-pflicht. Wir können nicht erkennen, dass es hier einen strukturellen Unterschied in den bisherigen Prozessen gibt. Unabhängig von einer DV-pflicht sind alle Ressourcen gleichermaßen in die Prozesse Stammdatenübermittlung, Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten (wir stellen hier ein Webportal für alle Anlagenbetreiber bereit), Übermittlung von meteorologischen Daten (u.a. übermitteln wir für nicht-DV pflichtige Anlagen auch gemessene Wetterdaten) und Abstimmung der Ausfallarbeit integriert. Ohne eine Verpflichtung zur Übermittlung von Stammdaten ist eine Teilnahme am Redispatch nicht sinnvoll möglich. Dies bedeutet auch, das ein transparenter Überblick über die Eingriffe nach §13a EnWG inkl. der diskriminierungsfreien Auswahl der Abschaltreihenfolge erschwert wird. Eine Regelung, die nicht-direktvermarktete Anlagen insgesamt vom Redispatch 2.0 ausnimmt, stellt klar einen Rückschritt zur bisheriegen Ausprägung dar. Wir gehen davon aus, dass Probleme in der Stammdatenübermittlung von Anlagen v.a. dann auftreten, wenn diese Anlagen sehr klein sind. Aufgrund einer bislang fehlenden klaren Definition des Anlagenbetriffs ist die Ermittlung der 100kW Schwelle nicht eindeutig. Oftmals werden alle <u>gemeinsam zu steuernden</u> Anlagen-/Einheiten zusammengefasst. Insbesondere bei Einsatz der Rundfunksteuertechnik können daher bisher sehr viele kleine Anlagen eine gemeinsame SR bilden. Dies führt dazu, dass bspw. auch kleine Aufdach-Anlagen < 25kW faktisch RD pflichtig werden. Wir gehen davon aus, dass eine Defintion der Anlage dienlich wäre, die sich an der Marktllokation (iSv "jede Marktllokation, deren Einheiten gemeinsam > 100kW ergeben, stellt eine Anlage dar") orientiert.

20	4	-	1. Fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung	1. Relevante Leistungsklasse $\geq 100\text{kW}$; Wir haben einen Großteil an bspw. Biomasseanlagen, die in dem Leistungsbereich $>100\text{kW} < 1\text{MW}$ liegen, bei denen die fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung relevant ist. Bspw. wird bei Biomasseanlagen eine permanente Erzeugung benötigt, um die Wäreversorgung des Fermenters sicherzustellen, wenn es hier keine redundante Wärmequelle gibt. 2. Die Beschreibung der fahrbaren Mindestleistung sollte präzisiert werden. Es gab bisher unterschiedliche Auffassungen, wie eine Mindesterzeugungsleistung zu berücksichtigen ist: Einige NBs waren der Ansicht, dass unabhängig von der Angabe einer fahrbaren Mindesterzeugungsleistung eine Abregelung der Anlagen auf die Regelstufe 0 immer erfolgen darf. Wir teilen diese Ansicht nicht. An dem Beispiel der fehlenden redundanten Wärmeversorgung des Fehrmenters ist zu erkennen, dass auch eine Absenkung auf die Regelstufe 0 in den sicheren energetischen Betrieb eingreift. 3. Die Angabe der f. Mindestleistung sollte ausschließlich auf Ebene der SR erfolgen. Der NB kennt idR nicht die Abschaltreihenfolge der Einheiten (simultan vs. sequenziell) - eine f. Mindestleistung auf Ebene der TR führt dann ggf. zu einer Über- oder Unterdimensionierung des Abrufs.
21	4	-	Identifikator technische Ressource	Die TR-ID hat sich als Identifikator etabliert. Es gibt in den Stammdatenmeldungen eine eindeutige Referenz auf die MaStR-ID.
22	4	-	Art der technischen Steuerbarkeit	Im Aufforderungsfall fehlt die (lt. Format zulässige) Delta-Anweisung in Schritten in MW
23	3	-	Im Prognosemodell: Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom	Die Meldung einer Nichtbeanspruchbarkeit aufgrund von Eigenversorgung... muss auch im Planwertmodell gemeldet werden. Es gibt uE keinen äquivalenten Datenpunkt.
24	6.1.2	-	Die Kommunikation mit einem Netzbetreiber wird, soweit dies nicht bereits in anderen Prozessen anders geregelt ist , in der Regel über die Marktrolle Data Provider (DP) durchgeführt.	Beispielsweise die MaBiS Prozesse - Punkt 7 - sollten über die für die MaBiS festgelegten Kommunikationsprozesse erfolgen.
25	6.1.5	-	Alle TR hinter einer Netzlokation, die derselben Marktlokation angehören, werden zu einer oder – falls steuerungstechnisch erforderlich – zu mehreren SR zusammengefasst.	Die Präzisierung, dass die einzige zulässige Ausnahme von der Bildung einer gemeinsamen SR, die steuerungstechnischen Gründe sind, ist zielführend und beugt Wahrlosigkeit vor.
26	6.1.5	-	Im Einvernehmen von ANB Anschlussnetzbetreiber, Anlagenbetreibern und Lieferanten können TR technische Ressourcen, die verschiedenen Marktlokationen angehören, zu einer SR steuerbaren Ressource zusammengefasst werden.	Da sich die beteiligten Marktakteure mit der Zeit ändern können, kann sich das hier aufgeführte "Einvernehmen" auch ändern. Letztlich behindert eine solche Zusammenführung die vertragliche Gestaltungsfreiheit der betroffenen ABs der Marktlokationen.
27	6.1.5	-	Die Prozesse können vorsehen, dass SR, der die verschiedenen Marktlokationen angehören und die bereits zu einem festzulegenden Stichtag bestanden , fortbestehen können, solange weder ANB, Anlagebetreiber noch Lieferant eine Aufteilung fordern.	Konstrukte, bei denen verschiedenen Marktlokationen unter einer SR zusammengefasst werden, können entweder zukünftig durch das Einvernehmen der Akteure entstehen, oder bereits durch die Regelungen der vorherigen Beschlüsse entstanden sein. Unabhängig von der Existenz zu einem Stichtag, sollten zukünftig solche Konstellationen veränderbar sein (ggf. hin zu einer 1:1 Zuordnung).
28	6.1.8	-	Auf nicht direktvermarktete Anlagen finden Kommunikationsprozesse zum bilanziellen Ausgleich unter Beteiligung des EIV, des BTR, des LF oder des BKV(LF) keine Anwendung. Die freiwillige Anwendung bleibt unbenommen.	Es ist nicht klar, was hier keine Anwendung finden soll. Nicht direktvermarktete Anlagen haben keinen LF / BKV (LF).

29	6.1.9	- Die Übermittlung von Nachrichten ist nach dem technischen Standard abzusichern, wie er sich aus den verbändeübergreifend erarbeiteten „Regelungen zum Übertragungsweg“ der Expertengruppe „EDI@Energy“ für den Datenaustausch von Redispatch 2.0-Prozessdaten ergibt, welcher grundsätzlich den kryptographischen Vorgaben der BSI-TR 03116-4 genügt.	Es gibt in den genannten „Regelungen zum Übertragungsweg“ an dezidierten Stellen Abweichungen zur genannten TR. Es ist nicht zielführend, die RzÜ durch diese Festlegung auf die BSI TR 03116-4 einzuschränken.
30	6.2.1.1	- Zudem ist der Verantwortliche verpflichtet, vom Berechtigten an ihn gesendete Anfragen in einer angemessenen Frist zu prüfen und eine Änderung vorzunehmen oder eine Ablehnung zu begründen.	Eine Fristsetzung ist unerlässlich. Zudem muss klar sein, was die Folge der Prüfung ist.
31	6.3.1	- Die Abrufprozesse im Prognosemodell sehen vor, dass in der Regel spätestens [30] Minuten vor Beginn der Gültigkeit eines Redispatch-Abrufs der Netzbetreiber die Information nach § 13a Abs. 1a Satz. 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1 Satz. 1 oder Abs. 1c Satz 1) EnWG dem LF und EIV zugeht. Die Abrufprozesse im Planwertmodell müssen einen Zeitpunkt definieren, zu dem die Information nach § 13a Abs. 1a Satz 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1 Satz 1 oder Abs. 1c Satz 1) EnWG spätestens an den EIV/LF erfolgt. Die Information nach § 13a Abs. 1a Satz 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1 Satz 1 oder Abs. 1c Satz 1) EnWG erfolgt in der Regel genau einmal je Redispatch-Maßnahme.	Es muss immer auch der EIV informiert werden. Dies sollte sowohl im Prognose- als auch im Planwertmodell präzisiert werden. Generell erhält ein EIV/LF lieber eine Aktualisierung des Abrufs als aufgrund einer festen Frist eine nicht aktualisierbare falsche Information.
32	6.3.2	- Es werden Prozesse bereitgestellt, die einen Wechsel zwischen Duldungs- und Aufforderungsfall ermöglichen. Der Wechsel kann vom EIV initiiert werden. Der ANB kann den Wechseln in den Aufforderungsfall ablehnen oder den Wechsel in den Duldungsfall vornehmen, wenn keine viertelstundenscharfe Messung der Einspeisung erfolgt oder wenn zu begründete Zweifel an einer zuverlässigen Umsetzung der Aufforderungen bestehen.	Eine Ablehnung der Wahl des Aufforderungsfalls sollte begründet werden müssen.
33	6.4.3	- Die Fristen der Prozesse zur Abstimmung der Ausfallarbeit/Abrechnungsprozesse sind so zu gestalten, dass spätestens zum Ende des [dritten] Monats nach Ende der RedispatchMaßnahme die Ausfallarbeit feststeht oder aber die Uneinigkeit über die Höhe der Ausfallarbeit nach dem Clearing festgestellt wird. Danach dürfen die Prozesse zur Abstimmung der Ausfallarbeit nicht erneut gestartet werden.	Es muss im Rahmen der gesetzlichen Verjährungsfristen jederzeit die Möglichkeit geben, u.a. bei nachträglich eintretenden Änderungen die Abstimmung der Ausfallarbeit erneut durchzuführen.
34	6.5.2	- Die Übertragungsnetzbetreiber machen nach Konsultation mit den VNB und den weiteren weiteren betroffenen sonstigen Markttrollen (EIV/BTR/LF/BKV) Vorgaben, welche Anforderungen eine geeignete Testumgebung bei Tests mindestens erfüllen werden müssen.	Es sollte klar formuliert werden, welche weiteren Markttrollen konsultiert werden müssen.
35	3.3	- Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen, Anlagen im Prognosemodell der Pauschalabrechnung. Anlagen, die im Prognosemodell sind und Planungsdaten nach Tenorziffer 4.2 zur Verfügung stellen, können der Spitzabrechnung zugeordnet werden.	Diese Möglichkeit entspricht der aktuellen BDEW-Umsetzungsfrage Redispatch_011 und sollte daher aufgenommen werden.
36		!	