Finanzieller Ausgleich im unbilanzierten Redispatch BK8-26-001-A

Chatprotokoll des Workshops vom 20. August 2026

Zeit	Absender / Organisation	Nachricht
09:48	**Moritz Flocke** *[BNetzA]*	Guten Morgen
10:07	**Voggenreiter** *[Betreiber]*	Hallo, ich habe leider keinen Ton.
10:20	**Andreas Ernst** *[E.ON]*	Hier fehlen aus Sicht von E.ON Netz wesentliche Punkte, z.B.: Die vorgesehene Differenzierung der Kostenanerkennung anhand der 30-Minuten-Vorlaufzeiten führt zu einer Sanktionierung kurzfristig erforderlichen Handelns der Netzbetreiber als Folge aktueller Netzsituationen, Prognoseänderungen oder externer Einflüsse. Beispiel: Bei einem E.ON Verteilnetzbetreiber wurde für den 20.06.2026 für 3:30-3:45 Uhr mit einer Vorlaufzeit von 30 Minuten eine Einspeisung von 3,8 GW prognostiziert. Durch Veränderungen der Witterung kam es in Echtzeit zu einer Einspeisung von 5 GW. Die Differenz von 1,2 GW innerhalb einer halben Stunde Prognosehorizont zeigt, dass insbesondere in Windfronten die Zuverlässigkeit und Vollständigkeit der Abrufinformationen nicht an mangelnder Planung, sondern an externen unbeeinflussbaren Faktoren gekoppelt ist. Die vorgesehene Differenzierung setzt vollkommen falsche Anreize.
10:21	**Mustafa Sahin** *[AyyoEnergie]*	Vielen Dank für die heutige Möglichkeit an einer Teilnahme! Grundsätzlich setzt Ihr Vorschlag Formel voraus, dass der finanzielle Zahlungsfluss des Netzbetreibers (auf Basis des BDEW-Mischpreises) spiegelbildlich und ungekürzt erfolgt. Was raten Sie an Anlagenbetreibern, wenn der Netzbetreiber jedoch in den Redispatch-Bedingungen oder beim Erreichen von Grenzwerten einseitig auf 0,00 € oder andere Werte Mischpreise deckeln?
10:26	**Andreas Weinand** *[E.dis Netz]*	Es geht bei den Defiziten nicht nur um die Steuerbarkeit, sondern um den Erhalt von Planungsdaten, die auch weit nach 30 Minute an den Netzbetreiber versendet werden

10:27	**Laura Kühn** *[SWS Netze GmbH]*	Hallo, werden die Folien im Nachgang zur Verfügung gestellt?
10:27	**Michael Döring** *[BNetzA]*	Ja
10:28	**Moris Exner** *[MITNETZ STROM]*	Bei den Sanktionierungen wird nicht darauf eingegangen, dass beispielsweise Planungsdaten bis Echtzeit angepasst werden könne. Dadurch würde sich jedes Mal die Netzzustandsanalyse anpassen und das kann zu RD-Maßnahmen kommen oder es könne dadurch keine mehr notwendig sein. Wie findet dieser Sachverhalt in Ihrer Ausführung bezüglich Steuerbarkeitscheck Anwendung?
10:30	**Andreas Ernst** *[E.ON]*	Käme es zu einer Umsetzung des Modells müssten Datenmeldungen wie Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten aber auch marktbedingte Anpassungen anderer mit deutlich mehr Vorlauf und Verbindlichkeit erfolgen. Grundsätzlich wären damit auch Einschränkungen für den Kurzfristhandel und dem flexiblen Agieren der Marktakteure verbunden.
10:33	**Kurt Kretschmer** *[e2m]*	Wird sich die Anreizkomponente der BNetzA ausschließlich an dem 30 min Kriterium orientieren oder auch an weiteren gesetzlich vorgegeben Qualitätskriterien? "Der Übertragungsnetzbetreiber muss den Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich über den geplanten Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Anpassung unterrichten."
10:34	**Matthias Karger** *[node.energy]*	Zum Thema "technische Grundlagen" - von der Flughöhe des Festlegungsverfahrens meines Erachtens jedoch sehr passend: ist denn geplant, dass es einen "lesenden Zugang" zu der Redispatch Mako zwischen EIV und NB ermöglicht werden soll (ähnlich wie beim Messdatenversand mit der Rolle des Energieserviceanbieters ESA) - aus unserer Sicht ist das hoch relevant, damit Anlagenbetreiber die Möglichkeit haben, um Redispatch Abrechnungen nachvollziehen zu können.
10:38	**Adnan Sen** *[BayWa r.e.]*	Das nicht rechtzeitige Melden von Redispatch-Maßnahmen soll beim Netzbetreiber zu einem Selbstbehalt führen, um einen Anreiz für rechtzeitige Meldung zu schaffen. Aber der Schaden einer nicht rechtzeitigen Meldung entsteht beim Bilanzkreisverantwortlichen. Wie wird damit umgegangen?
10:40	**Yanik Luenen** *[Vattenfall Energy Trading GmbH]*	Der Aufwand für die Umsetzung Ihr Eckpunktepapier wird leider immens sein. Wir können Sie nur erneut davor warnen, Ihr Eckpunktepapier in eine Festlegung umzusetzen. Die Branche hat Ihnen in den Stellungsnahmen deutlich gemacht, dass es das vorgesehene Konzept für zu komplex hält. Es muss auch berücksichtigt werden, dass hier ein Konzept für eine Übergangslösung etabliert werden

		soll. Die Branche sollte sich vielmehr darum kümmern, dass Zielmodell auszurollen. Hier passiert leider viel zu wenig.
10:41	**Alex Krautz** *[Next Kraftwerke]*	Es ist unbestritten, dass es immer kurzfristige Maßnahmen für die Sicherstellung der Netzsicherheit geben muss. Es gibt jedoch NB, die heute fast ausschließlich in der letzten Viertelstunde oder danach ihre Maßnahmen ankündigen.
10:43	**Andreas Weinand** *[E.dis Netz]*	Im Planwertmodell wird es keine so weitläufige Frist von 30 Minuten geben. Eine Berücksichtigung des Risikos in einem pauschalen Preis der wälzbar ist wäre zielführender
10:44	**Adnan Sen** *[BayWa r.e.]*	Wir können uns Herrn Luenen nur anschließen, es ergibt keinen Sinn, ein komplexes System, das nicht funktioniert hat, durch ein neues komplexes System zu ersetzen, das alle Beteiligten wieder überfordern wird, insbesondere die Netzbetreiber.
10:46	**Robin Stern** *[QUADRA energy]*	Bezüglich Risikoteilung beim kurzfristigen Redispatch: Der BKV hat einen natürlichen Anreiz seine Prognose zu verbessern und seine Handelskosten zu begrenzen. Welchen Anreiz hat der VNB Redispatch-Maßnahmen besser zu schätzen und frühzeitiger anzukündigen?
10:48	**Matthias Karger** *[node.energy]*	@Andreas Ernst, E.ON: Werden denn aus Ihrer Erfahrung im Regelfall von den BKVs/EIVs nach der Day-Ahead Auktion mit negativen Preisen die Meldung der marktbedingen Abregelungen ein? Oder sind auch die BKVs regelmäßig deutlich später dran oder unterlassen die Meldungen vollständig?
10:50	**Moris Exner** *[MITNETZ STROM]*	Verspätete Meldungen wären dann auch Anpassung der Nichtverfügbarkeit und marktbedingte Anpassung wie auch Aktualisierung von Planungsdaten?
10:54	**Dr. Michael Koch** *[BDEW]*	Laut Ermächtigungsgrundlage in § 14 Abs. 1a Satz 3 EnWG kann die BNetzA mit ihrer Festlegung u.a. „Maßgaben für eine effiziente Bewirtschaftung sowie negative Anreize bei einer ineffizienten Bewirtschaftung“ vorgeben. In der Gesetzesbegründung heißt es hierzu: „Ein geeignetes Anreizsystem muss daher insbesondere sicherstellen, dass eine vorherige und rechtzeitige Unterrichtung über die geplante Maßnahme [...] durch den Netzbetreiber erfolgt...“ Indem der Gesetzgeber auf eine konkrete Mindestvorlaufzeit verzichtet, wird anerkannt, dass Zeitpunkt und Vorlaufdauer einer Maßnahme maßgeblich von der tatsächlichen Erkenntnislage abhängen. Das Anknüpfen von Rechts- und vor allem Kostenfolgen an eine Vorlaufzeit von 30 Minuten ignoriert diese gesetzgeberische Erkenntnis. Eine starre Frist darf die gesetzliche Wertung nicht überla-

		gern. Die 30 Minuten können daher allenfalls eine Orientierung darstellen.
10:56	**Matthias Karger** *[node.energy]*	@Dr. Michael Koch: Die 30 Minuten leiten sich aus der Möglichkeit ab noch handelsseitig auf Abregelungen reagieren zu können. Insofern ist der Wert meines Erachtens plausibel.
11:00	**Dr. Michael Koch** *[BDEW]*	@Matthias Karger: Deswegen geben die 30 Minuten auch eine nachvollziehbare Orientierung. Das kann aber nicht bedeuten, dass hieran negative Rechts- und Kostenfolgen für den Netzbetreiber geknüpft werden.
11:00	**Wilko Smidt** *[wpd GmbH]*	Die Beibehaltung des Mischpreises im Vereinfachten Modell ist eine essentielle Schlechterstellung des Anlagenbetreibers. Bestehende EE-Projekte sind auf der Annahme finanziert worden, dass Redispatch-Mengen mit dem Anzulegenden Wert bzw. bei PPA-Projekten mit dem PPA-Preis entschädigt werden. In der Praxis kann der Mischpreis negativ sein und der Anlagenbetreiber somit faktisch sogar für Redipatch bestraft werden. Das verstößt wesentlich gegen den Bestandsschutz und sollte geändert werden. Plant die BNetzA hier keinerlei Nachbesserung?
11:02	**Mustafa Sahin** *[AyyoEnergie]*	@Wilko Smidt: Seit dem 23.12.2025 erfolgt der finanzielle Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen gemäß § 13 und §14a EnWG umfassend und direkt zwischen Verteilnetzbetreiber und Anlagenbetreiber. BKV ist weiterhin für den bilanziellen Ausgleich zuständig - wird aber nicht mehr direkt finanziell entschädigt.
11:04	**Mustafa Sahin** *[AyyoEnergie]*	Wieso der Anlagenbetreiber in der Sandwich-Position einen Ausgleich mit BKV/DV intern abstimmen muss, obwohl die Verantwortung überwiegend bei EIV/BKV und NB liegt? Mir fehlt bis dato der Grund für diese Umstellung!
11:05	**Andreas Ernst** *[E.ON]*	Die geplante Verknüpfung der Kostenanerkennung mit einer starren 30 Minuten Vorlaufzeit für Redispatch-Abrufe steht u.E. allerdings grundsätzlich im Widerspruch zu den gesetzlichen Vorgaben im EnWG. Eine Festlegung der BNetzA kann keine neuen Tatbestandsvoraussetzungen für die Wälzbarkeit von Kosten schaffen, die im Gesetz nicht vorgesehen sind.
11:10	**Alex Krautz** *[Next Kraftwerke]*	Das Gesetz ist eindeutig. Das heißt leider nicht, dass es sinnvoll ist. Der Schaden oder Vorteil liegt beim BKV und nicht beim Anlagenbetreiber.

11:19	**Moris Exner** *[MITNETZ STROM]*	Ausfallarbeit wird zwischen NB und BTR abgestimmt. Der BKV ist in diesem Prozess nicht vorgesehen
11:20	**Micha Klewar** *[Rechtsanwalt]*	@Moris Exner: Der BTR und BKV ist normalerweise personenidentisch, weil der Direktvermarkter die Rolle BTR für den Anlagenbetreiber übernimmt.
11:20	**Matthias Karger** *[node.energy]*	In der Praxis ist in den allermeisten Fällen die Marktrolle des BTR beim BKV
11:23	**David Caton** *[MVV Energie]*	In der Theorie stimmt das. Das würde voraussetzen, dass dem BTR die Erstaufschläge zugehen und die Summe der TRs auch der MaLo-Menge entspricht. Leider ist beides sehr häufig nicht gegeben. Häufig erfahren BTR und BKV erst über den Anlagenbetreiber, dass RD-Maßnahmen stattgefunden haben...
11:26	**Moris Exner** *[MITNETZ STROM]*	Bei den großen Flächennetzbetreibern findet eine Ausfallarbeitsabstimmung zwischen NB und BTR statt. Bin mir auch nicht ganz sicher, ob das tatsächlich Thema für diese Runde hier ist.
11:31	**Jacek Hage** *[EnBW]*	Könnten Sie am Ende bitte noch den zeitlichen Plan für das weitere Vorgehen skizzieren?
11:32	**Kurt Kretschmer** *[e2m]*	Sie hatte auf Ihrer Folie zur Zusammenfassung der eingegangenen Stellungnahmen auch den Punkt Aufwendungsersatz für operative Bewirtschaftungskosten. Könnten Sie sich dazu noch einmal verhalten?
11:34	**Mustafa Sahin** *[AyyoEnergie]*	Ein kurzes Anliegen: Bei künftigen Anlagen sollen u. a. Redispatch-Entschädigungen entfallen. Wird hierbei nur die Marktprämie betreffen oder inkl. bilanziellen Ausgleich für BKV?
11:36	**Alex Krautz** *[Next Kraftwerke]*	Bei verspäteten Meldungen entstehen erhöhte operative Bewirtschaftungskosten
11:41	**Matthias Karger** *[node.energy]*	All diese Daten finden sich in der Marktkommunikation - deshalb meine Aussage: hier liegt die heutige operative Wahrheit!
11:42	**Alex Krautz** *[Next Kraftwerke]*	Marktbedingte Anpassungen erfolgen auch aufgrund von kurzfristigen Redispatch-Maßnahmen
11:44	**Moris Exner** *[MITNETZ STROM]*	Und das zu 100 %?
11:45	**Adnan Sen** *[BayWa r.e.]*	Habe ich das richtig verstanden, dass wir am Ende wieder beim BDEW-Mischpreis landen, egal, wann der Netzbetreiber die Redis-

		patch-Maßnahme angekündigt hat? Nur mit dem Unterschied – im Vergleich zur BDEW-Übergangslösung – dass die Abrechnung und Auszahlung gegenüber dem Betreiber erfolgt?
11:45	**Moris Exner** *[MITNETZ STROM]*	Auch das könnte ja ausgewertet werden wie viele marktbedingte Anpassungen tatsächlich aufgrund von verspäteten Maßnahmenankündigungen stattfinden.
11:46	**Mustafa Sahin** *[AyyoEnergie]*	Vielen Dank für Ihre Mühe und das Interesse aus der Praxis!
11:47	**Moris Exner** *[MITNETZ STROM]*	Verspätete Nichtverfügbarkeiten und Planungsdatenanpassungen sind damit auch weiterhin zu betrachten warum diese verspätet kommen
11:47	**Christian Sigl** *[SWM]*	PowerPoint Folien werden noch geteilt?