

Bundesnetzagentur

- Beschluskammer 6 –

**BYTE MEE Softwareentwicklung GmbH**

Gödestorfer Straße 3 | 28857 Syke

T 04240 444-977 | F 04240 444-978

info@bytemee.de

[www.bytemee.de](http://www.bytemee.de)

Syke, 28. Oktober 2024

## Stellungnahme zum Festlegungsverfahren zur Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir begrüßen die eröffnete Möglichkeit als aktiver Marktteilnehmer im Redispatch 2.0 eine Stellungnahme zum Eckpunktepapier über die Änderung der Festlegung BK6-20-059, BK6-20-059 und BK6-20-061 gemäß BK6-23-241 vom 26.09.2024 abzugeben.

BYTE MEE ist seit Einführung des Redispatch 2.0 am 01.10.2021 als Dienstleister für Anlagenbetreiber zur Übernahme der Markttrollen BTR und EIV tätig und hat in dieser Zeit intensive Kenntnisse und Erfahrungen in der praktischen Umsetzung der zugehörigen Prozesse gesammelt. Leider ist es für uns als Dienstleister sehr schwierig, in die Verbesserung der Prozesse unterstützend einzugreifen, da die Festlegungen fast ausschließlich über die Fachgremien des BDEW ausgestaltet werden und die Sicht der Anlagenbetreiber, deren Interessen wir im Redispatch 2.0 vertreten, keinen Zugang bekommen. Die Teilnahme in den Gremien ist leider nur ordentlichen Mitgliedern des BDEW vorbehalten, obwohl auch wir dort gerne Erfahrungen einbringen würden. BYTE MEE konnte allerdings satzungsbedingt nur außerordentlichen Mitglied im BDEW werden. Die BNetzA in ihrer Regulierungsfunktion sollte grundsätzlich sicherstellen, dass alle interessierten Marktakteure sich auch inhaltlich in die Ausgestaltung einbringen können.

Nach drei Jahren Redispatch 2.0 sind in der Tat immer noch erhebliche Probleme in der Umsetzung der bisher beschriebenen Prozesse vorhanden. Das liegt aber nicht immer direkt an den vorgesehenen Prozessen, sondern teilweise auch an der oft schlechten Umsetzung der Prozesse durch die Marktteilnehmer:

- Prozesse sind im Detail nicht nach den Vorgaben umgesetzt (z.B. Formatvorgaben)
- Stammdaten wurden mit unzureichender Sorgfalt erfasst und falsch übertragen
- Prozesse wurden verspätet umgesetzt
- Prozesse wurden nur teilweise umgesetzt
- Notwendige Basisdaten stehen Marktteilnehmern nicht einheitlich oder nicht rechtzeitig zur Verfügung (z.B. Anlagenkennlinien, Lastgangdaten)
- Fristen wurden überschritten

Viele Probleme wurden von den Marktteilnehmern inzwischen gelöst und das Redispatch hat sich besser eingespielt als oft dargestellt. An einigen Stellen ist allerdings noch Verbesserung notwendig und hilfreich. Andere Stellen sollten **unserer Einschätzung aus der Rolle des BTR nach** nicht noch einmal ganz neu gedacht werden, um die Branche nicht erneut in akute Umsetzungsnot zu bringen.

## Im Eckpunktepapier begrüßte Änderungsansätze

- Es muss ein massentauglicher Clearingprozess entwickelt/etabliert werden. Zum einen betrifft das den Stammdatenabgleich zwischen NB und EIV über Connect+, dessen Ergebnis auch berechtigten Marktpartnern (AB, BTR) zugänglich gemacht werden muss. Der kursierende Ansatz über das Marktstammdatenregister ist der Richtige und wäre von Anfang an eine sinnvolle Lösung gewesen. Auch ein Clearing zwischen NB und BTR zu fehlenden Erstaufschlägen und abweichenden Berechnungsergebnissen zu einer Redispatchmaßnahme muss um standardisierte EDIFACT/MSCONS-Nachrichten erweitert werden.  
*Begründung: Es sammeln sich bei fast allen NB die Clearingfälle, die nur manuell in Einzelanalyse abgearbeitet werden können, die z.T. noch bis in das Jahr 2021 zurückgehen. Abweichende Basisdaten sind dabei oft ein Problem. Diese könnten jedoch umgehend aufgedeckt werden, wenn sie von berechtigten Marktpartnern eingesehen werden könnten.*
- Die Zuweisung genau eines EIV an eine MaLo anstatt zu einer SR. Ermöglicht die Nennung unterschiedlicher EIV an einer SR.  
*Begründung: Das entspricht dem freien Marktgeschehen wie im Entwurf beschrieben. Warum eine Umsetzung immer noch nicht möglich ist, ist nicht nachvollziehbar.*

## Im Eckpunktepapier kritisch gesehene Ansätze

Der generelle Verzicht auf das Pauschalabrechnungsverfahren und die schrittweise Überführung in das Planwertmodell wirkt auf den ersten Blick sinnvoll und genauer. Die Praxis hat aber gezeigt, dass genau diese Verfahren bevorzugt angewandt werden. Nicht ohne Grund, denn:

- Die Prozesse würden sich unnötig komplex gestalten, wenn Erzeugungsanlagen nie oder nur selten von Redispatch-Maßnahmen betroffen sind (daher Pauschalabrechnung).
- Wetterdaten und Fahrplandaten sind für alle Anlagen einzeln zu bestimmen und zwischen den Marktakteuren auszutauschen, damit auf gleichen Grundlagen gerechnet wird. Das Datenaufkommen ist insbesondere für kleinere Erzeugungsanlagen unverträglich hoch und lastet alle Systeme unnötig aus (Es fehlt derzeit generell ein offizieller Weg/Format, wie geltende Fahrpläne überhaupt an den BTR übertragen werden, die er für Berechnungen im Planwertmodell benötigt).
- Der teilweise Verzicht auf die Validierung/Qualitätssicherung der Prognosegüte in den übermittelten Fahrplandaten im Planwertmodell ist sicher eine Prozessverschönerung, beinhaltet aber die Gefahr einer Manipulation, indem zu hohe Prognosen in Zeiten wahrscheinlicher Abregelungen erstellt werden.
- Eine kontrollierende Gegenrechnung gegenüber dem Fahrplan/Prognose im Planwertmodell wird nur vollständig erfolgen können, da sich Ausfalleleistungen oberhalb als auch unterhalb des Fahrplans ergeben können. D. h. alle Ausfall-/Kontrollberechnungen innerhalb eines Abrechnungszeitraums (welcher?) müssen durchgeführt und kontrolliert werden, auch wenn z.B. nur eine einzelne Redispatch-Maßnahme fehlerhaft behandelt wurde.

Die Überführung in das Planwertverfahren und der Verzicht auf die Pauschalabrechnung sollte nur für das Redispatch wirklich relevante Anlagen vorgenommen werden können (z.B. Einschränkung nach Erzeugungsleistung an der SR und Häufigkeit von Reduzierungen). Dass das Planwertverfahren auf Höchstspannungsebene erfolgreich praktiziert wird, kann so nicht behauptet werden, da z.B. praktizierte Prozesse der ÜNB sich m. E. bisher nicht an die Vorgaben der BNetzA-Formate halten, sondern dazu eigenständige, proprietäre Excel-Prozesse aufgebaut haben.

Eine Zusammenführung der Marktrollen EIV, LF, BKV und BTR in der Rolle EIV schränkt die Flexibilität, Einflussnahme und Kontrollmöglichkeiten des Anlagenbetreibers in die Prozesse des Redispatch 2.0 erheblich ein.

Die initiale Zuweisung eines EIV und BTR an den LF bzw. BKV des LF ist sinnvoll, da diese Rollen i.d.R. vom Direktvermarkter übernommen werden. Dadurch entsteht zumindest durch Ausbleiben einer Stammdatenmeldung keine Verarbeitungslücke.

Das Interesse eines LF/BKV an einer vollständigen Bearbeitung in der Marktrolle BTR (Prüfung der Erstaufschläge des NB und entsprechende technische oder manuelle Reaktion im Clearing) ist aus unserer Erfahrung sehr begrenzt. Insbesondere werden vorzugsweise nur Verfahren mit geringem personellem und technischem Aufwand (Pauschalabrechnung im Prognosemodell) angewandt und angeboten. Dagegen steht es dem Anlagenbetreiber

gemäß EEG/EnWG zu, finanziell möglichst so gestellt zu werden, als hätte der Einsatz nicht stattgefunden. Dieses bietet im Besonderen das Spitzabrechnungsverfahren, welches die genaueste Berechnung der Ausfallarbeit verspricht und in vom Redispatch stark betroffenen Regionen angewandt werden sollte.

Die Daten zum Spitzabrechnungsverfahren basieren auf Daten der einzelnen Erzeugungsanlagen (z. B. Wetterdaten, Statusmeldungen), auf die der EIV i.d.R. keinen Zugriff benötigt und hat, sondern nur der Anlagenbetreiber (oder Betriebsführer) selbst.

Diese stellt er seinem BTR zur marktkonformen Übermittlung an den NB zur Verfügung.

Daher muss es weiterhin die abgetrennte Marktrolle BTR geben und die zugehörigen, standardisierten Kommunikationsschnittstellen zum NB bestehen bleiben. Die abweichende Marktrolle BTR sollte weiterhin durch den EIV dem NB mitgeteilt werden können. Die EIV-Rolle kann für Anlagen in der EEG-Vergütung nicht entfallen. Insbesondere können sonst formell auch keine Nichtbeanspruchbarkeiten mehr übermittelt werden, die, wie im nächsten Abschnitt beschrieben, eine wichtige Bedeutung in der Berechnung der Ausfallarbeit haben.

Die Rollen EIV und BTR müssen weiterhin getrennt bestehen bleiben und es muss dem AB weiterhin möglich sein, diese Rollen getrennt zu vergeben.

Somit würden Vorschläge „2.6 Sonderregelungen für nicht direktvermarktete Anlagen (Beschlusskammer 6)“ entfallen können.

## Im Eckpunktepapier nicht angesprochene Ansätze

Nach unserer Auffassung sind einige Ansätze zur Verbesserung nicht angesprochen worden, aber eventuell mit großem Nutzen und wenig Aufwand umsetzbar.

1. Die Nichtbeanspruchbarkeiten von Anlagen werden in den Ausfallberechnungen des NB derzeit oft nicht oder fehlerhaft verarbeitet. Diese fließen maßgeblich in die Berechnung der Ausfallmengen ein. Sie sollen vom EIV über Connect+ zum NB als UMD (UnavailableMarketDocument) mit entsprechender Kategorisierung übertragen werden. Der EIV hat als Direktvermarkter ggf. geplante Stillstände vom Anlagenbetreiber für eine optimale Stromvermarktung vorliegen, die sich aber erheblich von tatsächlichen Nichtverfügbarkeiten unterscheiden können. Dieses ist heute mittlerweile (glücklicherweise fast nur noch) der häufigste und relevanteste Grund von Abweichungen in der Ermittlung der Ausfallarbeit zwischen NB und BTR im Clearing

Lösungsansatz: Der Anlagenbetreiber (z.B. in der Rolle BTR) hat die größte Kenntnis über den aktuellen und historischen Zustand seiner Anlagen. Der tatsächliche Zustand der Anlagen muss dem NB neben den Wetterdaten laufend bekanntgemacht werden. Hierzu ist eine technische Schnittstelle zwischen BTR und EIV festzulegen.

In der praktischen Umsetzung wird dazu heute als Lösungsalternative die sog. „BWE-Schnittstelle“ für die Übermittlung tatsächlicher Stillstände verwendet, die sich zur Übermittlung von geplanten Abschaltungen zwischen AB und DV in der Branche etabliert hat. Die setzen manche EIV in der Art um, dass sie die eingehenden Nachrichten als Nichtbeanspruchbarkeiten über Connect+ weiterleiten.

Die Schnittstelle ist bisher insofern ungeeignet, weil sie mit den ungeplanten Stillständen kollidiert und zurückliegende Ereignisse i.d.R. abgewiesen werden. Zusätzlich wird sie auch nicht im gesamten Marktumfeld eingesetzt, weil die Bereitstellung nicht verpflichtend festgelegt ist. Die Schnittstelle würde sich jedoch einfach erweitern lassen, um die Differenzierung der Meldungen zu ermöglichen.

2. Stammdaten  
Zur Bearbeitung im Redispatch 2.0 ist ein Zugriff auf anzuwendende, verlässliche Stammdaten der Anlagen für alle Marktteilnehmer wichtig. Diese sollten allen berechtigten Markttrollen - also z.B. auch dem BTR - über Connect+ zugänglich sein. Hierzu gehören auch zu verwendende Referenzerträge und Anlagen-Leistungskennlinien. Als sinnvolle Alternative könnten viele Daten auch generell über das Marktstammdatenregister bereitgestellt werden.
3. Lastgangdaten  
Zur Bestimmung von Ausfallarbeiten zu Redispatch-Maßnahmen sind Lastgangdaten zeitnah bereitzustellen, damit Fristen eingehalten werden können. Die Funktionen Marktrolle ESA (Energiedaten-Service-Anbieter), die eine technische Möglichkeit zum Bezug von solchen Daten verpflichtend regelt, wird allerdings von vielen Netzbetreibern noch nicht ausreichend umgesetzt.

4. UnavailableMarketDocuments und ActivationDocuments  
Zur Kontrolle und Bearbeitung von Redispatch-Maßnahmen in der Rolle BTR sind Informationen der UnavailableMarketDocuments (UMD) und ActivationDocuments (AD) sehr hilfreich. Der BTR sollte das Recht zum Erhalt (Weiterleitung) diese Dokumente in der jeweils aktuellen Version durch den EIV unmittelbar nach Erhalt/Versand (z.B. über E-Mail/SFTP-Server) erhalten. Die Vollständigkeit und Korrektheit sollten zudem von den Marktteilnehmern noch einmal geprüft werden. Die kursierenden Dokumente entsprechen oft nicht exakt den wahren Gegebenheiten und/oder aktuellen Formatvorgaben.
5. Solange ein automatischer bilanzieller Ausgleich noch nicht erfolgen kann, machen die engen Übertragungsfristen keinen Sinn. Es würde erheblichen Druck für alle Teilnehmer aus dem System nehmen, wenn die Fristen zum Wetterdatenversand und zur Übermittlung von Ausfallarbeitszeitreihen noch einmal überdacht und sinnvoll angepasst werden.
6. Historische Aufarbeitung von Prozessfehlern  
Aufgrund von fehlerhaften Meldungen oder Systemfehlern sollte eine Möglichkeit geschaffen werden, diese im Einvernehmen der Marktpartner nachträglich zu heilen. Es kann doch nicht sein, dass, wenn man sich einig über die Ursache eines Problems ist und dieses ggf. leicht zu beheben wäre, Marktpartner sich damit herausreden, dass die Umsetzung nicht im Prozess der BNetzA definiert ist und damit abgelehnt wird. Zum Beispiel die nachträgliche Übermittlung/Korrektur von Nichtbeanspruchbarkeiten oder die nachträgliche Korrektur von Stammdaten. Beides würde die dann Neuberechnung der Ausfallarbeitszeitreihen zur Folge haben und für einen sachgerechten Ausgleich sorgen.

Syke, 01.11.2024

Jens Bohlmann  
BYTE MEE Softwareentwicklung GmbH