

Weiterentwicklung Redispatch 2.0

Stellungnahme von EFET Deutschland - Verband Deutscher Energiehändler e. V. zu den Eckpunkten der Bundesnetzagentur vom 26.9.2024 zur Fortentwicklung von Redispatch 2.0 (BK6-23-241)

Berlin, 4. November 2024 – Ein anspruchsvolles Verfahren wie Redispatch wird nur mit geeigneten, aufeinander abgestimmten und einheitlichen Prozessen funktionieren - von der Anforderung bis zur Abrechnung. EFET Deutschland begrüßt daher die Initiative der Bundesnetzagentur mit dem vorliegenden Festlegungsverfahren, die bestehenden Probleme in den aktuellen Prozessen zu überprüfen und eine Weiterentwicklung anzustoßen. Zu den einzelnen Kapiteln des Eckpunktapiers nehmen die Energiehändler wie folgt Stellung:

1. Bilanzierungsmodelle

Eine Voraussetzung für die Abschaffung des Wahlrechts des Bilanzierungsmodells ist die Einhaltung der Diskriminierungsfreiheit des Anlagenbetreibers. Des Weiteren sollte die Überführung einzelner Anlagen langsam und unter frühzeitiger Einbeziehung von Anlagenbetreiber, EIV und BKV gestaltet werden (mindestens 6 Monate Vorlauf, sprich zum 30.06. eines Jahres für das Folgejahr). Die Einbeziehung des Anlagenbetreibers, EIV und BKV muss insgesamt koordiniert stattfinden. Hier ist es wichtig, dass nicht jeder VNB eigene Prozesse aufbaut. Es sollte ein standardisiertes Format der Meldung für alle Netzbetreiber entwickelt werden. Die Prozesse zur Berechnung und Abstimmung der Ausfallarbeit müssen zuvor über alle Netzbetreiber massengeschäftstauglich ausgestaltet, standardisiert und eindeutig geklärt sein. Es darf bei der Ausfallarbeit nur noch zu minimalen Abweichungen bei deren Berechnung kommen.

Das Wahlrecht sollte jedoch mindestens für Anlagen mit nicht fluktuierender Einspeisung bestehen bleiben. In der Regel sind hier die vermarktungsseitigen Prozesse und Systeme anders als bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung gestaltet, sodass eine extern vorgegebene Zuordnung zum Planwertmodell nicht dargestellt werden könnte. Auch die netzbetreiberseitig vorgebrachte Forderung, die Freiwilligkeit des Planungsdatenversands im Prognosemodell (Z03 Modell) bei diesem Anlagentyp abzuschaffen wäre nicht akzeptabel. Die hierfür notwendigen Prozesse sind häufig nicht vorhanden und die Daten sind häufig nicht in der vom Netzbetreiber gewünschten Granularität (Planungsdaten auf steuerbarer

Ressource, SR) verfügbar. Durch ein einseitiges Wahlrecht des Netzbetreibers müsste Infrastruktur vorgehalten werden, ohne dass deren Nutzen durch den Anlagenbetreiber gehoben werden könnte. Diese einseitig verteilte Belastung gilt es zu vermeiden.

Auch PV-Anlagen mit Eigenverbrauch sollten von der Überführung ins Planwertmodell ausgenommen werden, da es bei diesen Anlagen schwierig ist, den Eigenverbrauch zu prognostizieren oder vom Anlagenbetreiber übermittelt zu bekommen. Folglich erschwert dies die Erstellung und Übermittlung von Fahrplänen für das Planwertmodell.

2. Kommunikationsprozesse

Es bleibt unklar, was nun genau durch die BNetzA geregelt werden soll und was nicht. Es sollte im Detail klargestellt werden, was mit etablierten und existierenden Formaten und Prozessen geschehen soll. Eine weitere Harmonisierung der IT-Schnittstellen und Prozesse zwischen Netzbetreibern wäre sehr zu begrüßen. Wichtig ist, dass funktionierende Prozesse wie z.B. auch die Ausfallarbeitsabstimmung erhalten bleiben müssen, solange keine besseren Alternativen konsultiert wurden. Eine ersatzlose und vollständige Streichung des Kapitel 17 der MaBiS wäre jedenfalls nicht zu unterstützen. Die Liste, welche Vorgaben künftig geregelt werden sollte, sollte um

- a) den Kommunikationsprozess für die Abstimmung der Ausfallarbeit (z.B. verpflichtende Angaben in den MSCONS-AUA Erstaufschlägen oder welche Wetterdaten genutzt wurden) und
- b) die Einführung von mehreren Clearingzyklen (analog zur MaBiS) inkl. verpflichtender Begründung oder Gegenvorschlag im Falle der Ablehnung ergänzt werden.

Wenn die ÜNBs zukünftig Prozesse und Formate entwickeln, müssen neue Regelungen zwingend konsultiert sowie einheitlich und massengeschäftstauglich über alle Netzbetreiber ausgestaltet oder entsprechend vereinheitlicht werden. Die BNetzA sollte wichtige Grundsätze wie z.B. Daten- und Schnittstellensparsamkeit festlegen und die von den ÜNB vorgeschlagene Regelungen final prüfen.

3. Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich und finanzieller Aufwendungsersatz

Grundsätzlich ist eine Überführung der Leistungsmengen ins Planwertmodell zu begrüßen. Ein Wechsel der Verantwortlichkeit der Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs auf den BKV wäre allerdings nur dann in Ordnung, wenn gesichert keine Schlechterstellung des Anlagenbetreibers und des BKV dadurch entsteht. Kosten egal bei welcher Marktrolle diese entstehen, müssen vergütet werden. Aus Sicht des Anlagenbetreibers ist es notwendig sicherzustellen, dass er mindestens den anzulegenden Wert bzw. den Vertragspreis erhält, den er auch ohne eine Redispatchmaßnahme erhalten hätte. Der BKV muss so gestellt werden, dass er keine zusätzlichen Risiken und somit Schäden aufgrund der Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs erfährt. Eine Ausgestaltung der Regelungen muss sich unter dem Gesichtspunkt der Diskriminierungsfreiheit messen lassen. Keine der Marktrolle darf im Redispatchfall für sich gesehen schlechter als ohne Redispatchmaßnahme stehen.

4. Einheitlicher Bilanzkreis für den bilanziellen Ausgleich im Planwertmodell auch bei abweichenden AnfNB

Dass ein BKV bei abweichenden anfordernden Netzbetreiber trotzdem nur einen im Vorfeld abgestimmten Bilanzkreis zur Meldung des bilanziellen Ausgleichs verwenden kann, begrüßt EFET. Diese Änderung ist erforderlich, um das Planwertmodell auch im Verteilnetz praktikabel zu gestalten.

5. Pauschalabrechnung wird aufgehoben

Die Pauschalabrechnung hat ohne bilanziellen Ausgleich keine negativen Effekte. Für die Abschaffung der Pauschalabrechnung besteht somit keine wirkliche Notwendigkeit. Für kleine Anlagen bietet die Pauschalabrechnung die einzige vertretbare Möglichkeit, mit geringem Aufwand die Vermarktung zu betreiben und die Ausfallarbeitsbestimmung zu validieren. Spitzlight ist für Kleinanlagen nicht immer eine geeignete Alternative. Eine Abschaffung der Pauschalabrechnung wird somit von EFET abgelehnt. Sie führt nicht zu einer Komplexitätsreduzierung, sondern lediglich zu einer Komplexitätsverschiebung in Richtung Markt.

Für das Pauschalverfahren für PV wird empfohlen die Anlagenfaktoren zu prüfen ggfs. anzupassen.

6. Marktrollen

Grundsätzlich bieten die vorgeschlagenen Zusammenfassungen von Rollen und die Zuordnung des EIVs zu Malo anstatt zur SR die Möglichkeit, im Rahmen der bestehenden Festlegung nicht lösbare Probleme wie das Multi-BKV-Problem mit mehreren BKVs an einem Netzanschlusspunkt zu lösen. Die vorgeschlagenen Änderungen werden daher begrüßt. Es gibt aber zwei Sonderfälle, welche weiterhin möglich sein sollten:

- Die Bildung von Tranchen über eine MaLo sollte weiterhin möglich sein.
- Im Falle der Zusammenlegung der beteiligten Rollen EIV, BKV, LF und BTR sollte es dem EIV möglich sein, die Durchführung der Rolle BTR an Drittunternehmen abzugeben.

7. Abrufprozesse und Anreizkomponente

Wir begrüßen die Einführung einer minimalen Vorlaufzeit von 30min. Darüber hinaus halten wir die Erhöhung der Vorlaufzeit auf mindestens 60min erforderlich. Nur dann ist gewährleistet, dass dem BKV ausreichend Zeit zur Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs zur Verfügung steht.

Wir begrüßen ebenfalls, dass die BNetzA die Einführung einer Anreizkomponente zur fristgerechten Übermittlung der Abrufinformation erwägt. Denn die Kosten der Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs sind vom Zeitpunkt der Informationsbereitstellung abhängig. Die konkrete Ausgestaltung ist hier aber weiterhin offen. Wichtig ist zu wissen, dass die tatsächlichen Kosten der Beschaffung äußerst schwierig nachvollziehbar aufbereitet werden können. EFET hält deshalb eine Pauschale z.B. in €/MWh für sinnvoll.

8. Inkrafttreten

Unterjährige Änderungen sind nur mit erheblichem Aufwand umzusetzen, sämtliche vertragliche Vereinbarungen müssen vorab überarbeitet werden. Ein Inkrafttreten neuer

Regelungen sollte daher auf den ersten Tag eines Kalenderjahres datiert werden. Dabei muss ausreichend Zeit für vertragliche sowie betriebliche Umstellungen gewährt werden.

Antworten zu den einzelnen Fragen im Eckpunktepapier:

BNetzA, S. 11: Halten Sie den Vorschlag für sinnvoll? Falls, nein: Was schlagen Sie stattdessen vor, um mehrere EIV je SR zu ermöglichen?

EFET D:

- Der Vorschlag ist sinnvoll, da somit das lang diskutierte und noch immer ungelöste Multi-BKV Problem/ Multi-EIV-Problematik gelöst werden würde.
- Darüber hinaus ist mehr Transparenz bei der Anlagenkennung (TR/SR-Zuordnungen) nötig, ggf. über eine zentrale Erfassung im Marktstammdatenregister.

BNetzA, S. 12: Ist es sinnvoll, die Möglichkeit der Übermittlung von "angereicherten Stammdaten" durch den Anschlussnetzbetreiber ohne vorherige Übermittlung von "initialen Stammdaten" dauerhaft vorzusehen?

EFET D: Das ist nicht sinnvoll. Die Clearingprozesse im Verteilnetz sind extrem langwierig. Liegt keine initiale Stammdatenmeldung vor so kann dies diverse Gründe haben, die der ANB nicht „eigenständig“ anpassen sollte. Darüber hinaus würde die Möglichkeit zur Übermittlung von angereicherten Stammdaten durch den Anschlussnetzbetreiber ohne vorherige Übermittlung von initialen Stammdaten dazu führen, dass der NB ein Abrechnungsverfahren vorgibt.

BNetzA: Halten Sie es für sinnvoll, dass die Anschlussnetzbetreiber die Stammdaten einer Anlage auf Abruf den berechtigten Marktrollen zur Verfügung stellen? Falls ja: Wer soll die Verantwortung für die Richtigkeit der Stammdaten tragen?

EFET D:

- Die Verantwortung hinsichtlich der Transparenz der Stammdaten sollte beim DP liegen. Alle Marktrollen sollten die Möglichkeit haben die aktuell, historischen oder zukünftigen Stammdaten beim DP vorliegenden Stammdaten einzusehen.
- Die Verantwortung bzgl. der Richtigkeit der Stammdaten obliegt dabei allen Marktrollen. Sollte eine Partei der Meinung sein, dass die falschen Stammdaten bei Connect+

hinterlegt sind, ist ein Clearing anzustreben. S.12 Ist eine rollierende vorherige Information oder eine einmalige vorherige Information je Abruf vorzugswürdig? Wenn eine rollierende Information befürwortet wird: in welcher Frequenz und in welcher Granularität?

BNetzA: Lassen sich die Fälle, in denen eine Vorab-Unterrichtung spätestens 30 Minuten vor Beginn der Regelung nicht möglich ist, vorab bestimmen? Welche Fälle sind es?

EFET D:

- Generell gilt je früher, desto besser. Die Anzahl der Änderungen ist dabei unwichtig solange die jeweilige Version immer den besten Wissensstand wiedergibt und die letzte Änderung 60min vor Lieferung eintrifft. Insgesamt wären 30 Minuten Vorlaufzeit nicht ausreichend, da 30 Minuten vor Lieferung ausschließlich regelzonenscharfer Handel möglich ist. Im regelzonenscharfen Handel ist die Preisvolatilität und damit das Kostenrisiko der Nachbeschaffung deutlich höher im Vergleich zum Handel im XBID (internationaler Handel) bis 60min vor Lieferung oder im Vergleich zum deutschlandweiten Handel bis 30min vor Lieferung.
- Derzeit gibt es regelmäßig Fehler in der Übermittlung von Abrufinformationen, z.B.:
 - Keine Abrufinformation, es findet jedoch ein Abruf statt.
 - Abrufinformation vorhanden, der Abruf findet jedoch nicht statt oder er weicht in der Höhe von der übermittelten Information ab.

Die Ankündigung eines Abrufs kann folglich rechtzeitig erfolgen, jedoch fehlerhaft sein. In dem Eckpunktepapier wird dies nicht berücksichtigt.

Weitere Anmerkungen:

- TR/SR-Zuordnung sollte im MaStR angegeben bzw. eine genaue Definition/Zuordnung von TR zu MaStR-Nummer festgelegt werden, damit die Datenstruktur verschlankt wird.
- Weitere Klarstellungen über die Bedeutung und Relation zwischen MALO, MELO, TR-ID, SR-ID, EEG-Anlagenschlüssel und MaStR.-Nr. sind notwendig.

Wir regen an, zu überprüfen, ob/wie die Anzahl der IDs ist in der Stammdatenmeldung reduziert werden können (z.B. MaStR-Nr. TR-ID; EEG-Anlagenschlüssel).