

TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
PF 90 01 35 · 99104 Erfurt

Per E-Mail: poststelle.bk6@bnetza.de

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Beschlusskammer 6
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

04. November 2024

BK6-23-241 – Stellungnahme zum Eckpunktepapier zur Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Bundesnetzagentur hat am 26. September 2024 ein Eckpunktepapier zur Weiterentwicklung des Redispatch 2.0 veröffentlicht und gibt bis zum 04. November 2024 Gelegenheit hierzu Stellung zu nehmen.

Die TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG (TEN) schließt sich der Stellungnahme des BDEW vollumfänglich an. Zusätzlich weist TEN auf folgende Punkte hin. Der Stellungnahme der TEN ist die Kapitelnummer und das Thema, zu dem Stellung genommen wird, bzw. die Fragestellung der BNetzA stets *kursiv* vorangestellt.

1.2.1 Schrittweise Überführung von Anlagen ins Planwertmodell

Damit der Übertragungsnetzbetreiber eine fundierte Anlagenauswahl treffen kann, müssen aus Sicht der TEN vom Verteilnetzbetreiber zusätzliche Daten übermittelt werden:

- SR-Stammdaten,
- Unreduzierte CGMES-Netzmodelle,
- Status der Fernwirkanbindung.

Andernfalls fehlt die Entscheidungsgrundlage zur Anlagenauswahl durch den ÜNB.

TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG

Postfach 90 01 35
99104 Erfurt
www.thueringer-energienetze.com

Thomas Michel
Telefon +49 361 652-2983
Fax +49 361 652-3480
regulierungsmanagement@thueringer-energienetze.com

Sitz: Erfurt
Schwerborner Straße 30
99087 Erfurt
Registergericht Jena
HRA 503835
USt-IdNr. DE206810190

UniCredit Bank AG Erfurt
IBAN DE55 8202 0086
0358 2696 48
BIC HYVEDEMM498

Persönlich haftender Gesellschafter:
TEN Thüringer Energienetze
Geschäftsführungs-GmbH

Geschäftsführer:
Frank-Peter Tille
Ulf Unger

Sitz: Erfurt
Registergericht Jena
HRB 510722



Ein Unternehmen der:



Zudem führt der „erzwungene“ Übergang in das Planwertmodell zu zusätzlichen Verpflichtungen der EIV, welche für die Umsetzungszeiträume berücksichtigt werden müssen.

1.2.2 Aussetzung der Kommunikationsprozesse zum bilanziellen Ausgleich im Prognosemodell

Aus Sicht der TEN wird in der zukünftigen Festlegung um eine Klarstellung einschließlich einer detaillierten Auflistung und der expliziten Nennung der betroffenen Anwendungsfälle gebeten.

1.2.4 Neues Verfahren zur Prognosegütebewertung

Aus Sicht der TEN wird in dem zukünftigen Festlegungsentwurf um eine Klarstellung gebeten, wie das vereinfachte Verfahren zur Prognosegütebewertung ausgestaltet ist.

1.3.1 Wegfall der Pauschalabrechnung

Der Entfall des Pauschalverfahrens für fluktuierende Erzeugung und Festlegung auf das vereinfachte Spitzverfahren wird von der TEN unterstützt. Für Anlagen mit nicht fluktuierender Erzeugung kann das Pauschalverfahren beibehalten werden, um den Prozess für deren Anlagenbetreiber nicht unnötig zu verkomplizieren.

2.1.1 Flexibilisierung der massentauglichen Kommunikation, Ausgestaltung durch die Übertragungsnetzbetreiber

Aus Sicht der TEN wird das Vorgehen zur Ausgestaltung der massentauglichen Kommunikation durch die Übertragungsnetzbetreiber befürwortet. Gleichwohl sollten jedoch die Perspektiven aller Prozessbeteiligten in die Prozesse einfließen. Eine begleitende Expertengruppe/Taskforce analog zur BDEW-Taskforce "Rahmenbedingungen Redispatch 2.0" könnte hier eine gute Form darstellen, um eine Lenkungsfunction zu etablieren.

2.1.2 Antwort- und Clearingprozesse als erweiterte Option über technische Empfangsbestätigung hinaus

Aus Sicht der TEN kann dadurch der Aufwand reduziert werden. Allerdings ist in der zukünftigen Festlegung eine Klarstellung notwendig, wie eine (vereinfachte)

Vorgehensweise für einen Clearingprozess ausgestaltet werden könnte, ohne den Implementierungsaufwand erhöhen.

2.2.1 Vereinigung der Marktrollen BTR, LF, BKV des LF in der Marktrolle EIV

Aus Sicht der TEN muss hierbei sichergestellt werden, dass während der Zusammenführung der Marktrollen in den Kommunikationsprozessen nicht weitere Kommunikations- und Datenfehler generiert werden. Die TEN bittet in der zukünftigen Festlegung um eine Klarstellung dieses Übergangs.

2.2.3 Änderung der Vorgabe auf „pro MaLo genau ein EIV“; Halten Sie den Vorschlag für sinnvoll? Falls nein: Was schlagen Sie stattdessen vor, um mehrere EIV je SR zu ermöglichen?

Maßgeblich für einen Abruf im Duldungsfall sollte weiterhin die technische Wirkung sein, nicht die bilanzielle. Steuerbare Ressourcen sind im Duldungsfall entlang der Fernwirktechnik des ANB bezogen auf den Netzverknüpfungspunkt definiert. Eine Aufteilung auf MaLo-IDs verkompliziert den Massenprozess Duldungsfall unnötig für den ANB.

Da im Aufforderungsfall auf die Fernwirktechnik des Direktvermarkters zurückgegriffen wird und somit die Zuordnung zu einer MaLo indirekt ermöglicht wird, kann die Lösung der EIV-Zuständigkeit aus Sicht der TEN nur ein Wechsel in den Aufforderungsfall verbunden mit einer SR-Aufteilung sein.

2.3 Ergänzung des Prozesses zur Übermittlung von Stammdaten um Antwort- und Clearingprozesse Ist es sinnvoll, die Möglichkeit der Übermittlung von „angereicherten Stammdaten“ durch den Anschlussnetzbetreiber ohne vorherige Übermittlung von „initialen Stammdaten“ dauerhaft vorzusehen? 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?

Die Verantwortung für die Richtigkeit der Stammdaten muss konsequent bei der Stammdatenquelle angesiedelt sein. Hier ist die entsprechende Marktrolle in die Pflicht zu nehmen, damit der RD 2.0-Prozess sauber laufen kann.

2.4 *Ankündigung eines Abrufs im Duldungsfall/Prognosemodell durch ANB spätestens 30 min vor Eintrittszeitpunkt*
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 Gradualität?
Lassen sich die Fälle, in denen eine Vorab-Unterrichtung spätestens 30 Minuten vor Beginn der Regelung nicht möglich ist, vorab bestimmen? Falls ja: Welche Fälle sind es?

Aus Sicht der TEN können folgende mögliche Fälle für eine ausbleibende Ankündigung eines Abrufes auftreten:

- Störungen,
- Schutzauslösungen,
- nicht rechtzeitige Vorabinformation vom ÜNB,
- Signifikante Prognoseunsicherheit aufgrund von Wetterereignissen,
- ausbleibende Datenlieferung des EIV,
- Betriebsmittelausfälle.

Eine rollierende vorherige Information wird aus TEN-Sicht nicht befürwortet, weil kein Mehrwert ersichtlich ist und dies einen erhöhten Datenversand beinhaltet.

Eine Vorabinformation spätestens 30 min vor Eintrittszeitpunkt hält die TEN in der Realität für nicht immer sinnvoll umsetzbar, auch in Hinblick auf die Abruf-Kaskade. Die Formulierung könnte in „schnellstmöglich/ anforderungsgerecht mit Fokus auf größtmöglicher Prozesssicherheit“ geändert werden.

2.5 *Anreizkomponente*

Aus Sicht der TEN muss der entstandene Schaden eindeutig der RD-Maßnahme und dem Verursacher zuordenbar sein. Die Ausgleichsenergiekosten werden je BK ermittelt. Der BK wird für die gesamte Regelzone geführt. Wie wird der Beitrag einer einzelnen RD-Maßnahme an den Ausgleichsenergiekosten ermittelt und für den ANB überprüfbar gemacht? Umgekehrt, wie erfolgt die verursachergerechte Kostenzuordnung, wenn der ANB rechtzeitig informiert, die Maßnahme im Zuständigkeitsbereich des Anlagenbetreibers jedoch nicht korrekt umgesetzt wird (Anlage reagiert nicht oder nur teilweise)?

Hier bittet die TEN in der zukünftigen Festlegung um eine Klarstellung.

2.6.1 Verbleib von nicht direktvermarkteten Anlagen im Prognosemodell

TEN bittet im Festlegungsverfahren um Regelung, wie mit Altanlagen > 100 kW umzugehen ist, die temporär aus der Direktvermarktung in die EEG-Vergütung wechseln. Aus Sicht der TEN darf damit kein Wechsel in das Prognosemodell verbunden sein.

2.6.2 Keine Kommunikation für nicht direktvermarktete Anlagen mit EIV

TEN bittet im Festlegungsverfahren um Regelung, wie mit Altanlagen > 100 kW umzugehen ist, die temporär aus der Direktvermarktung in die EEG-Vergütung wechseln. Seitens TEN darf damit keine Aufhebung einer EIV-Kommunikation verbunden sein.

2.6.3 Keine RD2.0-Stammdatenlieferpflicht für Anlagenbetreiber von nicht direktvermarkteten Anlagen

TEN bittet im Festlegungsverfahren um Regelung, wie mit Altanlagen > 100 kW umzugehen ist, die temporär aus der Direktvermarktung in die EEG-Vergütung wechseln. Seitens TEN darf damit keine Aufhebung einer Stammdatenlieferpflicht verbunden sein.

3.2.1 Übermittlung von RD-Abrufen spätestens 45 min vor Eintrittszeitpunkt

Aus Sicht der TEN ist die Formulierung des Sachverhalts unter 3.2.1 nicht zweckmäßig. Eine Anforderung von RD-Maßnahmen spätestens 45 min vor Eintrittszeitpunkt ist in der Realität nicht immer sinnvoll umsetzbar, auch in Hinblick auf die Abruf-Kaskade. Die Formulierung könnte in „schnellstmöglich/ anforderungsgerecht mit Fokus auf größtmöglicher Prozesssicherheit“ geändert werden (siehe Begründung unter Punkt 2.4).

3.2.2 Übermittlung von RD-Abrufen maximal 60 min vor Eintrittszeitpunkt bei weiteren nachgelagerten Netzbetreibern

Aus Sicht der TEN ist die Formulierung des Sachverhalts unter 3.2.2 nicht zweckmäßig (siehe Begründung unter Punkt 2.4 sowie 3.2.1).

4 *Unterstützung durch Vorgaben in der Testphase*

Aus Sicht der TEN könnten durch folgende Punkte die Testphase durch die Bundesnetzagentur unterstützt werden:

- Ausreichende Test- bzw. Übergangsphasen für z. B. Formatumstellungen, neu zu etablierenden Prozessen, und bei Einbindung weiterer Netzbetreiber in den RD-Prozess „Interoperabilität“ zwischen den Systemen mehrerer Netzbetreibern
- Standardisierte Testkataloge und Szenarien (für Kernprozesse)
- Regelmäßiges Fortschrittstracking (Systemfortschritt, Probleme, etc.), damit notfalls rechtzeitig eingegriffen werden kann

Bei Fragen können Sie sich gern an uns wenden.

Freundliche Grüße

TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG

i.V.

i.A.

Jonke

Michel