

# Stellungnahme

## zu BNetzA-Rückfragen an die Branche im Rahmen der Konsultation zum Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen

– BK6-20-059 –

Berlin, 13. August 2020

## 1. Hinweise zum Anwendungsbereich der Redispatch-2.0-Prozesse

Die Regelungen zum Einspeisemanagement werden mit Wirkung zum 01.10.2021 aus dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG 2017) in das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) überführt. Der BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. hat diesbezüglich im Rahmen einer Branchenlösung Vorschläge zur Umsetzung der entsprechenden Vorgaben aus dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.05.2019 (BGBl. I 2019, 706) erarbeitet und der BNetzA zur Verfügung gestellt. Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass diese Konsultation auf den Vorschlägen des BDEW basiert und betont an dieser Stelle noch einmal ausdrücklich die Notwendigkeit, alle Aspekte des neuen Redispatch, beruhend auf dem NABEG, verbindlich und verpflichtend für alle Beteiligten zu verrechtlichen. Deshalb empfiehlt der BDEW, dass die BNetzA ihre Festlegungskompetenz vollständig nutzt.

Hinsichtlich des Anwendungsbereichs der seitens der BNetzA konsultierten Basisdatenaustausch- und Abrufprozesse weist der BDEW klarstellend darauf hin, dass für Anlagen, die zur Planungsdatenlieferung gemäß System Operation Guideline (SO GL) verpflichtet sind,<sup>1</sup> die bestehenden Prozesse zur Datenübermittlung als auch zur Vorbereitung, Abstimmung und Aktivierung der Redispatch-Maßnahmen über den 1. Oktober 2021 hinaus gelten und zu nutzen sind.

Dies gilt so lange bis sich Netzbetreiber und Anlagenbetreiber/Einsatzverantwortliche auf Grundlage einer erprobten Prozessbasis und nachgelagert zur Integration der Anlagen, die neu in den Redispatch gemäß NABEG 2.0 einzubeziehen sind, einvernehmlich auf eine Überführung dieser oben genannten Anlagen in die Redispatch-2.0-Prozesse einigen. Grundsätzlich ist es das gemeinsame Verständnis, dass alle Redispatch-Aktivitäten mittelfristig bundesweit einheitlich im neuen Redispatch-2.0-Prozess zusammengeführt werden.

Die Prozesse zwischen den Netzbetreibern gemäß des durch den BDEW im Rahmen der Branchenlösung zum Redispatch 2.0 unterbreiteten Netzbetreiberkoordinationskonzepts bleiben davon unberührt.

Nachfolgende inhaltlichen Fragen wurden seitens der BNetzA separat in ihrem Begleitschreiben zur Konsultation adressiert. Der BDEW nimmt diesbezüglich hiermit ebenfalls gesondert Stellung.

Unsere umfassenden Anmerkungen zu den Anlagen 1 bis 3 sind aus der dafür von der BNetzA vorgesehenen Excel-Datei zu entnehmen. Mit der Stellungnahme übermitteln wir der BNetzA zudem unser aktualisiertes Kerndokument zur BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0, das sich seit Mitte Mai 2020 (vorrangig redaktionell) weiterentwickelt hat. Die entsprechenden Änderungen haben wir zur Wahrung der Übersichtlichkeit auch in die für die Rückmeldung vorgesehene Excel-Datei aufgenommen.

---

<sup>1</sup> Gemäß SO GL-Anlage 03A, Abschnitt 7 (letzte Aktualisierung vom 21. April 2020) sind dies: Konventionelle Anlagen > 10 MW, Laufwasseranlagen > 10 MW, Biomasseanlagen > 10 MW mit konventionellem Anteil < 10 MW sowie Erneuerbare Energie-Anlagen am Höchstspannungsnetz. Eine Erweiterung auf zusätzliche Anlagen ist im Rahmen der SO GL-Implementierungsvorschriften nicht vorgesehen.

## 2. Nachträglicher finanzieller Ausgleich (ID1 vs. ID-AEP)

Der BDEW weist darauf hin, dass rein auf die Bepreisung der energetischen Differenzmengen bezogen, der ID1 derjenige Index ist, der die entgangene Handelsmöglichkeit am besten abbildet.

Die ÜNB stimmen inhaltlich mit der Auffassung der BNetzA überein, dass die Verwendung des ID-AEP der Gefahr von Manipulationsmöglichkeiten besser begegne und präferieren daher dessen Anwendung. Demnach besteht durch das frühzeitige Bekanntwerden des ID1 die Möglichkeit zu strategischen Handelsverhalten (siehe bspw. 12.06.2019).

Die weiteren am BDEW-Projekt Redispatch 2.0 beteiligten Branchenvertreter bewerten jedoch den ID1 als sachgerecht und das Risiko für Manipulationen als sehr gering und prozessual nur sehr schwer ausnutzbar und empfehlen die Anwendung des ID1 ausdrücklich. Die Anwendung eines nicht sachgerechten Index wie dem ID-AEP zum finanziellen Ausgleich der energetischen Differenzmenge im Planwertmodell wäre mit vielen offenen Fragen verbunden, wie z. B. dem dann eventuell erforderlichen finanziellen Ausgleich von entgangenen Opportunitäten, und ist somit nicht gerechtfertigt. Zum weiteren Erkenntnisgewinn hinsichtlich der Nutzung des ID1 in Bezug auf die Bepreisung energetischer Differenzmengen wird daher eine Wirkungsanalyse 12 Monate nach Einführung zum 1. Oktober 2021 angeregt.

Bei der Bepreisung der energetischen Differenzmenge im Planwertmodell handelt es sich um die Bewertung der folgend dargestellten **Differenz**:

**„Theoretisches Ist“ - Planwert („Soll laut Redispatch-Abruf“ + „bilanzieller Ausgleich durch Redispatch“)**

Diese Differenzmenge ergibt sich aus den Änderungen der Wetterbedingungen oder anderer Rahmenbedingungen im Zeitraum zwischen Redispatch-Anweisung und Erfüllung der Redispatch-Anweisung. Im Normalfall – also zu Zeitpunkten, zu denen keine Redispatch-Maßnahmen angewiesen sind – würde sich diese Differenzmenge in den Erzeugungsprognosen für die erneuerbaren Anlagen niederschlagen und vom Einsatzverantwortlichen (EIV) durch seine Handelstätigkeit in seinem Bilanzkreis ausgeglichen werden.

Dies ist im betrachteten Redispatch-Fall (Planwertmodell) jedoch nicht möglich, da die Prognosen zum Zeitpunkt der Redispatch-Anweisung „eingefroren“ werden und der EIV nur noch diesen eingefrorenen Fahrplan vermarkten darf. Es wird ersichtlich, dass diese Energiemenge in ihrem eigentlichen Ursprung in einer marktlichen Handelstätigkeit ausgeglichen wird, aber durch das „Einfrieren“ des Fahrplans und der Beschränkung der Handelsmöglichkeit des EIV ohne dessen weitere Handelsmöglichkeit in dessen Bilanzkreis gebucht wird. Durch den zeitlichen Vorlauf einer Anweisung bis zur eigentlichen Maßnahme und der daraus entstehenden Differenz, die ein EIV normalerweise "ausgleichen" würde, entgeht dem EIV dieser Handels- und Prognosezeitraum. Je länger die Vorlaufzeit ist, d. h. von Zeitpunkt der Anweisung bis zur Maßnahme (Zeitraum, der von der "Einfrierung" betroffen ist), desto größer ist die Abweichung von der eigentlichen Handelstätigkeit, die der EIV eigentlich – also ohne Maßnahme – ausgleichen könnte bzw. gemäß Bilanzkreisvertrag sogar müsste.

Die Bepreisung der Differenzmenge sollte sicherstellen, dass die Handelstätigkeit des EIVs angemessen ausgeglichen wird, die ohne Redispatch-Anweisung vorgenommen worden wäre:

Ein Ausgleich zum IDAEP würde dementsprechend an die Preisbasis zur Ermittlung der Ausgleichsenergie (abzüglich des Preisaufschlags von 25 % bzw. mind. 10 €/MWh) angelehnt werden. Der Ausgleichsenergiepreis wird jedoch für unvorhergesehene Bilanzkreisabweichungen (z. B. durch Prognosefehler) herangezogen eingesetzt, die alleinig durch den EIV zu verantworten sind. Die entgangene Bewirtschaftung im Prognose- und Handelszeitraum zwischen RD-Anweisung und RD-Erfüllung liegt allerdings nicht in der Verantwortung des EIV, sondern ergibt sich aus den Eigenschaften des Planwertmodells. Weiterhin ist der IDAEP nicht zeit- sondern volumengekoppelt, infolgedessen Grund zur Annahme besteht, dass der IDAEP den Marktpreis im Prognose- und Handelszeitraum nicht sachgerecht widerspiegelt. Der ID1 würde der eigentlichen Handelstätigkeit entsprechen und ist somit der Preis, der dem realen Verlust oder Gewinn am nächsten kommt.

Neben den oben genannten prozessualen Aspekten, die die Erfordernis einer Nutzung des ID1 nahelegen, stellt der ID1 einen bereits bekannten und etablierten Index dar, der sich in der Vergangenheit liquide und ohne nachgewiesenen Anfälligkeit für Manipulationen gezeigt hat und das Marktgeschehen hinreichend realistisch abbildet.

Der IDAEP bildet zur weiteren Stabilisierung gegenüber Manipulationsmöglichkeiten gegenüber dem ID1 zusätzliche künstlich geschaffene Liquidität ab, die nicht den realen Börsengeschäften in den relevanten Zeitbereichen des üblichen Handelsgeschehens folgt. Der IDAEP scheint darüber hinaus durch den Einbezug regelzoneninterner Trades für eine deutschlandweite Nutzung nicht sachgerecht, da somit entsprechende Trades – bspw. aus einer einzelnen Regelzone – herangezogen würden, um den energetischen Ausgleich in anderen Regelzonen zu bewerten.

### **3. Umsetzung massengeschäftstauglicher Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen aller Netzbetreiber**

Maßgebliches Ziel des NABEG 2.0 ist es, die Kosten für das Engpassmanagement zu senken. Dafür werden mehr Anlagen in den verpflichtenden Redispatch einbezogen, der Einspeisevorrang wird relativiert und Maßnahmen werden zwischen den Netzbetreibern koordiniert. Es gilt der klare Kooperationsgrundsatz gem. § 11 (1) EnWG: Netzbetreiber nehmen Aufgaben für ihr Energieversorgungsnetz in eigener Verantwortung wahr. Sie kooperieren und unterstützen sich bei der Wahrnehmung dieser Aufgaben; dies ist insbesondere für Maßnahmen anzuwenden, die sich auf das Netz eines anderen Betreibers von Energieversorgungsnetzen auswirken können.

Eine effiziente Kooperation ist nur über verbindlich festgelegte prozessuale Rahmenbedingungen für die Netzbetreiberkoordination zu erreichen. Eine verbindliche Mitwirkung der Netzbetreiber ist nicht zuletzt unbedingt sicherzustellen, da die entsprechenden Prozesse zeitkritisch sind und die Netzbetreiberkoordination maßgebliche Auswirkung für die Netzsicherheit hat.

Konkret bedeutet der Redispatcheinbezug von EE-Anlagen und KWK-Anlagen ab 100 kW sowie Anlagen, die jederzeit durch einen Netzbetreiber fernsteuerbar sind, dass potenziell alle Netzbetreiber, die NABEG-2.0-Anlagen an ihr Netz angeschlossen haben, von den neuen Redispatchregelungen betroffen sind. Diese Netzbetreiber müssen künftig bestimmte Basisdaten liefern bzw. untereinander austauschen, da dies essenzielle Voraussetzung für die Durchführung der Netzbetreiberkoordinierung und des Redispatch 2.0 ist.

Die BDEW-Branchenlösung zum Redispatch 2.0 verfolgt das Ziel, einerseits den gesetzlichen Vorgaben zu entsprechen und möglichst wenige zusätzliche Anforderungen für die gesamte Branche zu generieren. Dies wird u. a. dadurch erreicht, dass die neuen Redispatchprozesse an Netzbetreiber ohne NABEG-2.0-Anlagen im eigenen Netz keine neuen Koordinierungsanforderungen und an Netzbetreiber ohne eigene Engpässe lediglich vereinfachte Mindestanforderungen für die Koordinierung stellen. Diese Mindestanforderungen – z. B. Erstellung von Netzsicherheitsrechnungen, Weitergabe von Stamm- und Bewegungsdaten – sind künftig allerdings von allen Netzbetreibern wahrzunehmen.

Der BDEW betont in diesem Zusammenhang ausdrücklich, dass sich das vom Gesetzgeber angestrebte Ziel, die Kosten für das Engpassmanagement durch eine vertiefte und effiziente Kooperation der Netzbetreiber zu begrenzen und gleichzeitig eine angemessenen Netz- und Versorgungssicherheit sicherzustellen, nur unter Erfüllung dieser Mindestanforderungen erreichen lässt.

#### **4. Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW**

Aus Sicht des BDEW ist eine Beschränkung des Anwendungsbereichs der Festlegung nicht zielführend, jedoch sollten Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie kleiner 100 kW entsprechend der NABEG-Vorgaben nachrangig behandelt werden.

Hintergrund ist hier, dass Anlagen zur Erzeugung und Speicherung ohne registrierende Leistungsmessung im Redispatch nicht in der Bilanzierung angepasst werden könnten, da Veränderungen des Lastverlaufs nicht durchgeführt werden können. Diesen Anlagen ist ein Einspeiseprofil und eine Einspeiseprognosemenge zugeordnet. Diese beiden Daten können nicht kurzfristig angepasst werden, da sie einerseits Veränderungsfristen unterliegen, die allgemein für Einspeiseanlagen ohne registrierende Leistungsmessung gelten, und andererseits sind die den jeweiligen Anlagen zugeordneten Profile nicht anlagenscharf, sondern für eine gesamte Gruppe (z. B. Photovoltaik-Anlagen ohne registrierende Leistungsmessung) zugehörig. Eine Änderung würde somit auf alle Anlagen mit diesem zugeordneten Profil wirken.

Anlagen kleiner 100 kW werden also gemäß der NABEG-Vorgaben nachrangig behandelt und nur, wenn zur Wahrung der Netzsicherheit erforderlich, in den Redispatch einbezogen. Sollten diese nachrangig zu behandelnden Anlagen trotzdem abgerufen werden, so sollten sie in der Bilanzierung im Redispatch nicht berücksichtigt und nur finanziell im Nachhinein ausgeglichen werden. Der ANB stellt den energetischen Ausgleich eigenverantwortlich sicher.

## **5. Regelungen und Prozesse für die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs (anfordernder vs. anweisender Netzbetreiber)**

Im Falle einer Aufforderung durch einen ÜNB nach § 13 a EnWG richtet sich der Anspruch des BKV auf bilanziellen Ausgleich bzw. der finanzielle Anspruch des Anlagenbetreibers auch für Anlagen im unterlagerten Netz gegen den ÜNB. Deshalb muss dieser Fall in der Ausprägung der RD-2.0-Prozesse auch entsprechend abgebildet werden.

Das bedeutet bei einer Aufforderung des ÜNB nach § 13 a EnWG – besonders im Planwertmodell, im Aufforderungs- und im Duldungsfall –, dass der ÜNB gemäß Gesetzestext der auffordernde ÜNB und nach der BDEW-Prozessbeschreibung der anfordernde Netzbetreiber ist. Damit ist dem Wortlaut des Gesetzes entsprochen und der auffordernde ÜNB entspricht dem anfordernden NB in der BDEW-Prozessbeschreibung. Der BDEW schlägt vor, dies mit einer Ergänzung in den Use Cases oder durch einen zusätzlichen Use Case klarzustellen.

Der BDEW weist darauf hin, dass nicht alle Prozesse zur Bilanzierung und Abrechnung von Netzbetreibern, die bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt haben oder an deren Netz keine NABEG-2.0.-Anlagen angeschlossen sind, vollumfänglich automatisiert zum 1.10.2021 durchgeführt werden müssen. Ungeachtet dessen sind die festzulegenden Prozessabläufe, Formate und Fristen unabhängig von der Automatisierung zwingend anzuwenden.

Zusätzlich soll auf den Umstand hingewiesen werden, dass während der inhaltlichen Erarbeitung des BDEW-Konsultationsbeitrages zum bilanziellen Ausgleich und Abrechnung der Festlegungsentwurf für Datenbedarfe noch nicht vorlag. Jedoch bedingen sich die beiden Festlegungen gegenseitig. Der vorliegende Konsultationsbeitrag geht davon aus, dass sämtliche Datenbedarfe entsprechend der Branchenlösung festgelegt werden.

## **6. Ansprechpartner:**

Geschäftsbereich Energienetze,  
Regulierung und Mobilität  
Dr. Sandu-Daniel Kopp  
030/300 199-1111  
[sandu-daniel.kopp@bdew.de](mailto:sandu-daniel.kopp@bdew.de)

Geschäftsbereich Erzeugung  
und Systemintegration  
Dr. Patrick Fekete  
030/300 199-1313  
[patrick.fekete@bdew.de](mailto:patrick.fekete@bdew.de)