STADTWERKE BAMBERG

Bamberg, im Juli 2023

Information für Anlagenbetreiber im Redispatch 2

Auf diesen Seiten erhalten Sie Informationen, die für Sie als Anlagenbetreiber wichtig sind.

Ziel des Redispatch 2.0 ist es, deutschlandweit ein präventives Engpassmanagement in der Elektrizitätsversorgung aufzubauen. Im zukünftigen Prozess wird der Netzzustand durch die Energieversorger deshalb für einen Planungshorizont von ca. 36 Stunden im Voraus bestimmt und bei Bedarf optimiert. Dafür sind Last- und Einspeiseprognosen notwendig. Werden Engpässe erkannt, sind diese durch die Netzbetreiber mithilfe kostenoptimaler Maßnahmen zu beheben. Dazu muss der Netzbetreiber auf sämtliche Erzeugungsanlagen und Speicher mit einer Leistung von mehr als 100 kW zurückgreifen. Neu ist im zukünftigen Prozess auch, dass die Maßnahmen bilanziell und energetisch auszugleichen sind, sodass dem Anlagenbetreiber durch Steuerungseingriffe keine Nachteile entstehen.

Um diese Anforderungen umsetzen zu können, ist zukünftig eine branchenweite Zusammenarbeit notwendig. Die Rahmenbedingungen für den Redispatch 2.0 Prozess, sowie die Verpflichtungen, welche die Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zu erfüllen haben, werden durch die Bundesnetzagentur definiert. Im Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) werden begleitende Informationen, wie Leitfäden und Einführungsszenarien, erarbeitet.

Die Bundesnetzagentur sieht vor, dass sich die Anlagenbetreiber umfassend am Redispatch 2.0 Prozess beteiligen, gibt Ihnen jedoch die Möglichkeit einen Großteil der Verantwortlichkeiten an sogenannte Einsatzverantwortliche (EIV) und Betreiber (BTR) auszulagern. Zu den grundsätzlichen Aufgaben des Anlagenbetreibers gehören unter anderem:

Welche wesentlichen Aufgaben hat der Anlagenbetreiber im Redispatch 2.0 erfüllen?

- Benennung eines Einsatzverantwortlichen (EIV) und eines Betreibers der Technischen Ressource (BTR) (beides mit BDEW ID)
- Bereitstellung von Stammdaten in einer EXCEL-Liste
- Bereitstellung von Bewegungsdaten ab dem 01.10.2021 an Datenprovider (connect+)
- Festlegung der Abrufart für die Leistungsreduzierung

  (in der Regel „Duldungsfall“ falls nicht „Aufforderungsfall“ explizit gewünscht wird.
- Festlegung des Abrechnungsmodells

  (in der Regel „Pauschal“, falls nicht die „vereinfachte Spitzabrechnung“ oder die „Spitzabrechnung“ gewünscht wird. Kann jedes Jahr vom BTR/EIV geändert werden).
- Festlegung des Bilanzierungsmodells

  (in der Regel „Prognosemodell“ falls nicht „Planwertmodell“ explizit gewünscht wird)
- Bereitstellung von Informationen über Nichtverfügbarkeiten und marktbedingte Anpassungen der Anlagen
- Ggf. fortlaufende Lieferung von Planungsdaten (sofern Anlage im Planwertmodell)

Marktrollen für den Betreiber einer Erzeugungsanlage im Redispatch 2.0 im Überblick

Die Bundesnetzagentur hat in Zusammenarbeit mit den Fachverbänden bestimmte Verantwortlichkeiten und Aufgaben jeweils genau einer sog. Marktrolle zugeordnet.

Dies soll einen sicheren und reibungslos funktionierenden Austausch von Informationen zur Umsetzung von Redispatch 2.0 gewährleisten. Natürliche oder juristische Personen können hierbei mehrere Rollen einnehmen. Für den Anlagenbetreiber kommen dabei die folgenden Marktrollen in Betracht

Anlagenbetreiber

Der Anlagenbetreiber ist per Gesetz (vgl. § 3 Nr. 2 i. V. m. Nr. 1 EEG) die natürliche oder juristische Person, die eine EEG-, KWK- oder Speicher-Anlage betreibt. Er hat rechtliche Verpflichtungen und Ansprüche, die mit dem Anschlussnetzbetreiber vertraglich geregelt sind (z.B. für die Vergütung von eingespeistem Strom oder den technischen Netzanschluss). Der Anlagenbetreiber ist der **B**etreiber einer **t**echnischen **R**essource (BTR) und der Einsatzverantwortliche (EIV), wenn er diese Rollen nicht an Dritte abtritt.

Betreiber der Technischen Ressource (BTR)

Der BTR ist für den Betrieb einer Technischen Ressource (TR) verantwortlich. Dies kann im Redispatchprozess die Übermittlung von Echtzeitdaten oder meteorologischen Daten für die Ermittlung der zu bilanzierenden Energiemenge bzw. Ausfallarbeit umfassen.

Die Rolle wird vom Anlagenbetreiber wahrgenommen, soweit dieser keinen Dritten (z. B. ein Direktvermarktungsunternehmen) mit der Wahrnehmung beauftragt. Die Stadtwerke als Ihr Anschlussnetzbetreiber können die Rolle des BTR nicht übernehmen.

Einsatzverantwortlicher (EIV)

Der EIV ist für die Planung und Einsatzführung einer technischen Ressource (TR) und die Übermittlung der Fahrpläne verantwortlich. So muss er die für den Netzbetreiber erforderlichen Daten der Anlage aktuell und vollständig gemäß den gesetzlichen Verpflichtungen beziehungsweise des BNetzA-Beschlusses zur Informationsbereitstellung (BK6-20-061) bereitstellen.

Dazu gehören insbesondere verbindliche Informationen über den prognostizierten Anlageneinsatz und Nichtbeanspruchbarkeiten der Anlage. Der Datenaustausch wird bei den Stadtwerken Bamberg über die Austauschplattform Connect+ (Rolle des Data Providers) abgewickelt.

Der EIV hat Aufforderungen zur Anpassung des Anlageneinsatzes zur Unterstützung des Netzbetriebes umzusetzen. Die Rolle wird vom Anlagenbetreiber wahrgenommen, falls dieser keinen Dritten mit der Wahrnehmung beauftragt.

Im Allgemeinen bieten sich Direktvermarktungsunternehmen als Dienstleister für diese Rolle an. Als Ihr Anschlussnetzbetreiber können die Stadtwerke Bamberg die Rolle des EIV nicht übernehmen.

Es gelten die Begriffsdefinitionen nach § 3 EnWG sowie § 2 StromNZV i. V. m. den Festlegungsverfahren zu den Kommunikationsprozessen (BK6-20-059) und zur Informationsbereitstellung (BK6-20-061) der Bundesnetzagentur.

Was sind Technische und Steuerbare Ressourcen (TRs/SRs)?

Technische Ressourcen (TRs) und Steuerbare Ressourcen (SRs) erhalten neue Identifikatoren (TR-IDs und SR-IDs) gemäß Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt. Sie dienen im elektronischen Datenaustausch zwischen den Marktpartnern als eindeutige Benennung von technischen Objekten.

Eine TR ist dabei ein technisches Objekt, das Strom verbraucht und/oder erzeugt (bspw. ein Speicher oder ein Generator). Eine SR wirkt auf mindestens einen Netzanschlusspunkt, ist steuerbar, setzt sich aus mindestens einer TR zusammen und ist mindestens einer Marktlokation

(MaLo) zugeordnet. Mehrere TR können auf Anforderung des EIV zu einer SR zusammengefasst werden.

Die Identifikatoren für TRs und SRs werden entsprechend der Bildungsvorschrift durch die Codevergabestelle des BDEW an den Netzbetreiber vergeben und bestehen aus einer 11-stelligen, alphanumerischen ID-Nummer (bspw. C1010123101 (SR), D1019123001 (TR)).

Wir als Netzbetreiber haben Ihnen die jeweilige TR-ID sowie jeweils eine SR-ID übermittelt. Eine Zusammenfassung als Netzbetreiber erfolgte nicht.

Der Anlagenbetreiber übermittelt diese an seinen Einsatzverantwortlichen (EIV). Stimmt der EIV der TR/SR-Zuordnung nicht zu, erfolgt eine bilaterale Abstimmung mit dem Netzbetreiber über folgendes Postfach: redispatch@stadtwerke-bamberg.de

Wie werden meine Anlagen im Redispatch 2.0 geregelt (Abrufart)?

Bei Engpässen im Stromnetz ist der Anschlussnetzbetreiber schon seit Jahren berechtigt, die Erzeugungsleistung Ihrer Anlage anzupassen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dies ändert sich mit der Einführung von Redispatch 2.0 nicht. Die Leistungsreduzierung wird dabei weiterhin über ein Fernwirkgerät in den vom jeweiligen Fernwirkgerät umsetzbaren Stufen erfolgen.

Im Redispatch 2.0 wird jedoch unterschieden, wer die Redispatch-Maßnahme umsetzt. Es wird der Aufforderungsfall und der Duldungsfall unterschieden. Im Aufforderungsfall muss der Einsatzverantwortliche (EIV) den Einsatz an seiner Anlage selbst umsetzen („Der Anlagenbetreiber wird vom Netzbetreiber zur Regelung aufgefordert."). Beim Duldungsfall regelt der Anschlussnetzbetreiber die Anlagen („Der Anlagenbetreiber muss die Regelung des Netzbetreibers dulden."). Der Duldungsfall entspricht dem heutigen Einspeisemanagement „EinsMan". Die Wahl der Abrufart (Aufforderungsfall/Duldungsfall) wird über die Austauschplattform Connect+ durch den EIV an den Netzbetreiber übermittelt. Liegt dem Netzbetreiber keine Zuordnung zu einer Abrufart vor, wird die Anlage dem Duldungsfall zugeordnet.

Das Bilanzierungsmodell: Planwert oder Prognosemodell?

Entgegen dem jetzigen Einspeisemanagement „EinsMan" wird im Redispatch 2.0 nicht nur die eingespeiste, sondern auch die abgeregelte Energiemenge (sog. Ausfallarbeit) je Viertelstunde einem Bilanzkreis zugeordnet und somit ein bilanzieller Ausgleich erzielt.

Für diesen bilanziellen Ausgleich und die Abrechnung werden prinzipiell zwei Modelle angeboten. Es wird zwischen dem Prognosemodell und dem Planwertmodell unterschieden. Die beiden Modelle unterscheiden sich vor allem in der Art der Erstellung der Erzeugungsprognose und werden zwischen dem Anlagenbetreiber und seinem Einsatzverantwortlichen (EIV) für jede Steuerbare Ressource (SR) abgestimmt.

Im **Planwertmodell** muss der EIV Anlagenfahrpläne (Erzeugungsprognosen) für jede Technische Ressource (TR) mindestens am Vortag an den Netzbetreiber übergeben. Um am Planwertmodell teilnehmen zu können, muss der EIV die Voraussetzungen des „Kriterienkatalog Planwertmodell" (Anhang zu Anlage 1 zum Beschluss BK6-20-059 der Bundesnetzagentur) erfüllen. Erzeugungsanlagen mit einer Leistung ab 10 Megawatt müssen am Planwertmodell teilnehmen.

Im **Prognosemodell** wird die Erzeugungsprognose vom Netzbetreiber durchgeführt. Es müssen somit keine Anlagenfahrpläne an den Netzbetreiber übermittelt werden. Dem Prognosemodell werden alle Anlagen zugeordnet, die sich nicht im Planwertmodell befinden.

Wahl des Abrechnungsmodells (Wahlmöglichkeiten abhängig von den technischen Gegebenheiten)

Das Abrechnungsmodell beschreibt die Methode, mit der im Falle einer Redispatch-Maßnahme die Ausfallarbeit ermittelt wird.

Die **Pauschal-Abrechnung** basiert dabei je nach Energieträger auf der Fortschreibung der letzten vollständig gemessenen Leistungsmittelwerte der Anlage vor der Maßnahme für den Zeitraum der Redispatch-Maßnahme.

In der **Spitzabrechnung** wird die Ausfallarbeit auf Basis von anlagenscharfen Wetterdaten dynamisch je Viertelstunde ermittelt.

Im Redispatch 2.0 besteht zudem die Möglichkeit eine **vereinfachte Spitzabrechnung („Spitz Light“)** zu nutzen, falls keine eigene Messung der Wetterdaten an der Erzeugungsanlage vorhanden ist. Die Wetterdaten in diesem Verfahren werden dabei nicht direkt an der Erzeugungsanlage gemessen, sondern stammen von Dritten (bspw. Wetterdienstleister oder dem Netzbetreiber).

Die Wahl der Abrechnungsmethode obliegt Ihnen als Anlagenbetreiber. Weitere Informationen finden Sie in der BDEW-Anwendungshilfe Einführungsszenario Redispatch 2.0 im Zusammenhang mit der Bundesnetzagentur-Festlegung BK6-20-059. Das Abrechnungsmodell ist zudem abhängig vom Bilanzierungsmodell und der Art der Energieerzeugung.

Anlagen mit wetterabhängiger Erzeugung (Wind, Photovoltaik)

Bilanzierungsmodell	Planwertmodell	Prognosemodell
		Pauschal
Abrechnungsvarianten	vereinfachte Spitzabrechnung (Spitz Light)	vereinfachte Spitzabrechnung (Spitz Light)
	Spitzabrechnung	Spitzabrechnung

Anlagen mit wetterunabhängiger Erzeugung (Biomasse, KWK u. Ä.)

Bilanzierungsmodell	**Planwertmodell**	**Prognosemodell**
Abrechnungsvarianten	Spitzabrechnung	Pauschal

Was ist die Marktpartner-ID?

Die Marktpartner-ID ist die BDEW-Codenummer für den deutschen Strommarkt gemäß den Festlegungen der EDI@Energy. Mittels der Marktpartner-ID kann jeder Marktteilnehmer und seine jeweilige Rolle im Markt identifiziert werden.

Im Redispatch 2.0 benötigt jede Marktrolle (BTR und EIV) eine Marktpartner-ID. Sollte der Anlagenbetreiber die Rolle des Betreibers der Technischen Ressource (BTR) und die Rolle des Einsatzverantwortlichen (EIV) wahrnehmen wollen, hat dieser sich zwei Marktpartner-IDs beschaffen. Die Marktpartner-ID kann auf der Website der Vergabestelle des BDEW beantragt werden. Beauftragt der Anlagenbetreiber einen Dienstleister (z. B. ein Direktvermarktungsunternehmen) mit der Wahrnehmung der Rollen des BTRs und des EIVs, ist keine Beantragung der Marktpartner-ID durch den Anlagenbetreiber erforderlich. Dies übernimmt dann der Dienstleister, falls dieser noch über keine entsprechenden Marktrollen-IDs verfügt.

Hinweis: Auf der Website des BDEW sind alle verfügbaren BTRs und EIVs veröffentlicht. Geben Sie im Suchfenster bspw. „Betreiber einer technischen Ressource“ oder „Einsatzverantwortlicher“ ein.

Welche Erzeugungsanlagen fallen unter die Regelungen des Redispatch 2.0?

Unter die Regelungen fallen alle Erneuerbare-Energien- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, konventionelle Energieerzeugungsanlagen und Speicher ab einer Leistung von 100 kW und alle EE- und KWK-Anlagen die dauerhaft durch einen Netzbetreiber steuerbar sind.

Detailinformationen entnehmen Sie bitte den Festlegungen der Bundesnetzagentur.

Unter den folgenden Links finden Sie einige relevante Dokumente:

- BDEW Übersicht Redispatch2.0: Gesamtübersicht der BDEW Dokumente zum Thema Redispatch 2.0
- BDEW Einführungsszenario Redispatch 2.0: Überblick der angestrebten Timeline
- BK6-20-059: Festlegung zum bilanziellen Ausgleich, sowie zu massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozessen im Redispatch 2.0
- BK6-20-060: Festlegung zur Netzbetreiberkoordinierung bei Durchführung von Redispatch-Maßnahmen (für Anlagenbetreiber nicht relevant)
- BK6-20-061: Festlegung zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen
- Connect+: Website des Netzbetreiberprojektes zur Entwicklung einer deutschlandweiten Kommunikationsplattform für den Redispatch 2.0 Prozess.

Stadtwerke Bamberg

Energie- und Wasserversorgung GmbH

Abteilung Netze