

Redispatch 2.0

Anwendungsempfehlung des BWE-Betriebsführerbeirates

Mai
2025



Inhalt

1	Einleitung	3
2	Glossar	4
3	Allgemeines	7
	3.1 Ablauf.....	7
	3.2 Unterschied zwischen EinsMan und Redispatch 2.0.....	8
	3.3 Abrufmodelle.....	8
	3.4 Bilanzierungsmodelle.....	8
	3.5 Abrechnungsverfahren	9
4	Nicht in der Rolle als Betreiber der technischen Ressource (BTR)	10
	4.1 Ansprechpartner und Informationsquellen	10
	4.2 Ausfallmengen selbst prüfen	10
5	Voraussetzungen für die Übernahme der BTR-Rolle	11
	5.1 EDIFACT und Betriebsführungssoftware	11
	5.2 BDEW-Codenummer.....	11
	5.3 S/MIME Zertifikat.....	11
	5.4 Austausch mit dem Netzbetreiber	12
	5.5 Connect+.....	12
6	Rolle als Betreiber der technischen Ressource (BTR)	13
	6.1 Erstaufschläge und Veröffentlichungen.....	13
	6.2 Fristen.....	14
	6.2.1 Prognosemodell.....	14
	6.2.2 Planwertmodell	15
	6.3 Gegenvorschläge	16

1 Einleitung

Durch die zunehmende Integration volatiler Energieerzeugungsanlagen bei gleichzeitig schleppendem Netzausbau gewinnt die Bewältigung von Netzengpässen zunehmend an Bedeutung. Seit dem 1. Oktober 2021 erfolgt das Netzengpassmanagement nach dem Redispatch 2.0-Regime, welches das bis dahin gültige Einspeisemanagement ablöst. Seitdem werden alle Einspeiser ab einer installierten Leistung von 100 Kilowatt – einschließlich Erneuerbarer Energien und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) – verpflichtend in die Engpassbewirtschaftung eingebunden. In den letzten Jahren haben sich dabei einige Regelungslücken und Umsetzungsprobleme offenbart, die alle beteiligten Akteure vor große Herausforderungen stellen. Neben Netzbetreibern und Direktvermarktern spielen die Betriebsführer von Windenergieanlagen eine zentrale Rolle bei der Bewältigung dieser komplexen Redispatch-2.0-Prozesse. Diese Handreichung richtet sich in erster Linie an diese Betriebsführer und Betreiber und bietet einen praxisnahen Überblick über die Prozesse, Marktrollen, Verantwortlichkeiten und Probleme im Redispatch 2.0-Regime. Dazu zählen unter anderem die gängigen Abruf- und Bilanzierungsmodelle sowie die entsprechenden Abrechnungsverfahren einschließlich der Kommunikations- und Datenaustauschprozesse und der damit verbundenen Fristen.

Ende 2024 hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur zudem ein Eckpunktepapier zur Weiterentwicklung des Redispatch 2.0 (BK6-23-241¹) veröffentlicht und zur Konsultation gestellt, welches erhebliche Anpassungen bei den Bilanzierungsmodellen, Kommunikationsprozessen und Abrufinformationen vorsieht. EE-Anlagen im Verteilernetz sollen dann schrittweise ins Planwertmodell überführt werden und die Marktrollen vereinheitlicht werden. Die nächsten Schritte hängen wesentlich vom weiteren parlamentarischen Verfahren zur Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ab, das die regulatorischen Grundlagen für diese Änderungen schaffen soll.

Dieses Dokument wird einer Revision unterzogen, sobald das Festlegungsverfahren der BNetzA voraussichtlich Mitte 2025 abgeschlossen ist.

¹ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-241/BK6-23-241_konsultation.html

2 Glossar

Einsatzverantwortlicher (EIV): Der EIV wurde mit dem Redispatch (RD) 2.0 eingeführt. Er ist für die Einsatzplanung der Anlagen verantwortlich. Je nach gewähltem Bilanzierungsmodell muss er dem Netzbetreiber Prognosen über geplante Einspeisungen und mögliche Anlagenausfälle übermitteln. Die Stammdaten werden vor einer RD-Maßnahme übermittelt. Die Rolle des EIV kann vom Anlagenbetreiber selbst übernommen werden, häufig übernimmt diese Rolle jedoch der Direktvermarkter.

Betreiber der technischen Ressource (BTR): Der BTR wurde ebenfalls neu eingeführt und ist für den Betrieb einer technischen Ressource (TR) verantwortlich. Er ist für die Übermittlung von meteorologischen Daten zuständig und übernimmt die Abstimmung der Ausfallarbeit mit dem Anschlussnetzbetreiber. Im Gegensatz zum EIV werden diese Daten nach der RD-Maßnahme übermittelt, sodass der Ausfall der Anlage ermittelt werden kann. Auch diese Rolle kann vom Anlagenbetreiber selbst übernommen werden. Auch hier hat meistens der Direktvermarkter diese Rolle inne.

Data provider: Da der EIV dem Verteilnetzbetreiber seine Fahrpläne übermitteln muss und unter Umständen damit auch mehr als einen Netzbetreiber damit erreichen soll, wurde der Data provider als Schnittstelle zwischen dem EIV und dem Verteilnetzbetreiber eingesetzt. Bekannt ist hier die Lösung Connect+/RAIDA.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) betreiben die überregionalen Stromnetze und transportieren Strom im Höchstspannungsbereich (>220 kV) über längere Distanzen. In ihrem Verantwortungsbereich liegen der sichere Betrieb, die Instandhaltung und der Ausbau der Stromnetze. In das Netz wird der Strom von Großzeugern oder aus unterlagerten Netzebenen eingespeist. Über die Übertragungsnetze erfolgt die Weiterleitung an die Netze der regionalen Verteilnetzbetreiber (VNB). Durch Netzengpassmanagement und Frequenzhaltung des Netzes gewährleistet der ÜNB die stetige Stromversorgung. Im Gegensatz zu anderen Ländern, ist Deutschland in vier Regelzonen und damit in vier für diese Zonen zuständige ÜNB aufgeteilt.

Verteilnetzbetreiber (VNB) stellen das Bindeglied zwischen dem ÜNB und den Endverbrauchern dar und sind dem ÜNB von den Spannungsebenen her nachgelagert. Sie kümmern sich damit um die regionale Stromversorgung, weshalb die Netze deutlich weiter verzweigt sind als beim ÜNB, was sich auch in über 800 VNB widerspiegelt.

Technische Ressource (TR-ID) stellt einen Identifikator für technische Ressourcen, also Anlagen, dar und gewährleistet damit eine eindeutige Identifizierbarkeit jeder Anlage.

Steuerbare Ressource (SR-ID) ist der Identifikator der steuerbaren Ressource. Sofern eine technische Ressource einzeln an einem Punkt steuerbar ist, stellt sie auch eine steuerbare Ressource dar. Sind mehrere technische Ressourcen nur über einen Punkt steuerbar, so stellt die SR die Summe dieser TRs dar. Die SR-ID wird vom Netzbetreiber vergeben.

Redispatch 2.0: Da der ÜNB die gesamte Ein- und Ausspeisung im Gleichgewicht halten muss, erstellt er mit Hilfe der übermittelten Fahrpläne eine Übersicht von voraussichtlichen Ein- und Ausspeisungen für den Folgetag. Hieraus kann er sehen, welche Teile des Stromnetzes wann wie stark beansprucht würden. Um die Zahl der Eingriffe so gering wie möglich gehalten wird, wird die Berechnung genutzt,

um auf eine Verschiebung der geplanten Stromproduktion hinzuwirken. Seit 2021 müssen sich alle Anlagen mit einer Nennleistung von über 100 kW am Redispatch beteiligen.

Einspeisemanagement (EinsMan) wurde am 1. Oktober 2021 durch den Redispatch 2.0 abgelöst. EinsMan sind Abregelungen durch den Netzbetreiber bei drohender oder akuter Netzüberlastung sowie bei Engpässen in der Versorgungssicherheit. Der starke Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen und der eher langsame Netzausbau haben dazu geführt, dass das Netz durch hohe Einspeisungen schnell zu überlasten drohte. Da eine Regelung über EinsMan eine Entschädigungspflicht beim VNB auslöst, sind die Kosten für das Einspeisemanagement seit 2013 stark angestiegen.

Abrufmodelle: Um RD-Maßnahmen durchzuführen, stehen zwei verschiedene Abrufmodelle zur Auswahl. Beim Duldungsfall ist nicht der EIV für die Anpassung der Leistung der Anlage verantwortlich, sondern der Netzbetreiber ist berechtigt, diese direkt durchzuführen. In diesem Fall haben der EIV und auch der Anlagenbetreiber die Regelung zu dulden. Im Gegensatz zum Duldungsfall erhält der EIV beim Aufforderungsfall einen Fahrplan vom Netzbetreiber und muss die Regelungen danach selbst durchführen.

Bilanzierungsmodelle: Sobald es zu einer Regelungsmaßnahme mit Aufforderungs- oder Duldungsfall gekommen ist, muss die Menge der Ausfallarbeit bilanziert werden, was mithilfe von zwei verschiedenen Bilanzierungsmodellen erfolgen kann. Zum einen kann die Ausfallarbeit über das Prognosemodell ermittelt werden, welches auch das Standardmodell zur Bilanzierung der Ausfallarbeit darstellt. Der Netzbetreiber erstellt die Prognosen, sodass der EIV keine Planungsdaten, aber weiterhin Nichtbeanspruchbarkeiten übermitteln muss. Der Netzbetreiber übernimmt somit die Berechnung der konkreten Ausfallarbeit, welche dann anschließend an den BTR übermittelt wird. Dieser wiederum muss die Berechnung des Netzbetreibers überprüfen und abstimmen. Zur Bereinigung der Bilanzkreise überführt der Netzbetreiber die Ausfallarbeit in eine Ausfallüberführungszeitreihe. Beim Planwertmodell übermittelt der EIV die Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten an den Netzbetreiber. Eine Ermittlung der Ausfallarbeit erfolgt dann durch den BTR selbst, eine Überprüfung findet dann umgekehrt durch den Netzbetreiber statt, an den die Mengen übermittelt wurden.

Abrechnungsvarianten: Nachdem die Ausfallmengen bilanziert wurden, muss diese Mengen abgerechnet werden. Hierfür stehen drei verschiedene Abrechnungsvarianten zur Verfügung, die aber teilweise an spezielle Voraussetzungen gekoppelt sind. Für das Pauschalverfahren müssen keine speziellen technischen Voraussetzungen vorliegen. Grundlage für die Mengenermittlung während der Abregelungsmaßnahme bildet dann die erzeugte Energie der letzten Viertelstunde vor der Abregelung. Sofern die TR vor Ort erhobene Wetterdaten liefern kann, können diese dann mit der Anlagenkennlinie verknüpft werden und so sehr genaue Ausfallmengen bestimmt werden. Diese Abrechnungsvariante wird Spitzabrechnung genannt. Bei der letzten Variante, Spitzabrechnung light, werden anstelle der anlagenbezogenen Daten solche von Referenzstandorten verwendet und daraus die Mengen berechnet. Prinzipiell kann der Anlagenbetreiber das Abrechnungsverfahren frei wählen, sofern er die technischen Voraussetzungen der Abrechnungsvariante erfüllen kann. Die Variante ist dann gegenüber EIV und BTR zu kommunizieren und dem Netzbetreiber mitzuteilen. Ein Wechsel zwischen den Abrechnungsvarianten ist möglich und muss dem Netzbetreiber bis spätestens 30. November eines Jahres zum Folgejahr gemeldet werden. Darüber hinaus kann bei einer neuen oder wesentlich geänderten Anlage oder beim Wechsel des Anlagenbetreibers oder des Bilanzkreisverantwortlichen unterjährig zum Monatsbeginn der Wechsel des Abrechnungsmodells erfolgen. Auch bei einem Wechsel des Bilanzierungsmodells kann die Abrechnungsvariante unterjährig gewechselt werden.

Nichtbeanspruchbarkeiten sind Zeiten, in denen keine Erzeugung stattfindet. Dies kann beispielsweise aufgrund von Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen der Fall sein. Diese müssen dem EIV unverzüglich nach Eintritt gemeldet werden. Sofern der Direktvermarkter Rolle des EIV für den Anlagenbetreiber übernimmt, kann der Betreiber die Nichtverfügbarkeiten auch über die BWE-Schnittstelle der TR übermitteln, sofern der EIV diese Schnittstelle unterstützt. Welche Nichtverfügbarkeiten genau an den EIV übermittelt werden müssen, ist in der Anlage zum [Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-20-061](#) unter Ziff. 3 „Nichtbeanspruchbarkeiten“ definiert.

Bilanzkreismanagement: Der Bilanzkreis stellt ein virtuelles Energiemengenkonto dar, welches den Strommarkt ordnet, um eine Balance zwischen Ein- und Ausspeisungen zu erzielen. Diese Bilanzkreise werden durch die sogenannten Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) bewirtschaftet. Damit das Gleichgewicht bewerkstelligt werden kann, stellt der BKV am Vortag eine möglichst genaue Prognose auf Viertelstundenbasis für abzuwickelnde Handelsgeschäfte auf und übermittelt diesen Fahrplan dann an den ÜNB. Dieser gleicht die Daten dann wiederum mit seinen eigenen ab. Wird dann beispielsweise deutlich mehr Energie eingespeist, als zuvor prognostiziert, so kann der BKV nun mehr Mengen am Strommarkt verkaufen als ursprünglich geplant. Daneben kann er mittels Fernwirktechnik auf die Anlage zugreifen und diese abregeln. Ggf. müssen bei Unterspeisung fehlende Strommengen in physischer Form bereitgestellt und dann bilanziell ausgeglichen werden, sog. Ausgleichsenergie.

Erstaufschlag kommt vom Netzbetreiber im Zuge einer Redispatch-Regelung. Er teilt dem BTR im Erstaufschlag die Höhe der geregelten Mengen mit, die der BTR dann überprüfen kann.

Gegenvorschlag: Sofern die ermittelten Mengen des BTR für den Redispatch nicht mit dem Erstaufschlag des Netzbetreibers übereinstimmen, kann dieser einen Gegenvorschlag unterbreiten.

Clearing: Stimmen die Mengen von Netzbetreiber und BTR nicht überein, folgt das sogenannte Clearing. Hier werden die Mengen miteinander abgeglichen und es beginnt der sogenannte Clearing-Prozess mit einem stetigen Austausch zwischen Netzbetreiber und BTR. Solange das Clearing nicht abgeschlossen ist, sind auch die Ausfallmengen für die Regelung nicht final und eine Abrechnung der Mengen kann nicht erfolgen.

Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ) kommt zum Tragen, wenn das Prognosemodell zur Bilanzierung von Ausfallmengen gewählt wurde. Die tägliche AAÜZ zeigt die vorläufige Zuordnung von Ausfallarbeiten in den jeweiligen Bilanzkreisen und wird vom Übertragungsnetzbetreiber zum Monitoring verwendet. Die wirksame bilanzielle Zuordnung von Ausfallarbeit erfolgt dann durch die Überführung in die monatliche AAÜZ durch den Netzbetreiber.

Meteorologische Daten sind Wetterdaten, die die jeweilige Anlage vor Ort liefert. Sie werden vor allem für das Spitzabrechnungsverfahren benötigt und sind die Grundlage für die Mengenermittlung während der Abregelungen.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Mit den BDEW-Codenummern kann jeder Marktteilnehmer und seine jeweilige Rolle eindeutig zugeordnet werden.

United Nations Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport (EDIFACT): Es handelt sich hier um ein bestimmtes Format, in dem die Ausfallzeiten übermittelt werden können.

3 Allgemeines

3.1 Ablauf

Die Netzbetreiber sind verpflichtet, für die Sicherheit und Stabilität ihrer Netze zu sorgen (§§ 13 & 14 EnWG). Um Netzengpässe zu vermeiden, sollen laut Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) ab dem 1. Oktober 2021 alle Stromerzeugungsanlagen über 100 kW am Redispatch 2.0 teilnehmen und somit jederzeit aus der Ferne steuerbar sein.

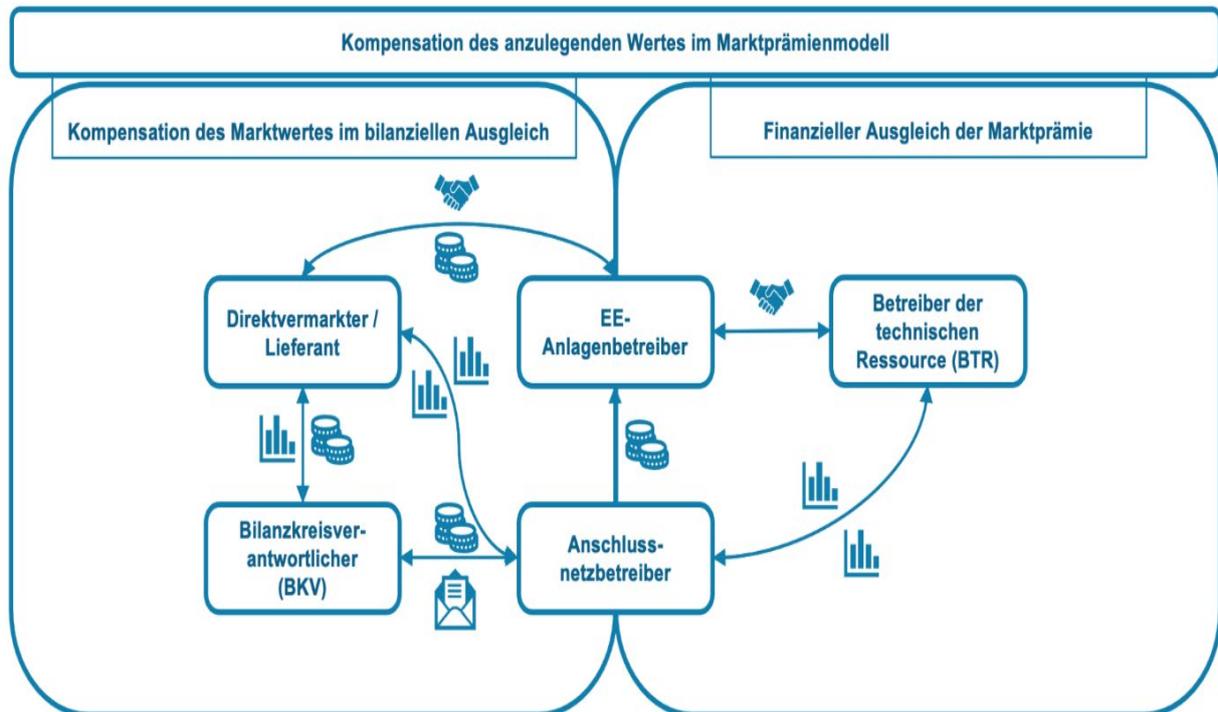


Abbildung 1: Schaubild Redispatch 2.0. Die Kommunikation und der Datenaustausch im Redispatch 2.0 können auf den ersten Blick sehr unübersichtlich wirken. (Quelle: Bayernwerk Netz)

Grundsätzlich verläuft jede Maßnahme im gängigen Prognosemodell und ihre anschließende Entschädigung auf die folgende Weise:

- Der Netzbetreiber (NB) schickt einen Regelungsauftrag an den Einsatzverantwortlichen (EIV). Im Duldungsfall wird dieser automatisch an die Anlage weitergegeben und umgesetzt.
- Nach abgeschlossener Maßnahme veröffentlicht der Netzbetreiber die Informationen zur Abregelung auf seiner Internetseite (s. „Selbst BTR – Erstaufschläge und Veröffentlichungen“).
- Der Netzbetreiber verschickt bis zum achten Werktag des Folgemonats die Erstaufschläge an den Betreiber der technischen Ressource (BTR).
- Der BTR hat drei Werktage Zeit, eigene Berechnungen zum Ertragsausfall anzustellen und den Vorschlag des NB entweder anzunehmen oder abzulehnen und somit einen Clearingprozess zu starten.
- Nach Annahme des Vorschlags bzw. abgeschlossenem Clearingprozess übermittelt der NB die nun abgestimmten Ausfallmengen (sog. Ausfallarbeitsüberführungszeitreihen (AAÜZ)) an den EIV (oftmals der Direktvermarkter).

- Der Direktvermarkter (DV) in seiner Rolle als EIV wird dem Betreiber (häufig mit mehreren Monaten Verzug) die erhaltenen Ausfallmengen mit dem Monatsmarktwert vergüten.
- Da der Betreiber nach den Vorstellungen der BNetzA so gestellt werden soll, als hätte es keine Maßnahme gegeben, muss der Netzbetreiber die Differenz zwischen Monatsmarktwert und anzulegendem Wert an den Betreiber erstatten.

3.2 Unterschied zwischen EinsMan und Redispatch 2.0

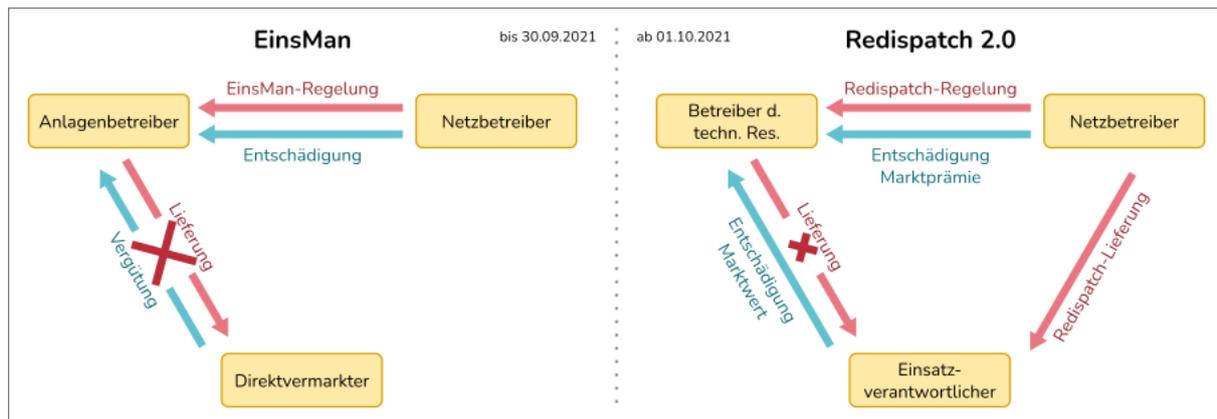


Abbildung 2 Bilanzieller und finanzieller Ausgleich (Quelle: DrehPunkt GmbH 2025)

Die Einführung des bilanziellen Ausgleichs hat für Betriebsführer und Anlagenbetreiber zur Folge, dass die Entschädigung nun in Monatsmarktwert und Marktprämie aufgeteilt wird. Neben dem bilanziellen Ausgleich wurden die neuen Marktrollen Einsatzverantwortlicher (EIV) und Betreiber der technischen Ressource (BTR) vorgestellt.

Die Rolle des EIV wird in der Regel vom Direktvermarkter (DV) übernommen, während der BTR selbst übernommen oder an den DV bzw. einen Dienstleister abgegeben werden kann. Die Digitalisierung der Prozesse hat darüber hinaus die Einführung der Abrechnungsverfahren Spitz und Spitz-Light ermöglicht.

3.3 Abrufmodelle

Zur Auswahl stehen der Aufforderungsfall und der Duldungsfall. Die Auswahl des Abrufmodells wird vom EIV über den Data Provider an den Netzbetreiber gemeldet. Im Aufforderungsfall übergibt der NB einen Fahrplan an den EIV. Dieser wiederum übernimmt die aktive Wirkleistungsanpassung der technischen Ressource.

In der Praxis wird bei planbaren Anlagen wie Windenergieanlagen oder PV-Anlagen in aller Regel der Duldungsfall angewendet. Im Duldungsfall übernimmt der NB selbst aktiv die Wirkleistungsanpassung der technischen Ressource. Der EIV wird im Duldungsfall lediglich über die Regelung informiert.

3.4 Bilanzierungsmodelle

Zur Auswahl stehen das Prognosemodell und das Planwertmodell. Aktuell werden die meisten Windparks noch im Prognosemodell geführt, wenn sie nicht direkt an die Hochspannungsnetze anschließen. In diesem Fall erstellt der Netzbetreiber die Prognosen zur Stromeinspeisung und versendet bei Abschaltungen die Erstaufschläge zur Abstimmung mit dem BTR.

Im Planwertmodell prognostiziert der Einsatzverantwortliche EIV die Einspeisung anhand von Plandaten für den Folgetag. Der BTR berechnet die bilanziellen Ertragsausfälle und stellt diese dem Netzbetreiber zur Prüfung bereit. Der Netzbetreiber überprüft die Angaben und bestätigt oder lehnt sie ab. Dies kann dann zu Anpassungen der Gutschriften führen. Im Planwertmodell können ausschließlich die Abrechnungsverfahren Spitz oder Spitz Light verwendet werden.

Das Prognosemodell ist für Betreiber mit weniger Arbeit verbunden. Das Planwertmodell macht es den Netzbetreibern jedoch einfacher, einen vollständigen bilanziellen Ausgleich durchzuführen. Die BNetzA überlegt derzeit, das Planwertmodell auf Dauer verpflichtend für alle Windparks durchzusetzen.

3.5 Abrechnungsverfahren

Das Pauschalverfahren ist bereits aus dem Einspeisemanagement bekannt. Hier wird die Windgeschwindigkeit 15 Minuten vor der Maßnahme für die Dauer der Maßnahme angenommen. Daneben gibt es die Abrechnungsvarianten Spitz und neuerdings Spitz-Light. Spitz setzt voraus, dass die gemessenen Windgeschwindigkeiten der Anlage täglich an den Netzbetreiber übermittelt werden. Bei Spitz-Light werden hingegen Wetterdaten von Wetterdienstleistern verwendet. In beiden Fällen werden die tatsächlichen Windgeschwindigkeiten im 15-Minuten-Format zugrunde gelegt, was bei Parks mit vielen Schaltungen von Vorteil sein kann.

Der BTR hat das Recht, einmal jährlich (bis zum 30. November) über den Einsatzverantwortlichen eine Änderung des Abrechnungsverfahrens zu beantragen. Viele Betriebsführungssoftwareprogramme bieten die Möglichkeit, die erhaltene Ausfallmenge mit einem anderen Verfahren neu zu berechnen und anschließend zu vergleichen. Der BWE-Betriebsführerbeirat empfiehlt Betriebsführern, den genannten Antrag zu stellen und das Verfahren gegebenenfalls ändern zu lassen, da hier teils große Unterschiede auftreten können. Welches Verfahren am besten geeignet ist, hängt von den technischen Voraussetzungen und der Häufigkeit der Regelungsaufrufe ab.

4 Nicht in der Rolle als Betreiber der technischen Ressource (BTR)

4.1 Ansprechpartner und Informationsquellen

Viele Betriebsführer und vor allem kleinere Betreiber werden die Rolle des BTR an den Direktvermarkter oder externe Dienstleister abgegeben haben. Das spart Zeit und Ressourcen, führt jedoch leider dazu, dass diese Betriebsführer aus dem gesamten Prozess herausfallen. In solchen Fällen ist es gut, die wichtigsten Informationsquellen zu kennen.

Die Marktakteure sind im Redispatch 2.0 aufgefordert, ein sogenanntes Kontaktdatenblatt zu erstellen (s. Abb. 3). Darin sind alle relevanten Informationen zum jeweiligen Unternehmen sowie ein direkter Ansprechpartner enthalten. Diese Datenblätter sollten zwischen den Marktakteuren ausgetauscht bzw. können auf der Homepage des NB heruntergeladen werden.

Erster Ansprechpartner für Fragen zur Höhe des Ertragsausfalls sollte dabei immer der BTR sein, unabhängig davon, ob diese Rolle vom Direktvermarkter oder einem externen Dienstleister wahrgenommen wird. Der BTR erhält die Vorschlagsmengen des Netzbetreibers und ist der einzige Marktpartner, der mit dem NB in einen Clearingprozess treten kann. Auch bei Problemen mit dem Versand meteorologischer Daten oder Nichtbeanspruchbarkeiten sollte der BTR kontaktiert werden.

Die Stammdaten der Anlagen sowie Fragen zu Abrechnungsverfahren, zum Bilanzierungsmodell und zum Abrufmodell werden in der Regel bereits im Direktvermarktungsvertrag geregelt. Der Direktvermarkter übernimmt in der Regel die Rolle des EIV und ist damit ebenfalls ein wichtiger Ansprechpartner.

Der Netzbetreiber vergibt die Identifikatoren (u. a. TR- und SR-ID), die der Anlagenbetreiber seinem EIV melden muss. Außerdem veröffentlicht der Netzbetreiber Informationen zu den Maßnahmen auf seiner Homepage.

Die Erstattung der Marktprämie obliegt im Redispatch 2.0 dem Netzbetreiber. Bei Fragen zu den entsprechenden Gutschriften kann daher nur der NB Aussagen treffen.

4.2 Ausfallmengen selbst prüfen

Wird die Rolle des BTR an den Direktvermarkter oder einen externen Dienstleister abgegeben, verliert der Betreiber gleichzeitig auch das Mitspracherecht über die Höhe des Ertragsausfalls. Dennoch sollten die Gutschriften von EIV und NB nicht ungeprüft akzeptiert werden. Dies geschieht häufig, wenn der DV den BTR übernommen hat.

Glücklicherweise verfügen viele Betriebsführungssoftwareprogramme über die Möglichkeit, Ertragsausfälle anhand von Logbuchereignissen zu berechnen. Falls die Abschaltungen nicht aus dem Logbuch hervorgehen, können die Informationen zu den Regelungsaufrufen auf der Homepage des Netzbetreibers eingesehen werden.

Für die Berechnung des Ertragsausfalls ist unter Berücksichtigung des gewählten Abrechnungsverfahrens der Leitfaden des BDEW heranzuziehen: [Awh 2020-05 RD 2.0 LF Ausfallarbeit.pdf](#).

Tip: Verluste durch entgangene **Herkunftsnachweise** aufgrund von Redispatch 2.0 können laut einem Beschluss der BK8 vom Juni 2024 beim Netzbetreiber geltend gemacht werden. Nähere Informationen unter: [BK8-022-001-A Anlage 1 Bestimmung finanzieller Ausgleich](#) (Seite 63 ff.).

5 Voraussetzungen für die Übernahme der BTR-Rolle

5.1 EDIFACT und Betriebsführungssoftware

Zur Berechnung von Ertragsausfällen ist in jedem Fall eine geeignete Betriebsführungssoftware die wichtigste Voraussetzung. Für die Rolle des BTR muss die Software zusätzlich in der Lage sein, eine 1:1-Kommunikation über EDIFACT zu gewährleisten, um Lastgangdaten und Erstaufschläge empfangen, verarbeiten und beantworten zu können.

Mittlerweile gibt es verschiedene Anbieter auf dem Markt, die eine entsprechende Software liefern können. Für das Spitzverfahren sollte die Software in der Lage sein, die Wetterdaten der Anlage zu empfangen und automatisch über das bereits erwähnte EDIFACT an den hinterlegten Netzbetreiber zu versenden. Meistens ist die Software bereits aus Monitoring-Gründen in der Lage, Wetterdaten zu empfangen und zu verarbeiten.

Nichtverfügbarkeiten werden wiederum dem Einsatzverantwortlichen über EDIFACT mitgeteilt. Auch dies gehört zur Erfüllung der BTR-Rolle.

Entscheidende Kriterien bei der Auswahl der geeigneten Software sollten vor allem die Zeitersparnis durch schlanke Prozesse, die reibungslose Integration in bereits bestehende Strukturen und nicht zuletzt die Kosten sein.

5.2 BDEW-Codenummer

Jeder Marktteilnehmer im Redispatch benötigt eine BDEW-Codenummer für seine jeweilige Rolle. Dies betrifft sowohl Netzbetreiber als auch Einsatzverantwortliche und Betreiber der technischen Ressource. Diese 13-stellige Marktpartner-ID kann kostenpflichtig bei der [Home | Energie & Services GmbH](#) beantragt werden. Dort sind auch alle anderen Marktpartner-IDs öffentlich einsehbar.

5.3 S/MIME Zertifikat

Anschließend wird ein Zertifikat für die sogenannte EDIFACT-Kommunikation (Electronic Data Interchange for Administration) benötigt. Dieses muss ebenfalls kostenpflichtig bestellt werden und ist entweder ein oder drei Jahre gültig. Die Ausstellung dauert in der Regel zwei bis drei Wochen.

Dieses Zertifikat wird für die verschlüsselte Kommunikation mit dem Netzbetreiber benötigt und ist somit für den Erhalt der Erstaufschläge und das Clearing unerlässlich. Die erhaltenen Zertifikate werden mit dem Marktpartner (Netzbetreiber) ausgetauscht und in der eigenen Software hinterlegt.

Bei der Beantragung wird eine E-Mail-Adresse abgefragt. Hierbei ist zu beachten, dass dies die Adresse sein muss, über die die Marktkommunikation mit dem Netzbetreiber erfolgen soll. Dies ist daher mit dem eigenen Software-Dienstleister abzustimmen.

5.4 Austausch mit dem Netzbetreiber

Kontaktdatenblatt Marktakteure Redispatch 2.0			
Anschrift			
Name			
Straße Hausnr.			
PLZ Ort			
Telefon			
Fax			
Internet			
Umsatzsteuer-ID			
Marktrolle		BDEW-Codenummern / Global Location Number (GLN) Strom	
Einsatzverantwortlicher (EIV)			
Betreiber einer technischen Ressource (BTR)			
E-Mail-Adresse für den elektronischen Datenaustausch (1:1 Marktkommunikation)			
Fachliche Ansprechpartner			
Einsatzverantwortlicher (EIV)			
Name, Vorname			
Straße Hausnr.			
PLZ Ort			
E-Mail		Telefon	Fax
Betreiber einer technischen Ressource (BTR)			
Name, Vorname			
Straße Hausnr.			
PLZ Ort			
E-Mail		Telefon	Fax

Abbildung 3 Kontaktdatenblatt Marktakteure Redispatch 2.0 (Quelle: BDEW 2024)

Alle Marktakteure und somit auch der BTR sind verpflichtet, ein sogenanntes Kontaktdatenblatt (Abb. 3) zu erstellen. Dieses kann als Vorlage heruntergeladen und ausgefüllt werden. Im oberen Teil sind die Daten des verantwortlichen Unternehmens (z. B. Betreibergesellschaft oder Betriebsführer) einzutragen, im unteren Teil die jeweils zuständige Abteilung mit Kontaktdaten.

Zusammen mit den oben genannten Zertifikaten müssen diese Kontaktdatenblätter per E-Mail an den Marktpartner (Netzbetreiber) gesendet werden. Die Datenblätter der Netzbetreiber können in der Regel von der jeweiligen Homepage heruntergeladen werden.

5.5 Connect+

Die Kommunikationsplattform Connect+ bietet eine Schnittstelle zwischen Netzbetreiber und Einsatzverantwortlichem. Somit ist sie für Betriebsführer und Anlagenbetreiber vermeintlich uninteressant. Dennoch ist es hilfreich zu wissen, wie Connect+ funktioniert und wofür es eingesetzt wird. Der EIV muss sich über Connect+ als EIV für die Steuerbare Ressource (SR-ID) registrieren. Dabei muss er angeben, wer die Rolle des BTR übernimmt und welche Modelle/Verfahren gewählt wurden.

Achtung: Connect+ ist vollständig automatisiert. Sollte die Meldung des EIV nicht exakt die Stammdaten enthalten, die der Netzbetreiber für diese SR-ID hinterlegt hat, wird die Meldung vom System als unplausibel zurückgewiesen.

Dies kann schwerwiegende Folgen haben, da der Netzbetreiber die Meldung über die verteilten Rollen und die gewählten Verfahren nicht zur Kenntnis nimmt, wenn sie nicht vom System akzeptiert wurde.

So kann es vorkommen, dass z. B. der alte DV monatelang die Rolle des EIV übernimmt oder die Rolle unbesetzt bleibt.

6 Rolle als Betreiber der technischen Ressource (BTR)

6.1 Erstaufschläge und Veröffentlichungen

Wenn die Meldung über Connect+ erfolgreich war und die Software ordnungsgemäß funktioniert, sollten bis zum achten Werktag des Folgemonats die Erstaufschläge des Netzbetreibers eingehen. Diese sind innerhalb von drei Werktagen zu prüfen und zu beantworten.

Bei der Berechnung des Ertragsausfalls ist der Leitfaden zur Berechnung von Ausfallmengen des BDEW sehr hilfreich: [Awh 2020-05 RD 2.0 LF Ausfallarbeit.pdf](#).

Der Prozess kann jedoch nicht ohne die Erstaufschläge des Netzbetreibers gestartet werden. Sollten diese also einmal ausbleiben oder für einzelne Maßnahmen fehlen, ist es die Aufgabe des BTR, diese beim Netzbetreiber anzufragen. Dafür ist es ratsam, die Veröffentlichungen der Netzbetreiber regelmäßig mit den erhaltenen Erstaufschlägen abzugleichen.

Als Hilfestellung ist die Tabelle „Links zu NB-Veröffentlichungen.xlsx“ beigefügt. Sie enthält Links zu den Internetseiten der wichtigsten Netzbetreiber, auf denen die abgeschlossenen Maßnahmen veröffentlicht werden.

Sollten Erstaufschläge fehlen, sind diese umgehend per E-Mail beim Netzbetreiber anzufordern. Dabei sind die Abrechnungs-ID (zu finden in den Veröffentlichungen), der Zeitraum und weitere Stammdaten wie die TR- und SR-IDs anzugeben.

Die Netzbetreiber des EON-Konzerns bieten neuerdings auch Online-Formulare an, um fehlende Erstaufschläge anzufragen:

[Fehlende Erstaufschläge anfordern](#) (Avacon)

[Fehlende Erstaufschläge anfordern](#) (Bayernwerk)

[Fehlende Erstaufschläge anfordern](#) (E.DIS)

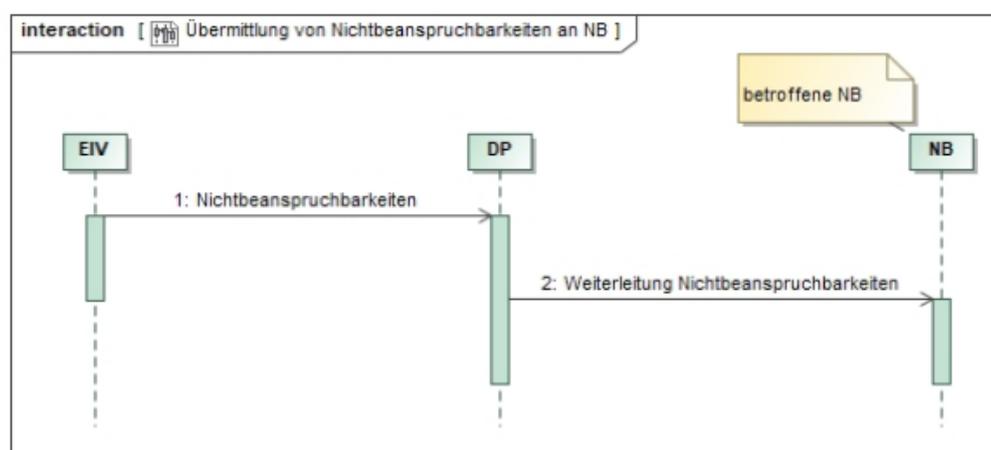
[Fehlende Erstaufschläge anfordern](#) (SH-Netz)

6.2 Fristen

6.2.1 Prognosemodell

Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1 NB	Ermittelte Ausfallarbeit	Bis zum 8. WT im Folgemonat.	Windmessdaten bzw. solare Strahlungsdaten liegen vor.
2 BTR	Bestätigung Ausfallarbeit	Beim ersten Durchlauf bis 8. WT im Folgemonat, sonst 3 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit.	
3 BTR	Ablehnung und Übermittlung Gegenvorschlag	Beim ersten Durchlauf bis 8. WT im Folgemonat, sonst 3 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit.	Wenn der BTR keinen Gegenvorschlag übermittelt, wird die ermittelte Ausfallarbeit aus Schritt 1 übernommen.
4 NB	Übernahme Gegenvorschlag	Beim ersten Durchlauf bis 11. WT im Folgemonat, sonst 3 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit.	
5 NB	Ablehnung Gegenvorschlag	Beim ersten Durchlauf bis 11. WT im Folgemonat, sonst 3 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit.	Wenn keine Einigung bzgl. der Ausfallarbeit bis zum Ende des 11. WT erfolgt, wird die zuletzt durch den NB ermittelte Ausfallarbeit für die Bilanzierung herangezogen.

2.6.2 SD: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Nichtbeanspruchbarkeiten	Unverzüglich, spätestens 1 Stunde nach Bekanntwerden.	EIV erhält Nichtbeanspruchbarkeiten vom BTR
2	Weiterleitung der Nichtbeanspruchbarkeiten	Unverzüglich, spätestens 1 Minute nach Empfang.	

Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1 BTR	Meteorologische Daten	Am folgenden WT bis 8 Uhr für den/die Vortag(e).	Globalstrahlung, Windgeschwindigkeit Eine Aktualisierung der Daten erfolgt bis zum 4. WT im Folgemonat.

Abbildung 4 Fristen (Quelle: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Umsetzungsfragen Redispatch 2.0. 2024 <https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/umsetzungsfragenkatalog-zum-redispatch-20/>).

Bei Nichteinhaltung des Versands der meteorologischen Daten erstellt der Netzbetreiber Ersatzwerte!

6.2.2 Planwertmodell

Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1 BTR	Ausfallarbeit und Fahrplananteil je TR	Spätestens im Folge-Folgemonat.	
2 NB	NB bestätigt Ausfallarbeit und Fahrplanteile des BTR	Spätestens 10 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit.	
3 NB	NB lehnt mit Begründung ab und übermittelt Gegenvorschlag	Spätestens 10 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit.	
4 BTR	Übernahme Gegenvorschlag	Spätestens 10 WT nach Schritt 2 oder 3.	Entspricht Schritt 1. Weiter mit Schritt 2 oder 3 bis zu einvernehmlicher Klärung.
5 BTR	Ablehnung Gegenvorschlag		
6 NB	Ablehnung inkl. Korrekturanforderung		Wenn kein Gegenvorschlag erstellt werden kann.

Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1 BTR	Neues Abrechnungsmodell	30.11. des laufenden Jahres für 01.01. des Folgejahres.	* Der BTR übermittelt die Änderung an den EIV. Dieser informiert über Connect+ die NB über die Änderung.
2 NB	Bestätigung	Bis 10. WT nach Übermittlung des neuen Abrechnungsmodells.	Sollte der NB bis zum Ablauf der Antwortfrist keine Antwort senden, gilt der Modellwechsel als bestätigt.
3 NB	Ablehnung	Bis 10. WT nach Übermittlung des neuen Abrechnungsmodells.	Die Ablehnung ist zu begründen.

Abbildung 5 Umsetzungsfragen Redispatch 2.0. (Quelle: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2024). <https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/umsetzungsfragenkatalog-zum-redispatch-20/>).

6.3 Gegenvorschläge

Entspricht ein Erstaufschlag nicht den Vorstellungen des BTR, muss er diesen innerhalb von drei Werktagen zurückweisen. Danach wird ein Clearingprozess eröffnet. Dazu muss der BTR dem Netzbetreiber per Mail einen Gegenvorschlag unterbreiten.

Dabei sind jedoch einige Besonderheiten zu beachten. Gerade die EON-Netzbetreiber werden Gegenvorschläge, die nicht alle Kriterien erfüllen, rigoros ablehnen. Der Netzbetreiber Avacon beschreibt auf seiner Homepage, welche Angaben eine Gegenvorschlags-Mail enthalten muss:

- SR-ID
- Bilanzierungsmodell
- Abrechnungsverfahren
- Einsatzzeitraum / Uhrzeit (Beginn und Ende)
- Abrechnungs-ID
- Nichtbeanspruchbarkeiten / marktbedingte Anpassungen
- Gewählter Referenzzeitraum
- Lastgangdaten

Bei Spitz oder Spitz-Light wird außerdem benötigt:

- Verwendete Wetterdaten
- Leistungskennlinie
- Korrekturfaktor

Der eigentliche Gegenvorschlag in Form der eigenen Berechnungen muss dann als Excel- oder PDF-Datei beigefügt werden. Screenshots werden nicht akzeptiert.

Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 21234121 0
info@wind-energie.de
www.wind-energie.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto

Wolf Stötzel

Haftungsausschluss

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Der Bundesverband WindEnergie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002154 eingetragen.
Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Herausgeber

Betriebsführerbeirat im Bundesverband WindEnergie e.V.

Autorinnen und Autoren

Alexander Lange, Obmann der AG Redispatch | wpd windmanager GmbH & Co. KG

Berk Osmann | wpd windmanager GmbH & Co KG

Daniel Nagel | GLS Beteiligungs AG

Mohamed Sanhaji | GP JOULE Service GmbH & Co. KG

Sahra von Manger | Ebert Erneuerbare Energien Wind GmbH & Co. KG

Thomas Salje | energy consult GmbH

Timo Westphal | Voss Energy GmbH

Ansprechpartner

Wolf Stötzel | Teamleitung Technik und Betrieb | w.stoetzel@wind-energie.de

Datum

23. Mai 2025