



„Wir sind abrechnungsfähig“

Connect+ forciert Support

Ausgabe Januar 2022

ERV 2.0 – Newsletter für Verteilnetzbetreiber

Liebe Leserin,
lieber Leser,

herzlich willkommen zur ersten Ausgabe unseres ERV2.0-Newsletters dieses Jahres. Zum Start ins neue Jahr wirft sie ein Schlaglicht auf zwei zentrale „Redispatch 2.0“-Themen: „Ausfallarbeit und finanzielle Entschädigung - Wir sind abrechnungsfähig“ sowie „BDEW-Übergangslösung - Connect+ forciert Support“.

Die Komplexität des Projekts hinsichtlich Kooperation, Koordination und Kommunikation aller Akteure untereinander hat dazu geführt, dass der Redispatch 2.0 zum Go-live am 1. Oktober letzten Jahres noch nicht in seiner vollen Ausprägung gestartet wurde. Aufgrund dieser Verzögerungen hat die BNetzA eine Branchenübergangslösung in Bezug auf den energetischen und bilanziellen Ausgleich bis Ende Februar 2022 bestätigt. Doch allen Startschwierigkeiten zum Trotz sind die Netzbetreiber in der Lage, die Ausfallarbeit einer jeden Maßnahme zu ermitteln und die betroffenen Anlagenbetreiber finanziell zu entschädigen.

Die Übergangslösung des BDEW darf keinesfalls als Verschnaufpause fehlinterpretiert werden. Denn für die Implementierung und das Testen der neuen Prozesse ist die Zeit bis Ende Februar immer noch äußerst knapp bemessen. Im Redispatch 2.0 nimmt der Datenaustausch-Prozess eine zentrale Position ein. Als bundeseinheitliche Lösung übernimmt Connect+ dabei die Verteilung aller Informationen zwischen den beteiligten Akteuren.

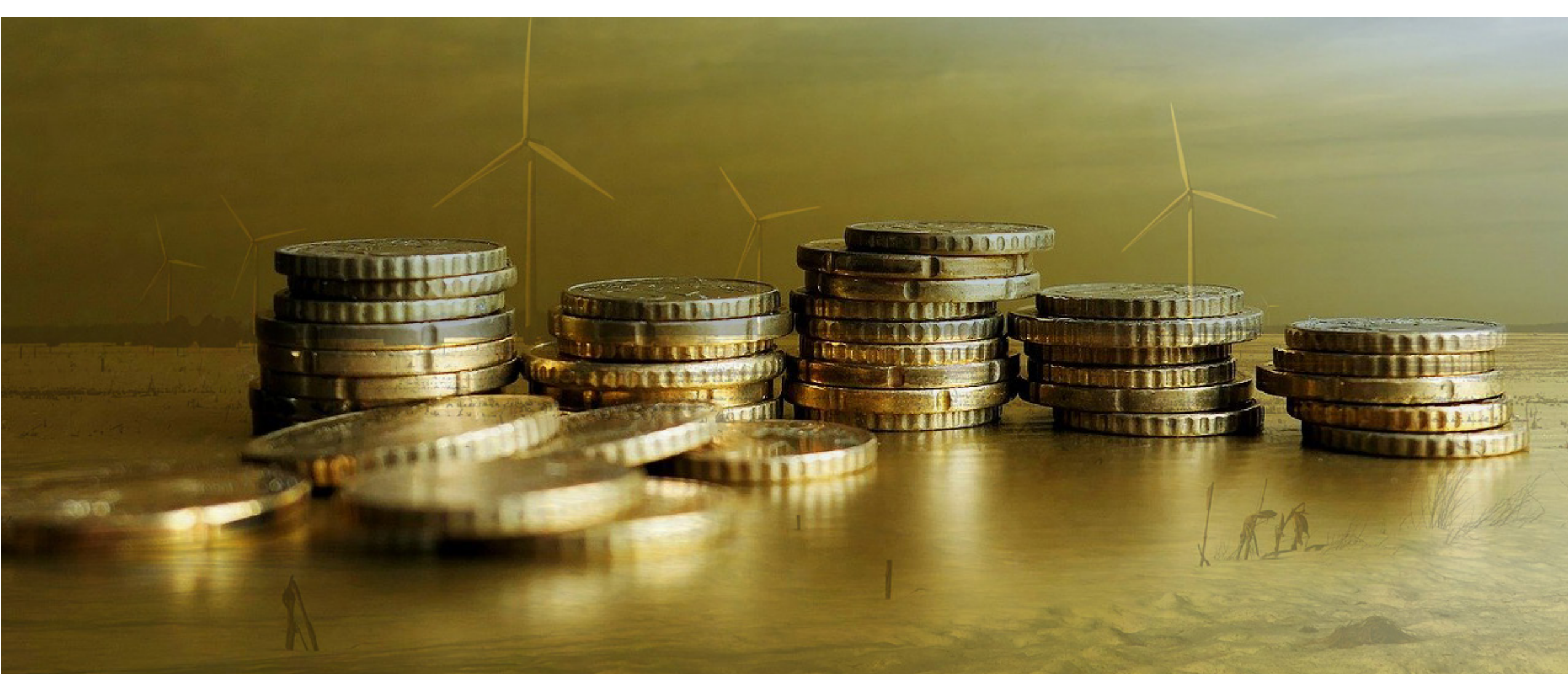
Und wie immer an dieser Stelle würden wir uns freuen, wenn Sie uns auch dieses Mal wieder Ihr Feedback geben. Nutzen Sie dafür bitte einfach den Umfragelink am Ende des Newsletters.

Wir wünschen Ihnen ein erfolgreiches und vor allem sicheres Jahr 2022. Und bleiben Sie bitte weiterhin gesund.

Viele Grüße

Ihr ERV2.0-Newsletter-Team

Ausfallarbeit und finanzielle Entschädigung – „Wir sind abrechnungsfähig“



Redispatch 2.0 (RD2.0) heißt für Netzbetreiber, Erzeuger und Direktvermarkter neue Systeme, Prozesse und Aufgaben. Ein veritabler Kraftakt für die Branche. Die Integration einer Vielzahl von Energieerzeugern in das Engpassmanagement bedingt eine nie dagewesene Komplexität in puncto Kooperation, Koordination und Kommunikation aller Akteure untereinander. Zum Go-live am 1. Oktober 2021 hat die BNetzA daher eine Übergangslösung in Bezug auf den energetischen und bilanziellen Ausgleich bis Ende Februar 2022 bestätigt. Allen Startschwierigkeiten zum Trotz sind die E.ON-DSOs in der Lage, ihrer „Pflicht der Marktkommunikation“ nachzukommen. Sie konnten für alle im Oktober durchgeführten Maßnahmen die jeweilige Ausfallarbeit ermitteln und sofern möglich zur Abstimmung an die Betreiber der technischen Ressourcen (BTR) versenden.

Nach jeder Maßnahme haben Bilanzkreisverantwortliche (BKV) das Recht auf bilanziellen Ausgleich. Die Branchenübergangslösung bezieht sich nun auf die täglichen Prozesse wie die Bilanzierung und den energetischen Ausgleich. Beide bekommen dadurch einen zeitlichen Aufschub. Abrechnungsprozesse ganz am Ende der Kette müssen – das sei an dieser Stelle festgehalten – losgelöst davon betrachtet werden. Sie sind nicht direkt betroffen. Abgerechnet wird ex post, das heißt im Nachgang an einen Eingriff auf Basis der tatsächlichen Abregelung einer Anlage.

Die Abrechnung funktioniert

Nach einem leicht ruckeligen Start sind die Netzbetreiber in der Lage, ihren Erstaufschlag an die BTR zu verschicken. Die BTR können den Erstaufschlag annehmen oder einen Gegenvorschlag schicken. Nach der Einigung beider Parteien auf eine abrechnungsrelevante Ausfallarbeit ist der Weg gebet, dass wenig später eine finanzielle Entschädigung geleistet werden kann. Anfang November, genauer bis zum achten Werktag des Folgemonats, müssen demnach die Erstaufschläge versendet werden. Dabei ist die Abrechnung davon abhängig, dass technische Vorgesysteme die erforderlichen Regeldaten übermitteln. Welche Anlagen waren zu welchem Zeitpunkt betroffen und wurden von wem (ÜNB/VNB) angefordert? Hat der BTR Wetterdaten geliefert? Am Ende nehmen also viele Faktoren Einfluss auf die Ermittlung der Ausfallmengen, die in der Verantwortung der Abrechnung liegt.

Der Kunde kann sich demnach darauf verlassen, dass er finanziell entschädigt wird. Dies sollte immer ab dem 15. Werktag des Folgemonats der Fall sein. Dabei erhält er ein Abrechnungsformular, aus dem neben Ausfallmengen und Entschädigungsbeträgen genau hervorgeht, wann er im jeweiligen Monat von einer Regelung betroffen war. Jeder Anlagenbetreiber hat im Idealfall bei „seinem Netzbetreiber“ ein Vertragskonto, auf das auch seine normale EEG-Abrechnung gebucht wird. Ist der Erstaufschlag bestätigt oder ein Gegenvorschlag binnen drei Werktagen eingereicht, wird für die jeweiligen Mengen der entsprechende Entschädigungsbetrag ermittelt und der Kunde bekommt sein Geld überwiesen.

Die finanzielle Entschädigung

Die Auszahlung wird sich jedoch in einigen Fällen verzögern, da Fristverlängerungen notwendig waren. Das finanzielle Entschädigungsvolumen fällt aktuell sehr gering aus, da ein Großteil der abregelten Anlagen in der Direktvermarktung ist. Betreiber von Anlagen in Direktvermarktung bekommen ihre jeweiligen Ausfallmengen dabei finanziell in Höhe der Marktprämie entschädigt. Letztere ist vom aktuellen Marktwert abhängig, der für die Monate Oktober und November mit mehr als 13 ct/kWh sehr hoch ausfällt. Rechnerisch ergibt sich die Marktprämie aus der Differenz aus dem anzulegenden Wert und dem Marktwert.

Oktober: knapp 50.000 Ausfallmengen ermittelt

Alle Daten, die für die Abrechnungsprozesse benötigt werden, sind mittlerweile in das System eingepflegt und werden regelmäßig verarbeitet. Intern sind das die benötigten Maßnahmenberichte und die Stammdaten. Selbst was die externen Zulieferpflichten wie Bewegungsdaten, Wetterdaten oder an der Anlage gemessenen Lastgangdaten betrifft, gibt es seitens der Netzbetreiber keinen Grund zur Klage. Auf dieser Grundlage konnten bei der Premiere alle mehr als 50.000 Ausfallmengen für den Bilanzmonat Oktober ermittelt werden, die vor Kurzem an die BTR verschickt wurden.

Eine Schiefelage, die zum jetzigen Zeitpunkt noch herrscht, betrifft die Rückmeldungen aus dem Markt, was Einsatzverantwortliche (EIV) und BTR anbelangt. Ein größerer Teil der Anlagen, die potenziell für Maßnahmen herangezogen werden können, ist noch nicht registriert bzw. zugeordnet. Das beeinträchtigt die RD-Dimensionierung sowie die Folgeprozesse, die dadurch noch nicht wie vorgesehen bedient werden können. Mit Blick auf die Abrechnungsprozesse ist dieser Malus jedoch mitnichten ein „Verhinderer“, sondern vielmehr lediglich ein Problem der Datenqualität.

EIV müssen im Wesentlichen zwei Daten über den normalen Standardprozess rechtzeitig für den Zeitpunkt der Ermittlung der Ausfallmengen liefern: Nichtverfügbarkeiten, wenn eine Anlage beispielsweise in Wartung bzw. gestört ist oder etwa eine Nachtabsenkung hat, sowie marktbedingte Anpassungen. Das bedeutet, dass der Direktvermarkter selbst z. B. aufgrund der vorherrschenden Marktsituation eingegriffen hat, weil er den Strom u. U. gar nicht in seinem Portfolio benötigt.

Abrechnungsverfahren

Im RD2.0 gibt es drei Abrechnungsverfahren: das „pauschale“, das „Spitz-“ und das „vereinfachte Spitzverfahren – umgangssprachlich auch „Spitz light“. Dabei zeigt die gängige Praxis, dass die Ausfallmengen immer beim Spitzverfahren besonders realitätsnah berechnet werden können. Im System der Netzbetreiber jedoch ist die Voraussetzung für das Pauschalverfahren zurzeit öfter gegeben. Daher ist die Entscheidung über die Vorbelegung so gefallen, dass der Wert des Pauschalverfahrens herangezogen wird. Jeder Kunde, dem künftig also eine Ausfallmenge und ein Entschädigungsbetrag mitgeteilt werden, weiß spätestens jetzt, dass seine Ausfallmenge im Pauschalverfahren ermittelt wurde, sofern er keine eigenen Angaben zum Abrechnungsverfahren gemacht hat.

BDEW-Übergangslösung – Connect+ forciert Support



Die Netzbetreiberkooperation Connect+ ist am 1. Juli 2021 mit dem operativen Betrieb von „RAIDA“ gestartet. Damit steht für den „Redispatch 2.0“-Prozess (RD2.0) eine einheitliche Lösung für den Datenaustausch sowohl zwischen Betreibern von technischen Ressourcen (BTR), Netzbetreibern (NB) und anderen Marktrollen als auch zwischen NB untereinander zur Verfügung. Aufgrund von Verzögerungen in der Branche hat der BDEW in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) eine Übergangslösung für den bilanziellen Ausgleich erarbeitet. Parallel sind Prozesse zur Lieferung von Basisdaten (momentan im Wesentlichen Stammdaten) zum Teil deutlich hinter den Erwartungen und Vorgaben zurückgeblieben. Diese sind im Zuge der Übergangslösung ausdrücklich nicht ausgesetzt.

Die Branche hat eine Übergangsmöglichkeit vom 1. Oktober 2021 bis zum 1. März 2022 bekommen. In diesem Zeitraum wird der bilanzielle Ausgleich zunächst weiterhin durch den Bilanzkreisverantwortlichen der technischen Ressource durchgeführt. Das hat der gesamten Branche zwar etwas Luft verschafft. Doch die Implementierung der neuen Systeme und das Testen der neuen Funktionalitäten und Prozesse nehmen nach wie vor sehr viel Zeit in Anspruch, sodass die Übergangslösung keinesfalls als Verschnaufpause fehlinterpretiert werden darf.

RAIDA funktioniert

Im Zentrum des Redispatch 2.0 steht ein großer Datenaustausch-Prozess. Connect+ übernimmt dabei die Verteilung der Stamm- und Bewegungsdaten zwischen den BTR und den betroffenen NB nach dem in der Branche bestehenden Postverteilkonzept (PVK) sowie der Informationen zwischen den NB nach dem Netzbetreiberkoordinierungskonzept (NKK). Probleme, die derzeit noch gelöst werden, sind vor allem im Bereich des Anbindungsprozesses der User zu verorten. Hieran wird auf Seiten der User unter Einbindung des Service Desk von Connect+ gearbeitet.

Erweitertes Monitoring

Die Netzbetreiberkooperation dabei ein detailliertes Monitoring. Erstens, um sich ein Bild davon zu machen, wie viele Nutzer derzeit registriert sind und welche Daten fließen. Dabei geht es vornehmlich um absolute Zahlen an Registrierungen, an Nutzern, die mindestens einen Use Case erfolgreich absolviert haben, sowie an EDV-gemeldeten Stammdaten für steuerbare Ressourcen (SR). Und zweitens, um dem BDEW und der BNetzA diese Daten abgestimmt und anonymisiert zur Verfügung zu stellen. Das wird wöchentlich kommuniziert. Aktuell erweitert Connect+ das Monitoring um eine leistungsbezogene Komponente. Die neue Erhebung soll sichtbar machen, wie viel Leistung, wie viel RD-Potenzial jeweils hinter den erfassten Stammdaten steckt.

Bei den Auswertearbeiten wurden derweil hier und da noch ein paar Fehler in puncto Datenmeldungen festgestellt. So konnte beispielsweise ein „Problem mit den Einheiten“ erkannt werden, das immer mal wieder auftritt und auf eine simple Verwechslung von MW und kW zurückgeht. Unterm Strich werden Fehler und Probleme durch ein intensives Monitoring in Verbindung mit klar kommunizierten Etappenzielen nun transparent und systematisch peu à peu beseitigt.

Hilfsmittel und Informationen

Die Kooperation stellt ein umfassendes Portfolio an Hilfsmitteln und Informationen zur Verfügung. Das [Angebot](#) im Download-Bereich spannt einen Bogen von Implementation Guidelines über ein Benutzerhandbuch zum BaseClient und Dokumente zum Testsystem bis hin zu weiteren Unterlagen wie einer Liste der RAIDA-Fehlercodes und deren möglichen Ursachen.

Ziel ist es, in erster Linie den Anbindungsprozess an das System zu erleichtern. Das ist nicht ganz trivial und erfordert häufig Support von IT-Spezialisten, damit alles am Ende auch im Massenprozess, in der Anbindung der einzelnen Prozesse sauber funktioniert. Im direkten Kontakt innerhalb der Kooperation, die sehr stark genutzt wird, können Kolleginnen und Kollegen hier Antworten auf viele sehr spezielle Fragen geben. In regelmäßigen Webinaren findet ein enger Austausch mit allen interessierten Anwendern statt, um konkret auf aktuelle Hürden einzugehen.

Zurzeit treibt viele der richtige Umgang mit Fehlermeldungen um, die bei der Anbindung und/oder der Registrierung erscheinen. Das war u. a. ein großes Thema bei der Stammdatenlieferung. In den Online-Veranstaltungen wird herausgearbeitet, wie Fehlermeldungen zu lesen und zu verstehen sind, welchen Hintergrund ein angezeigter Fehler hat und wie damit konkret umzugehen ist. Der Nutzer erhält praktikable Informationen, wie er den Fehler selbst beseitigen kann. Falls das nicht ohne weiteres möglich ist, steht ihm weiterhin der Service Desk in Form einer Hotline oder per E-Mail zur Verfügung. Zu jedem Webinar werden zudem zeitnah begleitende Unterlagen veröffentlicht und zum Download unter netze-connectplus.de bereitgestellt.

Connect+ in Zahlen

Erste Zahlen liegen vor. Demnach sind Stand jetzt [07|12|2021] anzahlmäßig circa 19 % des erwarteten RD-Potenzials in Form von Stammdaten im System bearbeitet. Hier die Momentaufnahme in Bezug auf die vollständig registrierten Nutzer, was die NB in Deutschland angeht, liegt bei zwei Dritteln. Zudem ist mittlerweile über die Hälfte der zu erwartenden Einsatzverantwortlichen (EIV) im System gelistet. Allein was die Meldung der Lieferanten (LF) betrifft, besteht noch jede Menge Luft nach oben. Aktuell sind lediglich circa 30 von schätzungsweise 400 erwarteten LF bei Connect+ registriert.

Diese noch nicht zufriedenstellende Bilanz hat jedoch verschiedene relativierende Hintergründe im Markt. Demnach fallen die beiden Marktrollen EIV und LF häufig zusammen. Da ist es nachvollziehbar, dass ein registrierter EIV davon ausgeht, dass eine zusätzliche Meldung „nur“, um die nicht mehr nötig ist, zumal er alle relevanten Informationen zu Abrufen sowieso schon als EIV erhält. Denn ein LF registriert sich in der Regel „nur“, um die Abrufinformationen zu erhalten. Dann weiß er genau, dass in seinem Bilanzkreis RD-Potenzial in Anspruch genommen wurde, er während der Übergangslösung selbst aktiv werden muss und nachher in der Ziellösung eben nicht mehr.

Registrierte sich, wer kann!

Solche Punkte wie die Konsequenzen einer Überschneidung zweier Marktrollen werden vom BDEW in Form von sogenannten Umsetzungsfragen bearbeitet. Hier wird vorbereitend und der BNetzA zur Freigabe vorgelegt, ob das Problem nun als Erleichterung systemisch in der EDV sinnvoll gelöst werden kann, oder quasi so bei einer Doppel-Meldung verbleiben sollte. Ergebnis derzeit offen. Doch bis hier eine Lösung gefunden ist, sollten sich tunlichst alle Beteiligten, die können, registrieren. In allen Entscheidungen ist somit Ergebnis offen, darin sind die Experten einig, in jedem Fall die schlechteste, da der Gesamtprozess dadurch ausgebremst wird und die Uhr gnadenlos tickt. Dasselbe gilt selbstredend auch für die aktuell laufende Übergangslösung, die jetzt niemanden dazu verleiten darf, die Hände entspannt in den Schoß zu legen. Die Fristen sind immer noch äußerst ambitioniert und Branchen-Insider warnen eindringlich, dass es keine weitere Übergangslösung geben wird.

Umfrage

Bitte unterstützen Sie uns dabei, diesen Newsletter noch besser auf Ihre Wünsche und Bedürfnisse abzustimmen und Bedürfnisse nach <https://eon.eu.qualtrics.com> an unserer Leserumfrage teil. Herzlichen Dank im Voraus.

Kontakt

Schleswig-Holstein Netz AG
Schleswig-HeinGas-Platz 1
25451 Quickborn
Redispatch2.0@sh-netz.com

[Abmeldung Redispatch-Newsletter](#)