



ERV 2.0 – Newsletter für Verteilnetzbetreiber

Liebe Leserinnen und Leser,

willkommen zur aktuellen Ausgabe unseres ERV 2.0-Newsletters, in dem es um die Schwerpunktt Themen Stammdatenerhebung und Kostenanerkennung geht.

„Ohne Stammdaten läuft im Redispatch 2.0 nichts“, lässt sich die Herausforderung dieses Themas auf den Punkt bringen. Stammdaten sind die Grundvoraussetzung dafür, dass eine Anlage am Redispatch 2.0 teilnehmen kann. Dabei gilt es, verschiedene Komponenten ebenso zu beachten wie den engen zeitlichen Fahrplan. Die wichtigen Informationen hierzu erhalten Sie auf den nachfolgenden Seiten.

Kostenanerkennung ist ein großes Thema in der politischen Diskussion. Die Bestimmungen des Redispatch 2.0 sehen hier eine deutlich weitergehende Verpflichtung der Netzbetreiber gegenüber den Anlagenbetreibern vor als im bisherigen Einspeisemanagement. Den aktuellen Diskussionsstand haben wir im zweiten Beitrag dieses Newsletters für Sie aufbereitet.

Full oder light – die Netzgesellschaften des E.ON-Konzerns bieten ihren nachgelagerten Netzbetreibern und Stadtwerken Unterstützung beim Thema Redispatch entsprechend der kundenspezifischen Netzsituation an. Erste Informationen gibt es in diesem Newsletter. Darüber hinaus stehen die jeweils bekannten Ansprechpartner der Gesellschaften für Dienstleistungen gerne für individuelle Fragen und Lösungen zur Verfügung.

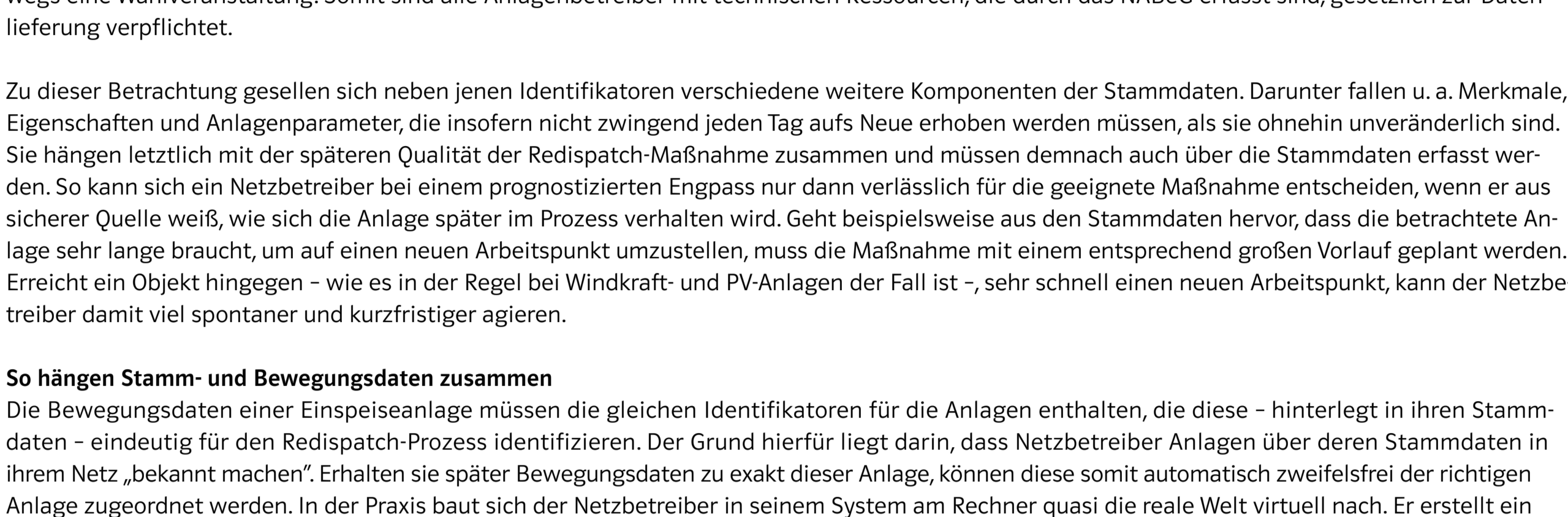
Last but not least freuen wir uns, wenn Sie uns auch für diese Ausgabe wieder Ihr Feedback geben. Nutzen Sie dafür gerne den Umfragelink am Ende des Newsletters.

Wir wünschen Ihnen eine gute Zeit. Und bleiben Sie bitte weiterhin gesund.

Viele Grüße

Ihr Schleswig-Holstein Netz Team

Redispatch 2.0 – Dreh- und Angelpunkt Stammdatenerhebung



Im Redispatch 2.0 spielen die Stammdaten der Einspeiseanlagen eine Schlüsselrolle. Mit ihren darin enthaltenen sogenannten Identifikatoren transportieren sie Informationen, über die eine Anlage bzw. technische Ressource systemisch eindeutig im Prozess zu identifizieren ist. Erst anhand dieser Parameter also bringt sie sich unverwechselbar in den Prozess ein. Stammdaten sind die Grundvoraussetzung, ohne die eine Anlage nicht am Redispatch 2.0 (RD2.0) teilnehmen kann. Letzteres ist als zentraler Bestandteil der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABeG) keineswegs eine Wahlverstellung. Somit sind alle Anlagenbetreiber mit technischen Ressourcen, die durch das NABeG erfasst sind, gesetzlich zur Datenerlieferung verpflichtet.

Zu dieser Betrachtung gesellen sich neben jenen Identifikatoren verschiedene weitere Komponenten der Stammdaten. Darunter fallen u. a. Merkmale, Eigenschaften und Anlagenparameter, die insofern nicht zwingend jeden Tag aufs Neue erhoben werden müssen, als sie ohnehin unveränderlich sind. Sie hängen letztlich mit der späteren Qualität der Redispatch-Maßnahme zusammen und müssen demnach auch über die Stammdaten erfasst werden. So kann sich ein Netzbetreiber bei einem prognostizierten Engpass nur dann verlässlich für die geeignete Maßnahme entscheiden, wenn er aus sicheres Quelle weiß, wie sich die Anlage später im Prozess verhalten wird. Geht beispielsweise aus den Stammdaten hervor, dass die betrachtete Anlage sehr lange braucht, um auf einen neuen Arbeitspunkt umzustellen, muss die Maßnahme mit einem entsprechend großen Vorlauf geplant werden. Erreicht ein Objekt hingegen – wie es in der Regel bei Windkraft- und PV-Anlagen der Fall ist -, sehr schnell einen neuen Arbeitspunkt, kann der Netzbetreiber damit viel spontaner und kurzfristiger agieren.

So hängen Stamm- und Bewegungsdaten zusammen

Die Bewegungsdaten einer Einspeiseanlage müssen die gleichen Identifikatoren für die Anlagen enthalten, die diese – hinterlegt in ihren Stammdaten – eindeutig für den Redispatch-Prozess identifizieren. Der Grund hierfür liegt darin, dass Netzbetreiber Anlagen über deren Stammdaten in ihrem Netz „bekannt machen“. Erhalten sie später Bewegungsdaten zu exakt dieser Anlage, können diese somit automatisch zweifelsfrei der richtigen Anlage zugeordnet werden. In der Praxis baut sich der Netzbetreiber in seinem System am Rechner quasi die reale Welt virtuell nach. Er erstellt ein Modell der Realität, indem er sich auf Datenbasis ein Objekt anlegt, das eine entsprechende Einspeiseanlage bzw. steuerbare Ressource repräsentiert. Diesem Objekt werden Bewegungsdaten zugeordnet. Exemplarisch: Wie viel speist die Anlage ein? Um wie viel kann die Einspeisung bei einem drohenden Engpass variiert werden? Das sind zwei typische Bewegungsdaten, die dann täglich vom Anlagenbetreiber oder für einige Anlagen durch den Anschlussnetzbetreiber erzeugt und geliefert werden müssen. Genau darin, im Zusammenspiel zwischen Stamm- und Bewegungsdaten, liegt auch der Schlüssel zum Erfolg, um am Ende ein für den RD2.0-Prozess vollständiges und taugliches Modell zu erhalten.

Planwert- und Prognosemodell

Bei der Lieferung von Bewegungsdaten für Anlagen gibt es prinzipiell zwei Modelle: das Planwertmodell und das Prognosemodell. Beim Planwertmodell liefert der Anlagenbetreiber neben den Stammdaten auch die Bewegungsdaten. Hingegen bei Anlagen, die im Prognosemodell sind, muss künftig der Netzbetreiber die entsprechenden Prognosen selbst erstellen. Und zu welchem Modell eine Einspeiseanlage letzten Endes gehört, ist wiederum eindeutig in den Stammdaten hinterlegt. Welche Anlage unter welchem Modell fällt, hängt von ihrer Kategorisierung ab und unterliegt festen Regeln. Sofern nichts anderes geregelt ist, werden sich dargebotsabhängige Anlagen wie Windkraft- und PV-Anlagen im Prognosemodell wiederfinden. Während Anlagen wie Kohlekraftwerke, die mit einem Energievorrat betrieben werden, eher nach dem Planwertmodell behandelt werden. Hier muss der Einsatzverantwortliche (EIV) die Planungsdaten liefern, da in der Regel nur er selbst in der Lage ist und über Informationen verfügt, die Fahrweise seiner Anlage für die Zukunft zu benennen.

Komplexität der Stammdaten

Mit der Novelle des NABeG gehen, vereinfacht ausgedrückt, zwei Neuerungen einher: eine immense Erweiterung der Anlagen, die am Redispatch teilnehmen müssen und die Pflicht, dass sich Netzbetreiber vom 1. Oktober dieses Jahres an untereinander koordinieren. Das heißt, einerseits werden aus circa 80 Anlagen, die bislang am Redispatch beteiligt waren, in absehbarer Zeit eher 80.000 (Quelle: Grobschätzung der BNetzA). Auf der anderen Seite werden Netzbetreiber verstärkt Daten austauschen, um gemeinsam Maßnahmen abzustimmen und gegebenenfalls, wenn mehrere Maßnahmen für einen Region stattfinden, ein Optimum zu erarbeiten. Vor diesem Hintergrund ist es zwar richtig, dass zunächst einmal Stammdaten der Anlagen erhoben werden müssen. Diese reichen jedoch für den gesamten Komplex der Netzbetreiberkoordination nicht aus. Daher müssen die Anlagen-Stammdaten von dem Netzbetreiber, bei dem sie angeschlossen sind, noch einmal ergänzt werden. Diese werden anschließend den betroffenen Anlagenbetreibern übermittelt – das sind alle, die in einer Region aktiv sind und somit in einer Wechselwirkung miteinander stehen. Um welche Daten es sich dabei genau handelt, ist in einer Excel-Tabelle festgehalten, die der BDEW auf seiner Homepage zum Download beinhaltet.

Im Verteilnetz werden häufig sogenannte Rundsteuerungen betrieben. Dabei werden mehrere Anlagen unter einem Steuersignal zusammengefasst. Da der Netzbetreiber die Anlagen nicht mehr alle einzeln steuern kann – wenn es schlicht zu viele sind –, bildet er eine Gruppe und steuert diese en bloc. Das heißt, er behandelt sie wie eine steuerbare Ressource (per Definition eine Stromerzeugungseinheit (SEE) bzw. Stromspeichereinheit (SSE)), der ein zusätzlicher Identifikator für die Steuergruppe zugeordnet ist. Diesen Umstand, eine solche Gruppensteuerung, muss der Netzbetreiber, der sie betreibt, an die anderen Netzbetreiber kommunizieren. Damit geht es nun nach den Stammdaten der Anlagenbetreiber und den Daten, die die Netz-Community noch ergänzen muss, schon um einen dritten Block, einen zu den Steuergruppen. Diese Stammdaten kommen nicht vom EIV, sondern vom Anschlussnetzbetreiber und werden ebenfalls anderen Netzbetreibern zur Verfügung gestellt. Schließlich hat ein Netzbetreiber noch die Möglichkeit, Anlagen, die bei ihm angeschlossen sind, zu einem sogenannten Cluster zusammenzufassen – dem in dieser Betrachtung vierten Stammdaten-Block. Hierbei werden die betroffenen Anlagen nicht nur gemeinsam zentral gesteuert, sondern alle zur Verfügung stehenden Informationen inklusive Bewegungsdaten zusammengefasst. Mehrere Anlagen werden dabei virtuell wie eine einzige Anlage behandelt. Natürlich besteht auch hier, was diesen Schritt inklusive aller Details angeht, gegenüber anderen Netzbetreibern eine Informationspflicht.

Vollständigkeit und Qualität entscheiden

Über die Stammdaten realisiert der Netzbetreiber die Zuordnung einer Anlage in seinem Netz – wo ist sie angeschlossen und wie kann sie identifiziert werden? Dasselbe passiert anhand mit den Steuergruppen und Clustern. Dabei geht es immer in erster Linie um die Vollständigkeit der Daten, darum, dass keine Anlage hinten runterfällt, vergessen wird. Vollständigkeit und Richtigkeit der Stammdaten sind tatsächlich der erste Schritt, um überhaupt arbeitsfähig zu werden. Also ohne Stammdatenmeldung kann der Redispatch nicht gestartet werden.

BNetzA: Stammdatenaustausch beginnt am 1. Juli 2021

Das NABeG sieht vor, dass der Redispatch 2.0 am 1. Oktober 2021 losgeht. Der Stammdatenaustausch startet nach den Plänen der BNetzA bereits am 1. Juli dieses Jahres. Das bedeutet nicht, dass bis zu diesem Termin alle Stammdaten vollständig geliefert sein müssen. Nichtsdestotrotz muss den Netzbetreibern, nachdem alle Stammdaten vorhanden sind, bis Oktober ausreichend Zeit für einen gewissen Probelauf und den Aufbau der oben genannten Rechenmodelle mit den Bewegungsdaten zur Verfügung stehen. Falls die Daten zum 1. August vorliegen, bleiben noch circa sechs Wochen, um die eigentliche Stammdatenerhebung gestaffelt anzugehen. Dem erst wenn die Stammdaten da sind, können die anderen Prognosen. Dieses Ziel vor Augen müssen die Netzbetreiber lediglich Stammdaten erheben, die dem Netzbetreiber bisher nicht vorliegen. Das sind insofern z. B. jene Identifikatoren, als diese jetzt alle komplett neu codiert werden müssen. Das gilt also nicht nur für Neuanlagen. Auch alle Objekte in den Bestandsdaten müssen – und das ist neu – einen neuen Identifikator bekommen. Denn keiner der alten Codes wird der teilweise vorhandene EEG-Anlagen Schlüssel hat es geschafft, sich im Redispatch zu behaupten, damit Akteure in der neuen Regime weiter operieren können. Jedoch werden alle übrigen Informationen, die Anlagenbetreiber bereits an das Marktstammdatenregister übermittelt haben, kein zweites Mal erhoben.

Die Pflicht zur Datenerlieferung

Dem Gros aller Akteure ist bewusst, dass sich etwas ändern wird. Es geht jetzt zügig raus aus der „Ad hoc“-Engpassbehandlung rein in einen Vorschau-Betrieb. Und dafür werden Daten gebraucht. Unmengen von Daten. Und die Lieferung ist eine absolute Pflicht. Vor dieser Kulisse und angesichts des engen Zeitfensters ist es hilfreich, dass sich möglichst viele Anlagenbetreiber in puncto Datenerlieferung Unterstützung bei einem EIV holen. Also bei einem externen Dienstleister, der in zahlreichen Fällen der Direktvermarkter sein wird. Das birgt Potenzial, einen von vornherein außerordentlich komplexen Prozess deutlich zu verschlanken. Aber entscheidend bei der Datenerlieferung ist, dass die Betreiber hierfür für genau eine rechtliche Grundlage haben. Diese wird jetzt über die Festlegung der BNetzA „Informationsbereitstellung“ (BK6-20-061) spezifisch und reguliert nun, wer was liefern muss. Ende der Debatte. Und wer sich künftig nicht daranhält, riskiert ein Bußgeld.

Datenformate

Neben einem juristischen haben Daten in diesem Prozess auch einen technischen Aspekt, der zurzeit brandaktuell ist. Die Datenformate sind von BDEW im Entwurf erstellt und an die BNetzA übergeben worden. Nach Abschluss aller Arbeiten, Auswertungen und Nacharbeiten, werden die Formate am 1. April 2021 veröffentlicht. Dann liegen für alle Daten, Stamm- und Bewegungsdaten, die künftig ausgetauscht werden müssen, einheitliche und verbindliche Formate vor. Dabei werden viele Formate zu dem „alten“ Redispatch abwärtskompatibel sein. Das betrifft Bewegungsdaten, bei denen das Gremium durch die Bank gelangen ist. Bei den Stammdaten wiederum hat das nicht funktioniert. Das heißt, das Format, das im „alten“ Redispatch verwendet wird, nicht geeignet ist, um Stammdaten für den neuen Redispatch zu kommunizieren.

Es wird ein Format geben, über das Stammdaten geteilt werden. Und zwar alle vier Pakete: sowohl initiale Meldungen der Stammdaten vom Anlagenbetreiber und die Anreicherungen als auch Stammdaten für Steuergruppen und Cluster. Dann gibt es Datenformate für die eigentliche Einspeisung, also die sogenannten Planungsdaten inklusive Informationen über Merkmale wie Stellvermögen. Dasselbe Format wird auch für Prognose-daten verwendet. Zwei weitere wichtige Formate werden den Disziplinen Nichtbeanspruchbarkeiten und Flexibilitätbeschränkungen zugeteilt.

Absehbare Fallstricke tunlichst vermeiden

Mit dem Wissen, dass die verbindlichen Datenformate erst kommenden April veröffentlicht werden und der Stammdatenaustausch bereits am 1. Juli 2021 beginnt, wird besonders deutlich, wie sehr die Zeit drängt. Daher raten Experten – zumal Netzbetreiber für den gesamten Prozess ohnehin ausreichend Zeit einplanen sollten – so früh wie möglich mit den Arbeiten loszulegen. Ferner darf zu keinem Zeitpunkt die Bedeutung der Vollständigkeit in Sachen Stammdatenerhebung unterschätzt werden. Wenn bei den Planungsdaten im Bereich Prognosen beispielsweise einmal eine Datenerlieferung ausfällt, besteht grundsätzlich die Möglichkeit, diese Daten zu ersetzen bzw. zu kompensieren. Das ist bei Stammdaten nicht möglich. Es ist für den Prozess existenziell, dass diese Stammdaten vorhanden sind. Und zwar vollständig. Am Ende bleibt die Erkenntnis, dass das, was der Netzbetreiber jetzt nicht bekommt, ihm später schmerzhaft fehlen wird.

Gleichzeitig führt kein Weg daran vorbei, frühzeitig dafür Sorge zu tragen, dass die Systeme, die die Daten aufnehmen, tadellos funktionieren. Beim Redispatch 2.0 geht es nämlich um sehr viele Daten, die ausschließlich automatisch erfasst werden können. Die Vorstellung, Daten per E-Mail empfangen und in Ruhe händisch eingepflegen zu können, ist daher pure Illusion. Bei der Datenerhebung an sich ist neben äußerst engagierten Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern ein effizientes Clearing unbedingt vonnöten. Sprich eine wirksame Plausibilitätsprüfung samt Qualitätssicherung, die, wenn Daten nicht plausibel sind oder schlicht fehlen, umgehend ein Nachhaken initiiert.

Fazit

So viel steht fest: Ohne Stammdaten läuft er Redispatch 2.0 nichts. Ohne Stammdaten, ohne eine eindeutige Identifikation aller steuerbaren Ressourcen im Netz steht fest: der Prozess gar nicht erst gestartet werden. Und die Zeit, die bleibt, um diese Schlüsselinformationen vollständig zu erfassen, ist noch knapper, als es ohnehin schon den Anschein hat. Auch wer davon ausgeht, dass sich die Stammdatenerhebung rein auf das Einsammeln der Daten bei den Anlagenbetreibern beschränkt, muss sich sagen lassen, dass er damit noch lang nicht „Redispatch-ready“ ist. Hier kommen noch sehr viele notwendige Netzbetreiber-Tätigkeiten hinzu wie Stammdaten-Ergänzungen, die Netzbetreiberkoordination oder die Stammdatenerhebung zu Steuergruppen und Clustern.

Die ganze Engpassbehandlung ist eine Art Mangelverwaltung. Dabei gibt es nun einmal Dinge, an die sich alle Beteiligten gleichermaßen halten müssen. So sind eben die gesetzlichen Vorgaben. Und die Stellen, die mit darauf achten müssen, dass diese Pflichten auch eingehalten werden, kümmern sich eben darum, dass ein solides System nicht zusammenbricht. Würden sie es nicht tun, wären alle Akteure mit weit größeren Problemen konfrontiert. Auch wenn es angesichts zunehmender Verantwortung und Pflichten derzeit nur ein schwacher Trost ist, so gilt doch zumindest für alle das Prinzip der Gleichbehandlung.

Kostenanerkennung – Alles eine Frage der Kosten



Droht in einem bestimmten Leitungsabschnitt im Netz Überlastung, dürfen Netzbetreiber gemäß § 14 EEG Einspeiseanlagen diesseits des Engpasses anweisen, ihre Einspeisung vorübergehend zu drosseln. Gleichzeitig müssen Anlagen jenseits des Engpasses ihre Einspeiseleistung einstellen, um einen Lastfluss zu erzeugen, der dem Engpass entgegenwirkt. Der Netzbetreiber regelt also eine Anlage im Rahmen des Einspeisemanagements (EinsMan) zur Entlastung eines lokalen Engpasses ab. In der Folge steht dem betroffenen Anlagenbetreiber eine Entschädigungszahlung zu, die ihn (nahezu) so stellt, als habe der Regelleingriff gar nicht stattgefunden. Bislang konnte der Netzbetreiber die anfallenden Auslagen als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ komplett in die Netzentgelte abwälzen. Im Redispatch 2.0 (RD2.0) hat sich dieser Passus geändert. Seither ist das Thema Kostenanerkennung tatsächlich eine große Diskussion in der Politik.

Nach den neuen Bestimmungen des Redispatch 2.0 hat der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber bzw. dem Bilanzkreisverantwortlichen dahinter über die bisher reine Entschädigungszahlung hinaus künftig auch die ausgefallene Strommenge zur Verfügung zu stellen. Der Anlagenbetreiber wird wieder so gestellt, als hätte es die Maßnahme nie gegeben. Zum einen mit der Entschädigung in Höhe der Marktpremie zum Zeitpunkt des Eingriffs inklusive aller durch die Abschaltmaßnahme entstandenen Aufwendungen und Kosten. Zum anderen mit der Entschädigung in seinem Bilanzkreis die Strommenge gestellt, die der Netzbetreiber zuvor abgeregelt hat, und kann damit weiter am Markt agieren. Vor der Neuregelung mussten der Anlagenbetreiber sich noch selbst darum kümmern, dass er die Strommenge, die ihm abgeregelt wurde, woanders herkriegt.

Sein gutes Recht

Die augenscheinlich komfortable neue Situation für den Anlagenbetreiber resultiert aus der gesetzlichen Verpflichtung des Anschlussnetzbetreibers (ANB), dessen Strom abzunehmen. Doch angesichts der zunehmenden Einspeisung von der Lage am zentralen EE-Anschluss und der daraus resultierenden veränderten Lastflüsse im Netz sind Netzbetreiber dazu nicht immer in der Lage. Somit ist es aus Sicht des Anlagenbetreibers sein gutes Recht, dass ihn der ANB so stellt, als könne dieser zu jedem Zeitpunkt genügend Kapazität zur Verfügung stellen. Und dafür fallen künftig natürlich Kosten an. Für den ANB sind solche Kosten aber nicht im Vordergrund. Die Fragen, die die Branche derzeit umtreiben, lauten: Was passiert mit diesen Kosten ab Oktober? Wie und in welchem Maße werden sie künftig anerkannt?

Kostenanerkennung – ein Szenario

Auf der Suche nach Antworten, nach einer Anschlussregelung mit der Politik, die diese Kosten in Zukunft zu handhaben sind, geben sich die Partner zuversichtlich, dass es rechtzeitig eine Lösung geben wird. Noch vor dem 1. Oktober dieses Jahres. Das heißt, dass die Netzbetreiber künftig nicht zu 100 % auf den anfallenden Kosten sitzenbleiben werden. So viel habe die Politik bereits versprochen.

Derzeit skizzieren einige Netzbetreiber folgendes Szenario: Wenn diese Engpassmanagement-Kosten in einer Phase entstehen, in der der Netzbetreiber im Grunde genommen gar nichts dafür kann, gehen sie davon aus, dass die Aufwendungen vollständig anerkannt werden müssen. Denn Netzausbau vor allem in den hohen Spannungsebenen kann v. a. wegen der vorgesehenen behördlichen Planungs- und Genehmigungsprozesse gar nicht so schnell stattfinden, wie neue Erzeugungsanlagen ans Netz gehen. Also kann ein Netzbetreiber seiner Netzausbaupflicht aufgrund exogener Einflüsse in der Zeit einfach nicht nachkommen. In einer späteren Phase, in der davon auszugehen ist, dass Netzbetreiber bei fehlerfreiem Vorgehen den Netzausbau fertiggestellt haben können, sofern sie sich dafür und nicht etwa für die sogenannte Spitzenkappung entscheiden, sind Netzbetreiber durchaus bereit, die RD-Kosten auf Effizienz überprüfen zu lassen. Sollte dabei zu Tage treten, dass sie nicht effizient genug waren, könnten Teile davon auf ihre eigene Rechnung gehen. Auf diesem Gedankenmodell fußen derzeit die Verhandlungen mit der Politik bzw. zunächst mit dem Bundesminister für Wirtschaft und Energie (BMWi). Aktuell gibt es weder die entsprechende Novelle der ARegV (Anreizregulierungsverordnung) noch ist ein Entwurf dazu bekannt.

In puncto Kostenanerkennung zu beachten

Die Implementierungskosten für den Redispatch 2.0 werden – sofern sie effektiv sind, heißt es – bereits anerkannt. Das geschieht über das Regulierungskonto. Jeder Netzbetreiber hat, das ist hinlänglich bekannt, bis zum 30. Juni 2021 seinen Regulierungskonto-Antrag zu stellen. Hierbei muss er natürlich entscheiden, welche Implementierungskosten, also die Kosten, die für die Vorbereitung des RD2.0 erforderlich sind, er dort einbringt, um diese geltend zu machen. Für jede Regulierungsperiode legt die BNetzA das Ausgangsniveau, also die Erlösgrenze (EOG) fest. Das ist einband, um die Kosten der Netzbetreiber in der jeweiligen Regulierungsperiode erlösen darf. Natürlich atmet das Gebilde in gewissen Grenzen. Deshalb gibt es solche Positionen wie „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ und „beeinflussbare Kosten“ sowie „nicht beeinflussbare Kosten“ und eben auch „volatil Kosten“. Da ein Netzbetreiber ja nicht schon sieben Jahre im Voraus verbindlich zusagen kann, welche Abnahmeverhältnisse er im Netz haben wird, ist Regulierungskonto gleich so etwas aus. Und u. a. über diesen Regulierungskonto können Netzbetreiber solche Implementierungskosten geltend machen.

Kostenanerkennung bald entscheiden?

Zurzeit ist die Grundratsfrage, als welcher Kostentyp die Redispatch-Kosten in der Anreizregulierung gelten sollen, noch nicht beantwortet. Dieser entscheidende Punkt befindet sich gerade in der Gesetzgebungs- bzw. Verordnungsgebungsphase. Netzbetreiber rechnen tatsächlich innerhalb der nächsten Wochen damit, dass nun als nächstes der erste Entwurf einer Regelung des Wirtschaftsministeriums im Sinne einer ARegV-Anpassung kommt und zur Diskussion gestellt wird.

Unabhängig davon, zu welchem Ergebnis die Kostenanerkennung führt, werden sich Netzbetreiber auf diesen Prozess einstellen müssen, der vom 1. Oktober 2021 an bedient werden muss. Worauf er sich dabei einstellen muss, ist ein völlig neuer Prozess, der natürlich auch eine gewisse Zeit der Implementierung in Anspruch nehmen wird. Wenn definitiv eine Einigung auf eine eindeutige Regelung zur Kostenanerkennung zu erwarten ist, dazu sind Experten derzeit noch höchst selten zu einer Stellungnahme zu bewegen. Darüber geredet jedenfalls wird jetzt schon sehr, sehr lange.

Im Grunde brauchen Netzbetreiber spätestens bis zum 1. Oktober dieses Jahres, wenn's richtig losgeht, die förmliche Verordnung auf dem Tisch. Ansonsten nämlich droht ein juristisches Vakuum. Zumal die erherrte Verordnung ja rechtlich auch noch gar nicht umgesetzt ist. Zur Not könnte eine praktikable provisorische Übergangslösung hier so aussehen, dass zunächst einmal die Zeit bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode rechtlich geregelt wird. Was im Grunde niemand so wirklich anstrebt, da das avisierte Ziel natürlich die finale Komplettregelung innerhalb der dafür verbleibenden Frist sein sollte. Das heißt, es gibt also einen vergleichsweise hohen Leistungsdruck bis zum 1. Oktober 2021. Vorgehen einiger weniger Branchen-Insider – und eine fundierte Experteneinschätzung in dieser Situation ist ja meistens besser als gar nichts – führt daher von einer einiger bis zur parlamentarischen Sommerpause aus. Sonst wird es, nicht zuletzt mit Blick auf die anstehende Bundestagswahl in diesem Herbst und die damit verbundenen verschobenen Prioritäten der Protagonisten, eng.

Noch ein gewisses Ungleichgewicht

Wenn es zu keiner einhundertprozentigen Kostenanerkennung kommt, sieht die Branche eine Benachteiligung genau derjenigen, die einen bedeutenden Beitrag zur Energiewende leisten. Von den RD-Maßnahmen betroffen sind nämlich überwiegend Netzbetreiber, die hohe Anteile an EE-Anlagen in ihrem Netz haben. Diese würden dann aber einen Teil der Kosten nicht anerkannt bekommen. Das heißt, derjenige, der keine RD-Maßnahmen „zu befechten“ hat, hat dieses Problem nicht. Von dieser Warte aus betrachtet entstünde hier mittelfristig schon ein gewisses Ungleichgewicht bei diesem Thema. Daher erproben Netzbetreiber derzeit ein alternatives Modell, das hier zumindest gewisse Zeiträume differenziert und berücksichtigt. In diesen Zeiträumen wird angenommen, dass es der Netzbetreiber unter normalen Umständen schaffen kann, den RD auch wieder abzuschlachten, indem er sein Netz entsprechend ertüchtigt hat, um im Prinzip dieses Risiko zu verringern.

Was bedeutet dies es Mindestkosten?

Von der Politik ist es so gewollt, dass die EE-Anlagen bei Engpässen länger am Netz bleiben dürfen. Mit diesem Ziel vor Augen hat die BNetzA sogenannte Mindestkosten verabschiedet, den Faktor zehn für die EE-Anlagen und fünf für die KWK-Anlagen festgelegt.

Die Grundannahme – Kosten sparen das Wahl alter

Die Grundannahme, weshalb das NABeG überhaup novelliert wurde, basiert auf den Ergebnissen einer Studie. Sie hat ergeben, dass die Kosten für den Redispatch um 200 Mio. Euro pro Jahr gesenkt werden können, wenn der Prozess verändert wird. Wenn der alte Redispatch und das EinsMan zusammengeführt und gemeinsam in diesen Prozess transfertiert werden und vor allem der Redispatch auf signifikant mehr Anlagen ausgeweitet wird. Die Kosten heute belaufen sich auf rund eine Mrd. Euro pro Jahr. Es wurde also analysiert, dass die Kosten für den Gesamtprozess durch die Umstellung gesenkt werden können. Vor diesem Hintergrund profitieren im Prinzip die Allgemeinheit oder besser die Stromverbraucher von niedrigeren Redispatch-Kosten.

Wenn in Zukunft Engpässe drohen, können nebenbei bemerkt insbesondere viel besserer Lösungen bei der Engpasshebung identifiziert werden, als jetzt viel mehr Anlagen (technische Ressourcen) beteiligt sind. Netzbetreiber sind nicht mehr gezwungen, beispielsweise ein riesiges Kraftwerk abzuregeln, müssen nicht mehr sofort einen riesigen Kostenblock verursachen. Die Schere zwischen der rasch wachsenden Erzeugungskapazität der erneuerbaren Energien und der Schaffung der zugehörigen höheren Netzkapazität führt zwangsläufig zum Redispatch. Und um die Kosten, die Netzbetreiber in der momentanen Phase leider nicht vermeiden können, noch weiter zu senken, wurde der Prozess in den Redispatch 2.0 überführt.

Zu dieser vornehmlichen Kostenvorgabe kommt quasi als erfreuliches Nebenprodukt das Thema Systemstabilität hinzu, das aus den aktuellen Veränderungen gestärkt hervorgehen soll. Denn stabil bedeutet das EinsMan für EE-Anlagen lediglich, dass nach dem Abregeln einer Anlage eine entsprechende Entschädigung fällig wird. Und der betroffene Anlagenbetreiber würde danach mit dem Problem, sich Ersatzenergie beschaffen zu müssen, alleingelassen. Im Zweifelsfall, wenn der netzverfügbare Kapazität nicht ausreicht, wird der Netzbetreiber verpflichtet, die Regelergiebedarf im System. Künftig wird das alles in einem Prozess gepackt: Abregelung und die Beschaffung der Ersatzenergie aus einem Guss können in einem Prozess viel passgenauer und planbarer ablaufen.

Dienstleistungsangebot – Externer Markt

Durch die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABeG 2.0) werden ab Oktober 2021 auch kleinere Netzbetreiber in die Verantwortung genommen, im Rahmen von Redispatch 2.0 umfangreich tätig zu werden. Innerhalb des Konzerns wurde während der letzten Monate konzentriert nach Möglichkeiten gesucht, Stadtwerken dabei aktiv unter die Arme zu greifen.

Herausforderungen, die es zu bewältigen gilt

Die gesetzlichen Anforderungen an Netzbetreiber unterscheiden sich je nachdem, ob das eigene Netz von Engpässen betroffen ist oder nicht. Ist das eigene Netzgebiet engpassbetroffen, sind die Anforderungen umfangreicher als für den Fall, dass lediglich im vorgelagerten Netz Engpässe auftreten. Die Fälle wider für den Netzbetreiber breite Investitionen in die Systemumgebung und in die Personalstruktur bedeuten. Der Netzbetreiber muss sich die unternehmerische Frage stellen, ob er diese Herausforderungen selbst annehmen kann und die, oder ob er sich Unterstützung bei Dienstleistern sucht.

Bewältigung mithilfe von Dienstleistungsangeboten

Durch unser Dienstleistungsangebot verringert sich der Anpassungsbedarf der eigenen Systemwelt, sodass möglicherweise notwendiger Schulungs-aufwand des Personals minimiert und weniger Ressourcenaufbau vermieden werden können.

Netzbetreiber, deren eigene Netze nicht engpassbetroffen sind, benötigen unter anderem den Datenaustausch mit Anlagenbetreibern, Einsatzverantwortlichen und anderen Netzbetreibern. Es sind Einspeiseprognosen für Anlagen im Prognosemodell zu erstellen und Qualitätsprüfungen der Prognosen durchzuführen. Eine 24/7 Besetzung ist erforderlich, um die Anlagensteuerung in Echtzeit durchführen zu können. Hinzu kommen die Datenbereitstellung für Bilanzierungsaufgaben sowie die Ermittlung der Ausfallarbeit zur Abrechnung der Anlagenbetreiber.

Bei Netzbetreibern, bei denen sowohl das eigene Netz als auch das ihnen vorgelagerte engpassbetroffen sein könnte, fallen weitere Aufgaben an. Zu den bereits aufgezählten kommen das Erstellen von Netzstatusanalysen und die Redispatchdimensionierung sowie der energetische Ausgleich der Redispatchmaßnahmen hinzu.

Unterstützung auf Augenhöhe

Die „Alles aus einer Hand“-Lösung ermöglicht, verschiedene Dienstleistungen in einem Vertrag zu bündeln. Die Kommunikation zwischen dem Kunden und dem Netzbetreiber wird durch einen einzelnen Ansprechpartner enorm erleichtert. Unsere Lösung zeichnet sich durch einen geringen Datenaustauschbedarf und eine hohe Umsetzungsgeschwindigkeit aus.

Weitere Informationen können auf den Webistes der einzelnen DSO eingeholt werden. Bekannte Ansprechpartner für Dienstleistungen stehen Ihnen zur Beantwortung Ihrer Fragen zur Verfügung. Je nach Wunsch kann anschließend ein individuelles Angebot erarbeitet werden.

Umfrage

Unterstützen Sie uns dabei, den Newsletter noch besser auf Ihre Wünsche und Bedürfnisse anzupassen und nehmen Sie an unserer Umfrage teil.

https://eon.eu.qualtrics.com/jfe/form/SV_bjhlHuldKA1w7RmB

Kontakt

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

Abmeldung Redispatch-Newsletter