

Transparenz statt Black Box im Niederspannungsnetz: Umsetzung von § 14 EnWG und § 9 EEG

Astrid Beckers

Angesichts des massiven Zubaus an Heim-Photovoltaik, Elektromobilität und Wärmepumpen wird die aktuelle Auslastung der Niederspannungsnetze immer unvorhersehbarer und das Sicherstellen der Stabilität zu jeder Zeit immer schwieriger. Netzbetreiber dürfen mit § 14a EnWG steuernd eingreifen – jedoch wird vielerorts die Niederspannungsebene nicht ausreichend überwacht und Steuermöglichkeiten für die einzelnen Verbraucher fehlen auch. Wie man diese Herausforderung zielgerichtet angehen kann, zeigt der Artikel am Beispiel des Netzbetreibers ÜZ Mainfranken.

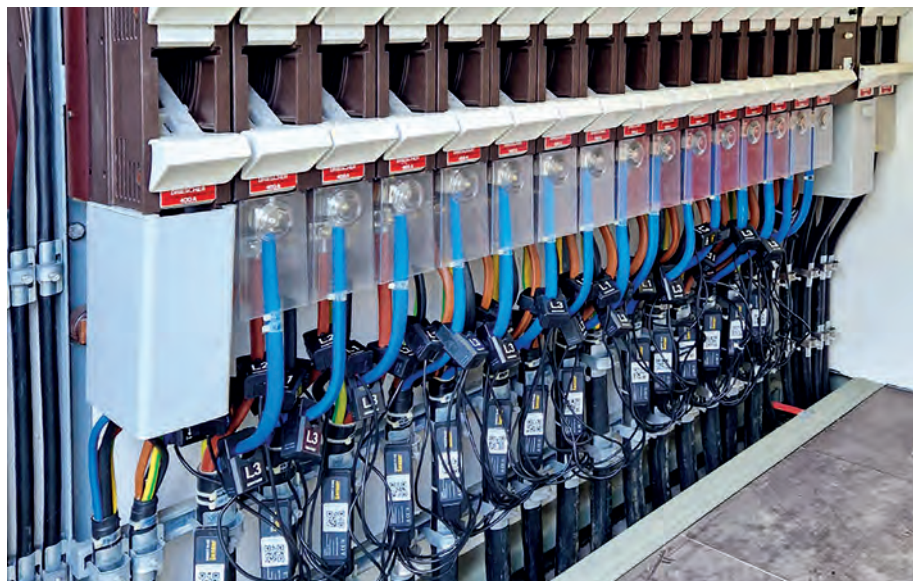
Inzwischen findet die Umsetzung der Energiewende auch massiv auf der Niederspannungsebene statt. Ob Elektromobilität, Wärmepumpen oder Heim-Photovoltaik – die Bürger werden zunehmend aktiver und investieren in ihr eigenes „Grüner werden“. Nicht erst seit gestern stoßen manche Netze an ihre Grenzen – sowohl einspeiseseitig durch die Mengen an Kleinst-Erzeugern, als auch verbrauchsseitig insbesondere durch Elektromobilität und Wärmepumpen – und eine weitere Verschärfung der Situation ist absehbar.

Höchste Zeit also, die Erhaltung der Netzstabilität und die Vermeidung von Netzengpässen in Niederspannungsnetzbereichen durch gesetzliche Vorgaben zu flankieren. Diese ermöglichen es den Netzbetreibern, steuernd in die Netze einzugreifen, und so mehr Zeit für den Netzausbau zu gewinnen, an dem sie auch mit Hochdruck arbeiten.

Inzwischen erhöhen Redispatch 2.0, die Novelisierung von § 14a EnWG, § 9 EEG und weitere Regelungen den Handlungsdruck bei den Netzbetreibern wie der ÜZ Mainfranken eG. Sie müssen lieber früher als später dafür sorgen, auch in den unteren Netzbereichen regelnd eingreifen zu können. Am großflächigen Rollout von Netztechnik, dem Aufbau einer Infrastruktur zur Steuerung sowie am Einsatz einer hochautomatisierten IT-Lösung zur Koordination der vielen einzelnen Steuerungseingriffe führt mittelfristig kein Weg mehr vorbei.

Herausfinden, was minutenaktuell im Niederspannungsnetz passiert

Im Netzgebiet der ÜZ in der Region Main-Steigerwald steht einer installierten Erzeugungsleistung von 430 MW eine Jahreshöchstlast von 70 MW entgegen. Schon heute



Am großflächigen Rollout von Netztechnik, dem Aufbau einer Infrastruktur zur Steuerung sowie am Einsatz einer hochautomatisierten IT-Lösung zur Koordination der vielen einzelnen Steuerungseingriffe führt mittelfristig kein Weg mehr vorbei
Bild: ÜZ Mainfranken

wird dort bilanziell mehr Strom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt als verbraucht. In solchen ländlichen Netzgebieten ist das Verteilen und ggf. lokale Abregeln der überschüssigen Stromerzeugung (nach § 9 EEG) eher ein Problem als etwaige Versorgungsengpässe für angeschlossene Verbraucher. Anders in städtischen Netzgebieten: Dort sind Verbrauchsspitzen durch die (neue) kurzfristige Anschlusspflicht für Wärmepumpen und Ladesäulen (§ 14a EnWG) der kritische Faktor, der unvorhergesehene Netzengpässe erzeugt – zumindest für diejenigen Netzbereiche, in denen der Netzausbau den zusätzlichen Anschlüssen noch folgen muss.

Die aus diesen beiden Fällen abgeleitete Herausforderung ist jedoch überall die gleiche: Weil die Niederspannungsnetze heutzutage fast nirgendwo gemessen und überwacht wer-

den, müssen die Netzbetreiber präventiv steuernd in ihr Niederspannungsnetz eingreifen, ohne überhaupt zu wissen, was genau dort vor sich geht. Denn klassischerweise werden Netze nur an größeren Knotenpunkten überwacht; Netzberechnungen beruhen auf Annahmen und oft werden nur die Worst Cases betrachtet, die recht statische Verhaltensmuster zugrunde legen.

Wie genau die aktuelle Netzauslastung in den Ortschaften oder gar Straßen ist, gleicht einer Black Box und viele Netzbetreiber wissen nicht, wo genau sie wie stark eingreifen müssten, um Engpässen präventiv oder kurativ entgegenzusteuern. Die traditionelle theoretische Netzberechnung stößt an ihre Grenzen und reicht nicht mehr aus, um die Netze zielgerichtet und minutenaktuell stabil zu halten, ohne überzureagieren. Um ad hoc

eine Steuerungsstufe nach § 14a EnWG abzuleiten, benötigen Netzbetreiber wie die ÜZ eine Online-Netzzustandsbewertung basierend auf minutenaufgelösten Daten aus der Messung der Leitungstränge und der Netzanschlüsse.

Deshalb müssen Netzbetreiber zunächst dafür sorgen, dass sie detaillierte minutenaktuelle Kenntnisse über die Zustände in ihrem Niederspannungsnetz haben – und zwar jederzeit und genau lokalisiert. Das bedeutet, Messtechnik flächendeckend auszurollen, die Ortsnetzstationen (ONS) intelligent zu machen und alle erfassten Daten gesammelt auszuwerten – kurz: Die Netze zu digitalisieren. So entsteht die Basis für das frühzeitige Erkennen von aktuellen Engpässen und folglich das Definieren und Durchführen von Steuerungsmaßnahmen.

Erste Schritte und Mind Change

Als im November 2023 die Novellierung von § 14a EnWG final beschlossen worden ist, sind die Verantwortlichen bei der ÜZ sehr schnell aktiv geworden. Das Ziel: so schnell wie möglich ein Monitoring- und Steuersystem für die Niederspannung aufbauen und nicht abzuwarten, bis tatsächlich Probleme auftreten. „Der erste Engpass kommt bestimmt“, meint Andreas Ebert, Leiter Netzplanung bei der ÜZ. „Außerdem ist für uns als moderner Energieversorger das Einbeziehen der Haushalte in die Energiewende ein logischer und richtiger Schritt. Dass wir dafür die Niederspannungsebene digitalisieren möchten, dient nicht allein der Erfüllung eines Gesetzes, sondern vielmehr dazu, die Voraussetzungen zu schaffen, dass sich die 125.000 Menschen in unserer Region aktiv in die Energiewende einbringen können.“ Wenn man eventuelle Engpässe möglichst punktgenau erkennen kann, kann man die betroffenen Bereiche erstens frühzeitig in der Netzausbauplanung berücksichtigen und zweitens sicherstellen, dass eventuell nötige vorübergehende Steuerungsmaßnahmen für die Kunden keinen Komfortverlust bedeuten.

Also hat man all diejenigen aus dem Unternehmen zusammengetrommelt, die von der Novellierung des § 14a EnWG betroffen sind. Nicht nur den Netzbetreiber und den haus-eigenen grundzuständigen Messstellenbetreiber (MSB), sondern auch die Lieferanten,

um das Thema „Dynamische Tarife“ schon frühzeitig „mitzudenken“. Denn Preissignale sollen über die gleiche Infrastruktur zu den Verbrauchern gebracht werden. In der ÜZ musste erst ein abteilungsübergreifend gemeinsames Verständnis der neuen Prozesse entwickelt werden, um darauf basierend zu definieren, welche Abteilung aus welcher Marktrolle heraus welche Aufgabe in diesem komplexen Zusammenspiel hat. „Diese neue rollenübergreifende Denkweise war anfangs für alle Beteiligten ungewohnt, aber da alle Kolleginnen und Kollegen sich bei uns gut kennen und tagtäglich auf dem Flur begehen, war der ‚Mind Change‘ schnell vollbracht und das abteilungsübergreifende Team hat losgelegt“, erklärt Ebert.

Viel gravierender war die Erkenntnis, dass auch die zur Umsetzung benötigten Daten verteilt in mehreren IT-Systemen (GIS/Netzplanung, Energiedatenmanagement EDM, Verbrauchsabrechnung VA) liegen, dass diese Systeme schlecht untereinander kompatibel sind und nicht miteinander kommunizieren können, die Daten sehr heterogen sind, unterschiedliche Bezeichnungen und Nummern für die gleichen Ressourcen verwendet werden und so weiter. Beispielsweise „weiß“ die Leitstelle, dass in einem bestimmten Netzbereich eine Anlage von 3 MW angeschlossen ist, aber meist nicht, wem sie gehört. Umgekehrt „weiß“ das Verbrauchsabrechnungssystem, dass eine bestimmte Person eine 3-MW-Anlage besitzt, aber nicht, wo diese steht.



Abb. 1 Andreas Ebert, Leiter Netzplanung, ÜZ Mainfranken
Bild: ÜZ Mainfranken

Aus diesen vielen unterschiedlichen „Inseln“ einen konsistenten gemeinsamen Daten-Pool zu entwickeln und diesen zusätzlich mit minutenaktuellen Messwerten zu verschneiden, würde komplex und sehr aufwändig werden, so die Befürchtung. Ebert meint: „Sämtliche Angaben zu einer technischen Ressource müssen miteinander kombiniert werden. Es ist eine Mammutaufgabe, um die kein Netzbetreiber herumkommt.“ Ziel ist eine zentrale Datenhaltung anstelle von aufwändigen Schnittstellen und ständiger Synchronisierung der Einzelsysteme.

„Eine ähnliche Ausgangslage haben wir bei fast allen Netzbetreibern festgestellt, mit denen wir zusammenarbeiten“, bemerkt Rainer Peters, Experte für § 14a-Prozesse und -IT-Lösungen bei KISTERS. „Inzwischen haben wir gute Erfahrungen darin, gemeinsam festzulegen, wie ein sinnvoller systemübergreifender Daten-Pool strukturiert sein sollte, um eine zukunftsfähige Überwachung und Steuerung der Niederspannung zu ermöglichen. Und um die heterogenen Daten in diesen Pool hineinzubringen, können wir ein flexibles, hauseigenes IT-System zur Datenintegration nutzen.“

IT-Lösung auswählen und schrittweise aufbauen

Bei der Suche nach einem passenden IT-Lösungsanbieter haben die Verantwortlichen der ÜZ neben den Herstellern der Bestandssysteme wie KISTERS auch neue Anbieter geprüft. „Dass wir uns für die Zusammenarbeit mit KISTERS zum Aufbau eines Testsystems entschieden haben, lag nicht nur daran, dass wir bereits seit Jahrzehnten das Leit-system und das Energiedatenmanagement-system sowie seit Mitte 2023 auch die Redispatch-2.0-Lösung der Aachener einsetzen. Ausschlaggebend war vielmehr, dass KISTERS eine § 14a-Komplettlösung für Netzbetreiber mit allen nötigen Komponenten und Funktionalitäten aus einer Hand anbietet und wir somit unnötige Kommunikation und Schnittstellen zwischen mehreren Herstellern vermeiden können“, begründet Ebert die Entscheidung.

Komplettlösung aus einer Hand bedeutet, dass alle Prozessschritte für Netzbetreiber in Software-Komponenten wie u.a. einem Niederspannungs-Cockpit, einem FlexMana-

ger und einem Stammdatenmodul abgedeckt sind – von der Stammdatenintegration aus unterschiedlichen Quellsystemen und der Verschneidung mit minutenaktuellen Messdaten über die Überwachung des Niederspannungsnetzes, Prognose von Netzzuständen und Erkennen von kritischen Situationen, Ableiten von präventiven Steuerungsmaßnahmen bis zur Weitergabe der Schaltbefehle an die MSB. Auch der MSB-Part kann hinzugenommen werden, falls die für das jeweilige Netzgebiet zuständigen MSB noch keine eigene Lösung für das CLS-Management haben.

Eine wichtige Anforderung an eine § 14a-Lösung ist eine hohe Dynamik, um minutenaktuell die gemessenen Werte aus den ONS aufzunehmen und auszuwerten. Sog. digitale Zwillinge, d.h. möglichst realitätsnahe, detailgetreue Abbilder des gesamten Netzes, wie man sie häufig in Netzplanungssoftware findet, sind für diese Use Cases im Normalfall zu statisch bzw. langsam.

Seit Start des Pilotprojekts Ende 2023 haben die ÜZ und KISTERS Schritt für Schritt die KISTERS-IT-Lösung an die individuellen Begebenheiten der ÜZ angepasst, ausgiebig getestet und dabei insgesamt einen starken Fokus auf Praxistauglichkeit gelegt. „Aus der Zusammenarbeit und dem Austausch auf Augenhöhe sind viele praxisnahe Funktionalitäten entstanden, die nun über das Hosting in der KISTERScloud direkt auch anderen Netzbetreibern zugutekommen – beispielsweise zur Visualisierung von Live-Daten“, so Peters.

Inzwischen ist bei der ÜZ der Aufbau der wichtigsten Lösungsbestandteile auf einem sehr guten Weg. In einem neuen Niederspannungscockpit läuft die Überwachung bestimmter Ortsnetzstationen und Niederspannungsnetzbereiche und umfasst Funktionalitäten wie Datenauswertung, Alarmierung und die Weitergabe von Gruppensteuerbefehlen für Engpasssituationen an den KISTERS FlexManager. Dieser kann zur Maßnahmenberechnung die parallel anzusteuern Flexibilitäten hinsichtlich ihrer Steuerbarkeit verwalten und zur Einzelsteuerung die vom MSB bereitzustellenden Steuerkanäle ad-hoc nutzen.

Außerdem ist die IT-Lösung bereit, aktuelle Messdaten aus den Smart Meter Gateways

der MSB zu empfangen und mitauszuwerten, sobald die MSB diese zur Verfügung stellen. So lange dieser Part noch fehlt, kann er (genauso wie andere Lösungsbestandteile) simuliert werden, um möglichst frühzeitig die bereits praxistauglichen Teilprozesse zu testen. Am Ende wird alles, was bisher nur exemplarisch auf einzelnen Netzbereichen läuft, flächendeckend ausgerollt werden.

Erkenntnisse aus der Umsetzung und Empfehlungen an Netzbetreiber

Die Strategie, von Anfang an abteilungsübergreifend miteinander zu sprechen und keine rollenspezifischen Know-how-Silos aufzubauen, hat sich im Laufe des Projekts immer weiter gefestigt. So entsteht nun eine Lösung, die für alle Rollen passt und die zukunftsfähig ist. Dies ist insbesondere wichtig mit Blick auf dynamische Tarife, die spätestens zum 1. Januar 2025 eingeführt werden müssen (§ 41a EnWG). Dann werden die Lieferanten zusätzlich zu den Netzbetreibern in die Niederspannungsebene eingreifen wollen, damit die Kunden von günstigen Strompreisen an den Börsen direkt und schnell profitieren können. Dabei haben offensichtlich die Netzstabilität und somit die Schaltbefehle des Netzbetreibers immer Vorrang gegenüber den Preissignalen der Lieferanten. Diese Priorisierung der Signale müssen die IT-Lösungen der in die Steuerung involvierten MSB automatisiert regeln. Wenn man die Lieferanten frühzeitig in die technischen Überlegungen zur Umsetzung einer § 14a-

Lösung einbezieht, können sie sehr früh starten, ein passendes Geschäftsmodell für dynamische Tarife aufzusetzen, das auf der gleichen Steuerungsinfrastruktur beruht wie die netzdienlichen § 14a-Schaltungen. Auch der unternehmenseigene MSB war bei der ÜZ von Anfang an mit von der Partie und weiß, was auf ihn zukommt, wenn Schaltbefehle für einzelne Verbraucher oder Erzeuger in der Niederspannung häufiger werden. Die Anforderungen der sog. „schnellen MaKo“ und des Universalbestellprozesses sollten MSB so früh wie möglich erfüllen, um später automatisiert mit Massendaten umgehen zu können.

Schwieriger als erwartet war die Datenintegration aus allen beteiligten IT-Systemen. Wie bei den meisten anderen Netzbetreibern müssen bei der ÜZ die Stammdaten aus GIS/Netzplanung und Netzleittechnik mit MaKogängigen Stammdaten aus den Verbrauchsabrechnungs-/ERP-Systemen und später auch mit den minutenaktuellen Messwerten aus den Smart Meter Gateways kombiniert werden, um ein Ad-hoc-Management für die Niederspannungsnetzbereiche aufzubauen. „Das ist IT-technisch nicht ganz einfach, aber wenn dieser gemeinsame Daten-Pool einmal steht und wir dadurch wissen, was in unserem Niederspannungsnetz los ist, sind damit noch einige weitere Use Cases für alle Marktrollen denkbar“, erklärt Ebert.

Deshalb lautet die zweite Empfehlung an andere Netzbetreiber, so schnell wie möglich mit dem Aufbau einer IT-Lösung zu starten, auch wenn man jetzt noch keine Engpässe im eigenen Netz hat bzw. vermutet. So kann man in Ruhe eine gut durchdachte, zukunftsichere Lösung aufbauen und muss nicht mit der heißen Nadel stricken, weil plötzlich die Versorgungssicherheit auf dem Spiel steht. Je früher man organisatorische und technische Hürden aufdeckt, desto früher kann man die Lösung entsprechend ausrichten und die Prozessketten testen. Insbesondere wenn mehrere IT-Anbieter beteiligt sind, sollte man genügend Zeit einplanen. Parallel sollte auch der MSB so früh wie möglich sowohl ein CLS-Managementsystem aufbauen, als auch die nötige intelligente Hardware ausrollen. Denn der Netzbetreiber deckt zwar die Netzengpässe auf und erzeugt die entsprechenden Schaltbefehle, ist aber auf deren konsequente Umsetzung bzw. Weiterleitung durch den MSB angewiesen. Zur Sicherstellung der Netz-



Abb. 2 Rainer Peters, Experte für § 14a-Prozesse und -IT-Lösungen, KISTERS Bild: Kisters

Stabilität müssen beide Rollen ihren jeweiligen Teil der Aufgabe erfüllen.

Fazit

Wenn zukünftig immer größere Mengen an flexiblen Lasten wie Wärmepumpen, E-Autos, Speicher usw. in das Energiesystem integriert werden und markt- und netzdienlich wirken sollen, benötigen insbesondere Verteilnetz- und Messstellenbetreiber massendatenfähige, gut skalierbare IT-Systeme zum Messen, Überwachen und Regeln einzelner Verbraucher in der Niederspannungsebene. „Vorrausschauend regeln“ bedeutet, perspektivisch Millionen von individuellen Ad-hoc-Steuerbefehlen anstatt weniger Broadcast-Rundsteuersignale innerhalb von Minuten absetzen zu können. Und zwar inklusive der passenden schnellen Marktkommunikation (MaKo) sowie einer transparenten Dokumentation der Entscheidungsgrundlage für jede einzelne Steuerungsmaßnahme.

Die Mess-, Steuer-, und IT-Infrastruktur, die für § 14a EnWG entstehen muss, lässt weitere netz- und marktdienliche Anwendungen in greifbarer Nähe rücken, von denen viele

Akteure profitieren können – u.a. die Energieversorger, die Bürger sowie die Industrie. Es geht um dynamische Tarife, Flexibilisierung von Erzeugern, virtuelle Kraftwerke der nächsten Generation, Demand Side Management zur Eigenverbrauchsoptimierung, Netzentgeltreduktion, Energiebezugs-kostenoptimierung sowie die Integration eigener Flexibilitäten in das Lastmanagement, z.B. in der Industrie.

Die technischen Möglichkeiten und IT-Lösungen sind generell einsatzbereit; Netz- und MSB sollten jedoch frühzeitig aktiv werden, diese in ihren Unternehmen auszubauen, zu testen und flächendeckend auszurollen.

A. Beckers, Leiterin Marketing und Öffentlichkeitsarbeit, KISTERS AG, Aachen
<http://energie.kisters.de>

Hintergrund zu aktuellen Regelungen für Netzbetreiber

Der Redispatch 2.0 – kurz RD2 – regelt seit Oktober 2021 die Netzstabilität in den oberen Netzebenen. Verteilnetzbetreiber (VNB) müssen gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) ihre Netze bezüglich der zu erwartenden Belastung koordiniert modellieren und prognostizieren und EE-Anlagen, KWK-Anlagen und Speicher ab 100 kW Nettonennleistung in die Steuerung einbeziehen. Die seit Januar 2024 gültige Novellierung von § 14a EnWG ermöglicht den Netzbetreibern eine netzdienliche Ad-hoc-Steuerung von Verbrauchern im Niederspannungsnetz. Um potenzielle Engpässe abzuwenden, die durch den inzwischen verpflichtenden verzögerungsfreien Anschluss neuer Ladesäulen und Wärmepumpen entstehen können, dürfen diese bezüglich ihres netzwirksamen Leistungsbezugs gedimmt werden. Zusätzlich regelt § 9 EEG die netzdienliche Abregelung von Erzeugungsanlagen. Für § 14a EnWG, § 9 EEG sowie perspektivisch auch für Dynamische Tarife kann prinzipiell die gleiche Infrastruktur über CLS-Kanäle, die der Messstellenbetreiber (MSB) zur Verfügung stellt, genutzt werden.

VIRTUELLE ENERGIE-EVENTS

- > Webinare
- > Online-Messen
- > Showrooms



Hier informieren!

energie.de