

VOM NETZBETREIBER IN DIE KUNDENANLAGE

§ 14a EnWG und GNDWE

Mit den neuen Gesetzen entsteht erheblicher Handlungsbedarf für Verteilnetz- und Messstellenbetreiber sowie Vertriebe. Eine Modularisierung der Aufgaben kann helfen.

Wolfgang Zander, Aachen
Peter Kellendonk, Köln
Kamil Korotkiewicz, Gelsenkirchen

Die Integration der Vielzahl von flexiblen Verbrauchern wie privater Ladeinfrastruktur, Wärmepumpen und kleinen PV-Anlagen in das Energiesystem ist ein zentraler Baustein der Energiewende. Das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDWE) und die Umsetzung des § 14a im EnWG durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) setzen den Startpunkt für die Dezentralisierung und umfassende Digitalisierung des Energiesystems. Betroffen sind Messstellenbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Vertriebe und auch die Endkunden.

Die Verteilnetzbetreiber müssen ihre Netze bis in die Niederspannungsebene rechenfähig machen und darauf basierend eine automatisierte netzorientierte Steuerung umsetzen. Die Fristen sind kurz: Das neue Instrument wird zum 1. Januar 2024 in Kraft gesetzt, spätestens 2029 muss die automatisierte Online-Steuerung im Niederspannungsnetz funktionieren. Verzählt sind diese Fristen mit den Anforderungen des GNDWE – alle ab 2024 neu eingebauten steuerbaren Endgeräte in der Kundenanlage müssen über ein intelligentes Messsystem (iMSys) steuerbar sein, unabhängig davon, ob tatsächlich bereits gesteuert wird.

Auch für die Vertriebe entsteht erheblicher Handlungsbedarf: Aufgrund einer Anpassung des EnWG müssen dynamische Energietarife bis 2025 angeboten werden. Die verpflichtende Teilnahme der flexiblen Verbrauchseinrichtungen am § 14a löst auch den Übergang dieser Kunden aus dem Standardlastprofil (SLP) in die Viertelstunden-Bilanzierung aus. Innerhalb der kommenden Jahre wird diese Bilanzierung zum Standard bei vielen flexiblen Kleinkundenanlagen – alle Wallboxen und Wärmepumpen.

Umfassende Digitalisierung der Unternehmen nötig

Die Situation kurzer gesetzlicher Fristen zur Einführung eines Flexibilitätsmanagements erweckt bei allen beteiligten Akteuren unschöne Erinnerungen an die Einführung des Redispatch 2.0, der im Oktober 2021 starten sollte, jedoch auch zwei Jahre nach Startschuss noch weit von einer flächendeckenden Umsetzung entfernt ist. Auch für § 14a EnWG muss in kurzer Zeit



Bild: © robu_s/Adobe Stock

ein neuer digitaler Prozess etabliert werden; die Anzahl betroffener Anlagen ist jedoch um ein Vielfaches höher und die Massengeschäftstauglichkeit der Prozesse somit von noch größerer Relevanz.

Diese Anforderungen treffen auf Systemumgebungen der Netzbetreiber und Vertriebe, die bisher noch keinen hohen Digitalisierungs- und Automatisierungsgrad besitzen. Vor dem Hintergrund der Versorgung klassischer Kleinkunden über Standardlastprofile und damit verbundener einfacher Netzplanungsgrundsätze im Niederspannungsnetz war dies über Jahrzehnte auch nicht erforderlich; händische Prozesse oder Prozessschritte waren üblich.

Auch bei der Schnittstelle in Richtung Kunden besteht digitaler Nachholbedarf. Für Unternehmen ist es nun wichtig, die bestehende Systemlandschaft hin zu einem konsistenten Zielbild zu transformieren. In diese könnte neben den Anforderungen aus § 14a EnWG und GNDWE auch weitere Aufgaben in den Themenfeldern Redispatch 2.0/3.0, digitales Netzananschlussportal/ Hausanschlussprozess, Big Data und Data Science oder automatisierter Netzführung mitgedacht und somit effizient und wirtschaftlich umgesetzt werden.

Enge Fristen verlangen modulares Vorgehen

Aufgrund der hohen Komplexität des Instruments, das sekundärtechnische, softwareseitige, datenseitige und prozessuale Themen umfasst und sowohl technische als auch regulatorische Aufgaben mit sich bringt, ist eine Modularisierung der Herausforderungen hilfreich. Über die Einteilung in sieben Module kann die Einführung strukturiert und die Abarbeitung parallel umgesetzt werden:

1. Seitens der Netzbetreiber bzw. der damit beauftragten Messstellenbetreiber sollten die Anforderungen für die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) bei Kunden festgelegt werden, damit von Beginn an zukunftsfähige steuerbare Geräte in der Kundenanlage verbaut werden.
2. Für eine massengeschäftstaugliche Umsetzung werden im ersten Modul die Stammdaten aller ans Niederspannungsnetz angeschlossenen SteuVE sowie deren Mess- und Steuerkonzept erhoben (Stichwort Lokationsbündelstruktur).
3. Das dritte Modul umfasst die zielgerichtete Ausbringung digitaler Mess- und Steuertechnik (iMSys und konventionelle Sensorik in Ortsnetzstationen bzw. Kabelverteilerschränken) sowie die Prozessanbindung der erhobenen Messdaten in geeignete Datenbanken.

4. Die Niederspannungsnetze müssen für Netzplanung und Netzbetrieb durchgängig rechenfähig werden. Hierzu werden im dritten Modul für alle Niederspannungsnetze digitale Zwillinge generiert, in denen Netztopologie, Betriebsmitteldaten, Kunden und Messwerte verschnitten werden.

5. Basierend auf dem digitalen Zwilling (Modul 4) und den Messdaten (Modul 3) wird in Modul 5 eine Softwarekomponente für den Use Case Netzüberwachung in die Systemlandschaft integriert. Aus planerischen Daten (etwa Standardlastprofile) und Echtzeit-Daten aus dem Feld wird mithilfe einer Netzzustandsschätzung die Netzengpassanalyse erstellt.

6. Im Falle eines identifizierten Engpasses (Spannungsbandverletzung oder Betriebsmittelüberlastung) werden in Modul 6 auf Grundlage der Netzengpassanalyse geeignete Steuermaßnahmen gemäß § 14a EnWG abgeleitet und ihre Umsetzung mittels des CLS-Managements des iMSys organisiert.

7. Die Abwicklung der Abrechnung (Netzentgeltreduktion) und der umfangreichen Dokumentationspflichten sind Bestandteil des Moduls 7.

Blaupause fürs Steuern von Teilprozessen über CLS-Kanal

Den Kernprozess für die Umsetzung des § 14a, nämlich die in Modul 5 behandelte

Umsetzung von Steuermaßnahmen über den CLS-Kanal des iMSys hat eine Kooperation der EEBus Initiative, PSI Grid Connect und BET im Living Lab Cologne (LLC, Reallabor Lindgens-Fabrik) mittels einer digitalen Schnittstelle umgesetzt. Dort wurde zunächst die netzbetreiberseitige Steuerung umgesetzt.

Eine vertriebsseitige Steuerung ist im Prozess jedoch bereits angelegt und kann mit denselben Hardwarekomponenten in der Kundenanlage und ähnlichen Prozessen realisiert werden wie die netzseitige Steuerung. Angepasst werden müssen im finalen Schritt lediglich die Formate der zu übermittelnden Steuersignale (etwa zwischen Netz- und Messstellenbetreiber gemäß BDEW Web-API; Veröffentlichung am 1. Oktober 2023). Zum Einsatz an der digitalen Schnittstelle kam die VDE-AR-E 2829-6 (EEBus), da sie zum einen alle Anforderungen, welche sich aus § 14a und GNDWE ergeben, abbildet und zum anderen vertriebsseitige Anforderungen wie die Übermittlung von Preiszeitreihen bereitstellt.

Die einzusetzenden Komponenten sind heute am Markt verfügbar. Die Nutzung von kostspieligen Provisorien wie Zeitschaltuhren oder Rundsteuertechnik ist nicht erforderlich. Vielmehr können ab sofort die für die dauerhafte Nutzung verwendbaren EEBus-tauglichen Geräte eingebaut werden, auch wenn nicht alle notwendigen Prozesse, wie in Modul 2 bis 7 beschrieben, bereits etabliert sind. Gleichzeitig stehen Lösungen für die Module

2 bis 6 zum Ausbau der Netzleitsysteme bereit, zusammen mit zahlreichen Erfahrungswerten, die zur strategischen Orientierung des Netzbetreibers beitragen können.



Wolfgang Zander,
Gründer und Generalbevollmächtigter, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung
Bild: © BET



Peter Kellendonk,
1st Chairman, EEBus Initiative
Bild: © EEBus Initiative



Kamil Korotkiewicz,
Strategisches Produktmanagement, PSI Grid Connect
Bild: © PSI Grid Connect

LLC

Das Living Lab Cologne (LLC) ist eine vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz geförderte Test- und Dialogplattform. Sie kümmert sich schwerpunktmäßig um den digitalen Netzanschluss und praxisorientierte Fragestellungen rund um die Übergabe energiewirtschaftlich relevanter Daten zwischen Energiewirtschaft und Kundensystem. Zu diesen Daten gehören insbesondere die oben beschriebenen Steuersignale.