

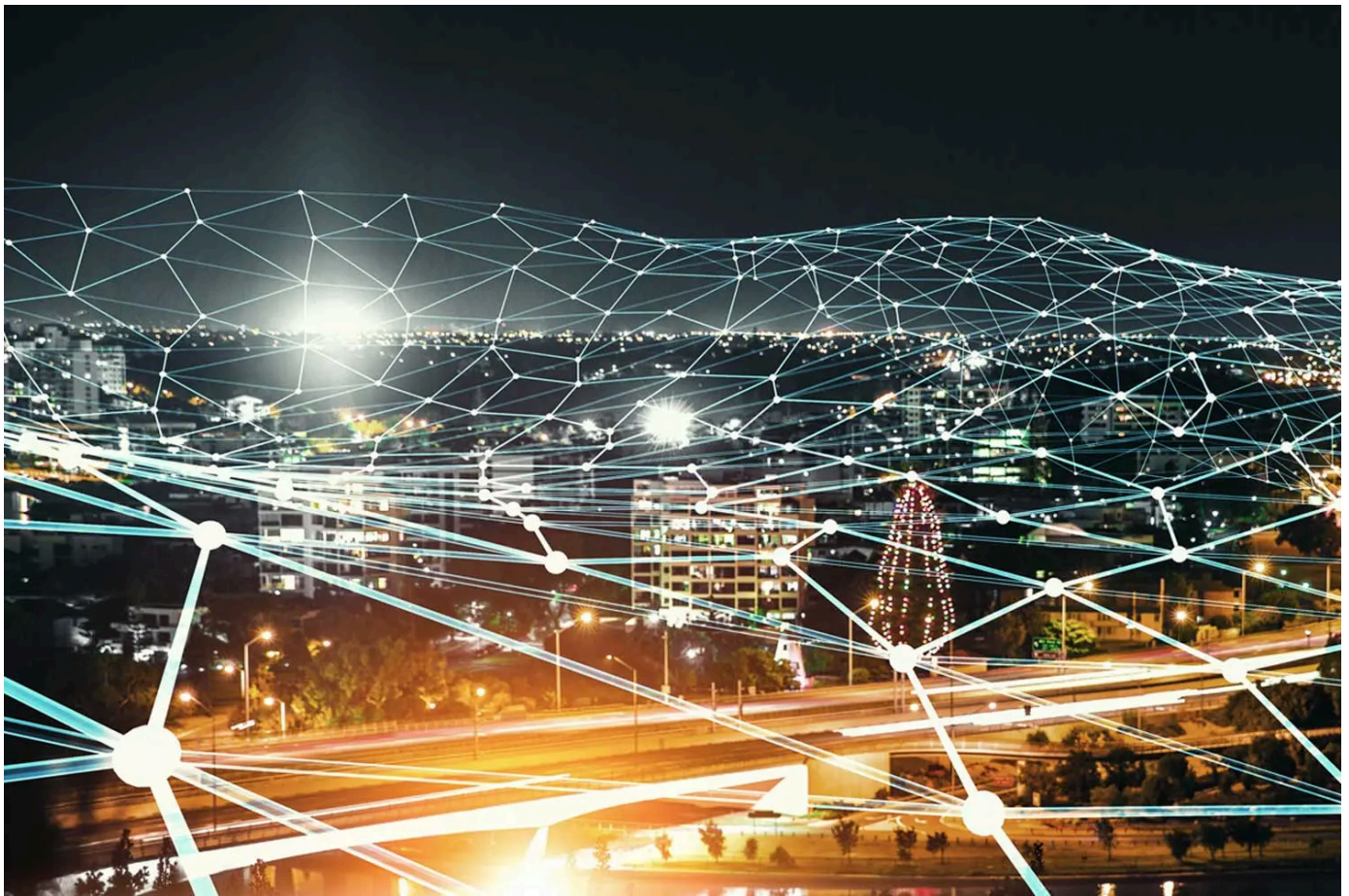
Sie haben Ihre Abonummer noch nicht eingegeben. Diese benötigen wir aber, wenn sie weiterhin ZfK-Plus-Inhalte lesen wollen. Bitte tragen Sie die Nummer hier ein.

Smart City / Energy

ZfK+ Messstellenbetreiber werden zum Taktgeber der Netzsteuerung

2026 entscheidet sich, ob Steuerung im Netzbetrieb funktioniert. Die Horizonte-Group erklärt, was auf Messstellen- und Netzbetreiber zukommt.

15.01.2026



Ein Jahr des Umbruchs auf vielen Ebenen: technisch vom passiven zum aktiven Netzbetrieb in der Niederspannung, organisatorisch von der Umsetzung im Projekt zu dauerhaftem Betrieb und der Etablierung von neuen, massenfähigen Prozessen

Bild: © Sergey Nivens/AdobeStock

Von *Stephanie Gust*

2026 wird für viele Netzbetreiber zum Jahr des Übergangs. Die Steuerung dezentraler Erzeuger und Verbraucher verlässt die Pilotphase und rückt in den operativen Regelbetrieb. Die Herausforderungen liegen dabei weniger im Rechtsrahmen als in Prozessen, Daten und Systemintegration. Die Horizonte-Group analysiert für die ZfK, was das für den Netzbetrieb in der Praxis bedeutet.

Operative Steuerung stößt an Systemgrenzen

Viele Netzbetreiber und Messstellenbetreiber stehen nach Einschätzungen der Horizonte-Group dieses Jahr vor der Aufgabe, steuerbare Anlagen erstmals flächig in den Betrieb zu integrieren. Der gesetzliche Rahmen ist dabei klar differenziert: Während bei steuerbaren Verbrauchern nach § 14a EnWG zunächst der Infrastrukturausbau im Fokus steht, ist bei steuerbaren Erzeugern nach § 9 EEG bereits eine tatsächliche Steuerung erforderlich.

"Das erfordert, dass die Steuerung Ende-zu-Ende funktioniert – von der Netzführung über das CLS-Management-System bis zur steuerbaren Anlage beim Kunden", sagt Frank Hirschi, Manager bei der Horizonte-Group. In der Praxis sei das 2026 jedoch noch nicht durchgängig abbildbar. Besonders herausfordernd bleibe die Einbettung der Steuerung in ERP-Systeme und Marktkommunikation.

Einfache Steuerung zuerst, Flexibilität später

Kurzfristig werden sich vor allem einfache Steuerungsmodelle durchsetzen. Dazu zählen etwa die Dimmung steuerbarer Verbraucher auf 4,2 kW oder eine stufenweise Abregelung von PV-Anlagen. "Flexible Leistungsbegrenzungen sind sicher die nächste Entwicklungsstufe, technologisch aber noch einige Jahre entfernt", sagt Roland Olbrich, der Partner bei der Horizonte-Group ist. Dafür seien unter anderem Anpassungen der schnellen Marktkommunikation notwendig, etwa zur Abbildung sogenannter Residualprofile. Interessant wird künftig die Interaktion mit dynamischen Preissignalen sein. Diese könnten perspektivisch ergänzen, bergen jedoch auch das Risiko gegenläufiger Effekte zur lokalen Netzstabilität.

Konnektivität bleibt ein kritischer Engpass

Ein zentrales Nadelöhr für die Steuerbarkeit in der Niederspannung bleibt die Kommunikation. Vor allem die LTE-Anbindung intelligenter Messsysteme stößt in Kellerräumen, Bestandsgebäuden und im ländlichen Raum an ihre Grenzen. "Steuerbarkeit wird es geben – aber nicht flächendeckend über LTE", konkretisiert Senior-Partner Jochen Buchloh. Ohne alternative Kommunikationslösungen wie Breitband-Powerline oder 450-MHz-Infrastrukturen bleibe die Niederspannung vielerorts nur eingeschränkt steuerbar. Gleichzeitig steigen mit zunehmender Netztransparenz die Anforderungen an Latenz und Verfügbarkeit deutlich.

Dieses Thema gewinne künftig noch an Brisanz: Mit der angestrebten Transparenz und aktiven Netzsteuerung steigen sowohl das zu übertragende Datenvolumen als auch die Anforderungen an Latenz und Verfügbarkeit erheblich. "Es müssen perspektivisch minütlich Netzzustandsdaten – also nicht nur Zählerstände, sondern auch phasenscharfe Spannungen, Phasenwinkel etc. übertragen werden. Und auch der Steuerbefehl muss – inklusive Aufbau beziehungsweise Erhalt des CLS-Kanals mit seiner kompletten Kryptographie und dem entsprechenden Overhead – innerhalb von Sekunden übertragen werden", so Buchloh.

Datenqualität entscheidet über Wirksamkeit

Für eine effiziente Umsetzung von § 14a EnWG benötigen Netzbetreiber deutlich mehr als einzelne Messwerte. Erforderlich ist ein integriertes, rechenbares Abbild des Niederspannungsnetzes. "Entscheidend ist ein integriertes Netzcockpit, das Netzzustände bewerten und konkrete Steuerungshandlungen ableiten kann", sagt Tobias Linnenberg, Manager bei der Horizonte-Group. In der Realität lägen Netz-, Mess- und Anlagendaten 2026 jedoch häufig nur teilweise oder nicht in ausreichender Qualität vor. Eine flächendeckende Echtzeittransparenz sei kurzfristig nicht zu erwarten.

Voraussetzung für eine wirksame Steuerung sind belastbare Daten. Nach Analyse der Horizonte Group braucht es dafür vor allem drei Dinge: erstens echtzeitnahe Netzzustandsdaten wie Leistungs-, Spannungs- und Einspeisewerte aus intelligenten Messsystemen und Ortsnetzstationen. Zweitens vollständige und konsistente Netz- und Stammdaten, insbesondere aus Geo-Informationen-Systemen, denn ohne digitalisierte und rechenbare Netztopologien ist keine belastbare Netzzustandsberechnung möglich. Drittens sind steuerungsrelevante Anlagendaten erforderlich, also Informationen zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und EEG-Anlagen einschließlich ihrer Mess- und Steuerungskonzepte. In der Praxis liegen diese Daten 2026 jedoch häufig nur teilweise oder nicht durchgängig in der erforderlichen Qualität vor.

Aktiver Netzbetrieb statt Volllauslegung

Die Steuerung in der Niederspannung kann den Netzausbau nicht ersetzen, aber gezielter gestalten. Langfristig eröffnet sich damit eine neue Perspektive für die Auslegung von Netzen. "Wenn Steuerbarkeit konsequent genutzt wird, stellt sich die Frage, ob Netze dauerhaft auf seltene Spitzenlasten ausgelegt werden müssen", sagt Hirschi. Das bedeute einen Paradigmenwechsel hin zu aktiv geführten Netzen mit klar definierten Eingriffsmöglichkeiten.

Zusammenarbeit wird zur Voraussetzung

Mit § 14a EnWG verändern sich auch die Rollen zwischen Netzbetreibern, Messstellenbetreibern und Marktakteuren. "Der Messstellenbetreiber wird vom reinen Infrastrukturanbieter zum operativen Taktgeber der Netzsteuerung, während Netzbetreiber stärker auf den Messstellenbetreiber angewiesen sind. Ebenfalls müssen Netzbetreiber nun erstmals Kunden mit steuerbaren Anlagen bedienen und dafür neue Prozesse aufsetzen", erläutert Olbrich. Die Prozesse sehen außerdem vor, dass auch Direktvermarkter die Steuerung anfragen können. Somit müssen Netzbetreiber im Zusammenspiel mit dem Messstellenbetreiber neue Marktprozesse leben, die zwar größtenteils beschrieben sind, für die aber in Teilen noch Formate definiert werden müssen.

"Die größten Herausforderungen liegen nicht in einzelnen Technologien, sondern in der Systemintegration und der Skalierung von Prozessen", so Linnenberg. 2026 werde damit zum Jahr, in dem Steuerung vom Projekt in den dauerhaften Betrieb überführt werden müsse – unter hohem Zeit- und Ressourcendruck.

Mehr zum Thema**ZfK** Smart City / Energy**Das werden 2026 die Herausforderungen im Messstellenbetrieb****ZfK** Smart City / Energy**Netzbetrieb 2026: Der operative Stresstest****ZfK** Smart City / Energy**Tarife, Plattformen, Kundenschnittstelle: Wie sich das Stadtwerke-Geschäft 2026 verschiebt**