

Berlin, 9. Februar 2024

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[www.bdeu.de](http://www.bdeu.de)

## Diskussionspapier

# Vision Netzbetrieb für die Niederspannung

Ein Impuls der Verteilnetzbetreiber der Projektgruppe  
DSO 2.0 im BDEW

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

## Kernaussagen

<p>1. Die Komplexität des Netzbetriebs steigt aufgrund der hohen EE-Erzeugung sowie der neuen Stromverbraucher durch die Verkehrs- und Wärmewende stark an.</p>
<p>2. Die Verteilnetzbetreiber nehmen die neuen Herausforderungen, die durch die zunehmende Elektrifizierung bei ihren Kunden und dem starken EE-Ausbau entstehen, lösungsorientiert und innovativ an.</p>
<p>3. Zur Beherrschung dieser höheren Komplexität des Netzbetriebs braucht es zukünftig auch in der Niederspannung eine kontinuierliche Ermittlung des Netzzustands sowie passende Netzführungskonzepte.</p>
<p>4. Erkenntnisse aus Pilotprojekten zur Netzzustandsermittlung und Überwachung von Stromflüssen und Spannung in den Niederspannungsnetzen führen zu Umsetzungsprojekten durch Verteilnetzbetreiber.</p>
<p>5. Grundlegende Voraussetzung für die Ermittlung des Netzzustandes der Niederspannung sind aktuelle Messwerte. Diese werden zukünftig durch direkt in den Ortsnetzstationen installierte Messsensorik erhoben und um Daten aus intelligenten Messsystemen ergänzt.</p>
<p>6. Für die Ermittlung des Netzzustands und dessen Überwachung sind unter anderem folgende Schritte notwendig: Erhebung und Übertragung von Messwerten, Integration dieser in ein Modell des Stromnetzes sowie Erkennung von drohenden Überlastungen. Für die Erkennung und Bewertung dieser fehlen heute noch einheitliche Systematiken. Ebenfalls noch unklar ist, ob die Intelligenz zur Auswertung der Daten und Engpasserkennung dezentral oder zentral eingesetzt wird.</p>
<p>7. Durch marktliche Signale kann es zukünftig zu synchronisierenden Effekten kommen, wenn viele Verbraucher (automatisiert) gleichzeitig ihre Geräte einschalten. Für besondere Situationen braucht es hierfür neben der kontinuierlichen Überwachung des Netzzustandes durch die Netzbetreiber eine Steuerungsmöglichkeit, um drohenden Überlastungen entgegenzuwirken.</p>
<p>8. Ziel ist es, sowohl die notwendige Flexibilisierung des Verbrauchs – also die Verschiebung in Zeiten hoher EE-Einspeisung – als auch einen sicheren Netzbetrieb jederzeit zu ermöglichen. Damit soll das Potenzial der Erneuerbaren Energien noch besser genutzt werden bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der hohen Versorgungssicherheit in Deutschland.</p>

## Das zukünftige Niederspannungsnetz für die Klimawende

Das Klimaschutzgesetz formuliert ambitionierte Ziele für die Energiewirtschaft. Um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen sind bis 2040 erneuerbare Erzeugungsleistungen in Höhe von 160 Gigawatt (Onshore-Wind) und 400 Gigawatt (Photovoltaik), sowie bis 2045 70 Gigawatt an Offshore-Wind notwendig. Dabei wird voraussichtlich 90 %<sup>1</sup> dieser zu erwartenden Erzeugungsleistung direkt in die Verteilnetze eingespeist.

Parallel dazu wird durch die Verkehrs- und Wärmewende (Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anwendungen) die Verbraucherseite immer stärker elektrifiziert.

Dies sind enorme Herausforderungen für die Verteilnetzbetreiber, denen sie sich engagiert stellen. Es gilt, neue Kundenbedarfe sowie gesellschaftliche und politische Ziele zu bedienen. Die Verteilnetzbetreiber erproben dazu bereits heute in Piloten neue Prozesse und Lösungsansätze. Um die notwendigen Prozesse einführen zu können, bereiten sich die Verteilnetzbetreiber auf eine umfassende Digitalisierung ihres Netzbetriebs vor. Dies ist eine besondere Aufgabe, die in den nächsten Jahren schrittweise erfüllt werden muss.

Viele dieser neuen Stromverbraucher und –erzeuger sind auf der Niederspannungsebene an das Stromnetz angeschlossen. Diese Dezentralisierung von Stromverbraucher und -erzeuger führt zu einer Steigerung der Komplexität des Netzbetriebs gerade in der Niederspannungsebene. Statt Strom aus höheren Netzebenen zu beziehen und an Haushaltskunden zu verteilen, gibt es hier in Zukunft immer mehr aktive Verbraucher und Erzeuger, die flexibel ihren Bezug bzw. ihre Einspeisung ändern. In den nächsten zehn Jahren muss daher ein grundlegender Veränderungsprozess in der Netzzustandsüberwachung und der Netzführung aktiv gestaltet werden. Basis hierfür ist eine fortschreitende Digitalisierung – von der Planung über die Wartung bis hin zum Betrieb.

### **Zusammenfassung**

Die zur Erreichung der Klimaziele stark ansteigende EE-Erzeugung und die neuen Stromverbraucher durch die Verkehrs- und Wärmewende führen zu einer enormen Steigerung der Komplexität des Netzbetriebs insbesondere für die Niederspannung. Bis zum Jahr 2035 ist daher ein grundlegender Veränderungsprozess in der Netzzustandsüberwachung und der Netzführung der Niederspannung erforderlich. Die zukünftige Betriebsführung hat zum Ziel, mehr flexible Verbraucher und Einspeiser zu integrieren, die Netze besser auszulasten und gleichzeitig eine weiterhin hohe Versorgungsqualität für den Kunden sicherzustellen. Die relevanten Aspekte dafür werden im Diskussionspapier „Vision Netzbetrieb für die Niederspannung“ dargelegt.

<sup>1</sup> NEP

## Messwerte für die Überwachung des Netzzustands in der Niederspannung

Basis für die zukünftige Systemführung in der Niederspannung ist eine implementierte Netzzustandsüberwachung. Die Erhebung des Netzzustands erfolgt auf Basis direkt in den Ortsnetzstationen (ONS) installierter Messsensorik in Kombination mit Daten aus intelligenten Messsystemen. Die massenhafte Nachrüstung der Niederspannungsebene mit Messtechnik und die Erhebung sowie der Versand von Messdaten verursachen einen erheblichen Aufwand. Damit verbunden ist ein enormer Aufwuchs an Datenerhebung, -übertragung und -verarbeitung. Aus diesen Gründen muss der Netzbetreiber den notwendigen Umfang der Messwerterhebung entsprechend seines individuellen Netzes auf Basis von Netzzuschnitt und Veranschlagungsgrad festlegen.

Ein Großteil der Ortsnetzstationen wird bis 2035 von den Netzbetreibern mit Messtechnik ausgestattet. Die Ausstattung aller ONS ist nicht zwingend notwendig, insbesondere nicht in Netzgebieten, in denen keine Engpässe zu erwarten sind, da sie z. B. aufgrund von EE-Ausbau bereits heute stark ausgebaut sind. Der Roll-Out der intelligenten Messsysteme in Kundenanlagen stellt eine zusätzliche Datengrundlage bereit, um den Netzzustand in der Niederspannungsebene beobachten zu können. Wo notwendig muss der Netzbetreiber hierfür Netzzustandsdaten von Verbrauchereinrichtungen nutzen können.

Ziel dieser Datenerhebung ist, dass die Netzbetreiber auch auf Niederspannungsebene die aktuellen Netzzustände erkennen.

### **Erläuterung - Ortsnetzstation (ONS)**

In Ortsnetzstationen wird die elektrische Spannung für die lokale Versorgung von Letztverbrauchern von Mittel- auf Niederspannung (230 V) transformiert. Die Bedeutung der ONS ergibt sich daraus, dass deutlich über 90 % der Letztverbraucher in der Niederspannung angeschlossen sind. Stand heute sind über 600.000 dieser Stationen verbaut. Mit zunehmender Elektrifizierung (z. B. Sektorkopplung, neue elektrische Anwendungen) wird diese Zahl weiter steigen.

### **Zusammenfassung**

Die Erhöhung der Beobachtbarkeit der Stromflüsse und Spannung in der Niederspannung stellt für die Verteilnetzbetreiber einen Handlungsschwerpunkt dar. Die Erhebung der Netzzustandsdaten erfolgt auf Basis von direkt in den Ortsnetzstationen installierter Messsensorik ggf. ergänzt um intelligente Messsysteme. Hierbei ist zu beachten, dass die Installation der Messtechnik zeit-, kosten- und fachpersonalintensiv ist. Dabei sind Ausprägung und Umfang netzbetreiberindividuell.

## Netzzustandsermittlung und Netzführung für die Niederspannung

In der Vergangenheit bestand für viele Verteilnetzbetreiber aufgrund des vorhersagbaren Kundenverhaltens sowie des hohen Aufwands keine Notwendigkeit für eine permanente Netzzustandsüberwachung ihrer Niederspannungsnetze. Aufgrund der neuen Verbraucher und Erzeuger ändert sich dies jetzt jedoch. Für mehr Beobachtbarkeit der Stromflüsse und Spannung in der Niederspannungsebene wird zukünftig eine Netzzustandsüberwachung notwendig. Für die Netzzustandsüberwachung müssen die aktuellen Messwerte und Schaltzustände in ein statisches Modell des Stromnetzes (z.B. Kapazität und Lage von Leitungen, aber ohne aktuelle Lastdaten) integriert werden. Zur Erkennung von Netzengpässen bedarf es zusätzlich eine Definition von Betriebsmittelüberlastungen. Je Betriebsmittel müssen Leistungsgrenzwerte und die Häufigkeit sowie Dauer der zulässigen Grenzwertüberschreitungen festgelegt werden. Damit dies deutschlandweit einheitlich geschieht, plant der FNN ein Regelwerk zur Netzzustandsermittlung. Mit diesen Informationen kann der Verteilnetzbetreiber danach die eigentliche Netzzustandsermittlung kontinuierlich durchführen. Ergebnis ist der aktuelle Niederspannungsnetzzustand mit eventuell identifizierten Überlastungen. Da die Prozesse alle nahe an der Echtzeit stattfinden, werden hohe Anforderungen an die Prozessgeschwindigkeit gestellt.

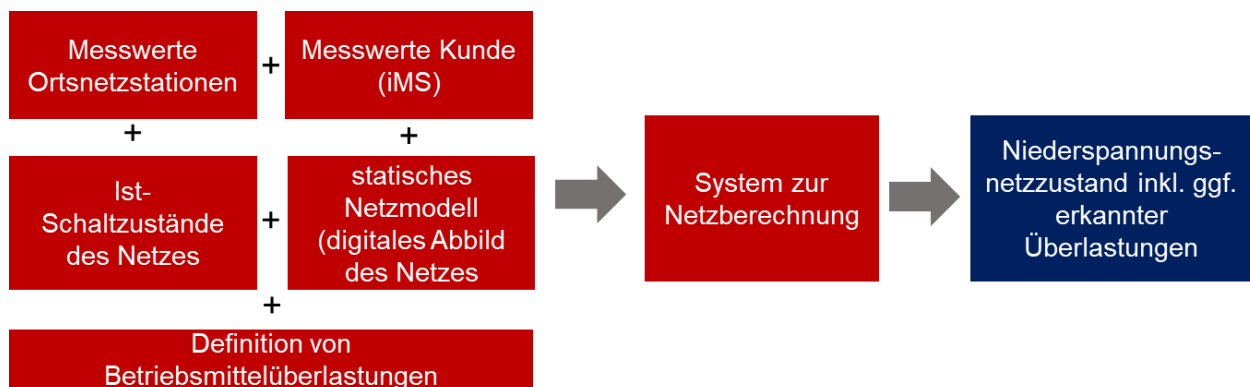


Abbildung 1: Elemente der Netzzustandsüberwachung

Eine noch offene Frage bei der Umsetzung der Netzzustandsermittlung und Netzführung ist, ob die erhobenen Daten zentral oder dezentral erhoben und ausgewertet werden. Aktuell werden bei der Konzeption zukünftiger Netzfürhungen parallele Ansätze verfolgt. Zum einen werden heute bereits dezentral erste Daten erhoben, in Piloten lokal verarbeitet und in dezentrale Steuersignale umgewandelt. Zum anderen werden die dezentral erhobenen Daten aber auch an eine zentrale Stelle zur Weiterverarbeitung übermittelt. Ob sich Netzbetreiber zukünftig für eine stärker zentrale oder dezentrale Verarbeitung und Speicherung oder eine Mischform entscheiden, ist heute noch nicht absehbar. Die Ausprägung hängt von unterschiedlichen Parametern ab, z. B. von der Netztopologie, Netzeigenschaften und den

Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen. Übergeordnete Funktionalitäten wie zum Beispiel Updates, Wartung oder Funktionskontrolle werden voraussichtlich in allen Varianten zentral organisiert.

<b>Dezentraler Ansatz</b>	<b>Zentraler Ansatz</b>
<p>Beim dezentralen Ansatz sind wesentliche Komponenten im Niederspannungsnetz mit Sensoren und Kommunikationstechniken und insbesondere mit dezentraler Intelligenz (Algorithmen zur Entscheidungsfindung) ausgestattet. Zusätzlich können Messwerte aus intelligenten Messsystemen beim Kunden genutzt werden. Diese können zum Teil autonom Grenzwertüberschreitungen erfassen und entsprechend gegensteuern. Die Informationen zu Grenzwertverletzungen und gesendeten Signalen werden an eine zentrale Stelle übermittelt. Bei einzelnen heute schon verbauten Komponenten sind die Voraussetzungen teilweise dafür bereits gegeben wie z. B. bei regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT). Beim dezentralen Ansatz ist die Entscheidungslogik dezentral ausgeprägt.</p>	<p>Beim zentralen Ansatz sind wesentliche Komponenten im Niederspannungsnetz (NS-Abgänge der Ortsnetzstationen) mit Sensoren und Kommunikationstechnik ausgestattet. Diese Daten werden zur weiteren Verarbeitung an eine zentrale Stelle übertragen. Zusätzlich können Messwerte aus intelligenten Messsystemen beim Kunden genutzt werden. In der zentralen Stelle (z. B. Leitsystem des Netzbetreibers) werden die Daten automatisch analysiert und bei Bedarf bei Grenzwertüberschreitungen Steuersignale automatisiert oder im Einzelfall manuell versendet. Beim zentralen Ansatz ist die Entscheidungslogik zentral ausgeprägt.</p>

Ein dezentrales Konzept bietet bei den Datenübertragungsprozessen Vorteile gegenüber einem zentralen Netzführungskonzept mit nur einer zentralen Datenverarbeitungsstelle:

- › Die zu übertragenden Datenvolumina und Datenwegzeiten werden stark reduziert. Bei zentralen Systemen stellen sich enorme Anforderungen an die Reaktionsgeschwindigkeiten (Zeiten für Versand an Zentrale, Verarbeitung, Rücksendung und Verarbeitung vor Ort).
- › Die Anfälligkeit des Gesamtsystems für Fehler/Angriffe ist bei in sich geschlossenen, dezentralen Systemen geringer.

Ein zentrales Konzept bietet hingegen Vorteile bei den Prozessen der Betriebsführung und Instandhaltung bzw. Entstörung:

- › Die Fehlermeldungen laufen zentral zusammen und ermöglichen der Betriebsführung so eine schnelle Koordinierung der Fehlerbehebung.

- › Durch die Zentralisierung müssen IT-Komponenten zur Datenverarbeitung und Versendung von Steuersignalen nur einmal verbaut werden (aufgrund des kleineren Mengengerüsts potenziell geringere Wartungskosten und weniger Angriffspunkte für Hackerangriffe).

Bei der technischen Umsetzung sind klare Prämissen zu setzen. Aufgrund der hohen Anzahl der Ortnetzstationen muss es sich bei den einzusetzenden Komponenten um „Plug and Play“-Technik handeln. Eine zu hohe Komplexität beim Aufbau ist eher hinderlich. Die Datenverarbeitung und Entscheidungen/Steuerungen müssen klaren Regeln folgen, die durch Algorithmen abbildbar sind. Zudem müssen bei der technischen Umsetzung hohe Anforderungen an die IT-Sicherheit (KRITIS) gestellt und Kommunikationsanbindungen sicher gestaltet werden, um sensible Daten vor unbefugtem Zugriff und Cyberangriffen zu schützen. Dies ist keine einmalige Tätigkeit, sondern ist kontinuierlich durch die Netzbetreiber sicherzustellen.

Mit steigendem Automatisierungsgrad sind stets Rückfallebenen zu implementieren, die bei technischem Versagen oder Manipulation einspringen. Diese bieten Sicherheit bei einem Ausfall der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), z. B. in Form von redundanten Komponenten oder Ersatzwerten. Gründe für den Ausfall der IKT können technische Defekte, aber auch gezielte Manipulationsangriffe sein. Vor diesen gilt es sich durch umfassende Maßnahmen zu schützen und das Angriffspotential im hochautomatisierten Netzbetrieb so gering wie möglich zu halten.

#### **Erläuterung - Überlast**

Durch einen langsamen Lastanstieg kann es zu einer Überlastung einzelner Kabel kommen (Überlast). Die Überlast führt zu einer starken Wärmeentwicklung im Kabel, die über die Zeit das Kabel beschädigt und zu Fehlern führt. Eine solche Überlastung der einzelnen Kabel kann durch eine Messung in den Ortsnetzstationen erkannt werden. Für die Erkennung der Überlast muss die gemessene Last mit einem vorher bestimmten, leitungsindividuellen Grenzwert verglichen werden.

Die neuen Anforderungen an die Niederspannungsnetze sind in Abhängigkeit der zukünftigen Versorgungsaufgabe in den Versorgungsgebieten unterschiedlich ausgeprägt. Die Art und der Umfang der Überwachung des Netzzustandes ist daher unterschiedlich je Netzgebiet. Dennoch werden alle Netzbetreiber die Sichtbarkeit des Netzzustandes ihrer Niederspannungsnetze aufgrund der veränderten Versorgungssituation erhöhen. Deshalb ist es trotz der Unterschiedlichkeit in den einzelnen Netzgebieten zwingend geboten, die grundlegenden Anforderungen zu standardisieren.

### **Zusammenfassung**

Um die massiv zunehmende Komplexität des Netzbetriebs zukünftig beherrschen zu können, braucht es für die Niederspannung eine kontinuierliche Ermittlung des Netzzustands und passende Netzführungskonzepte. Die Ausprägung der Netzführungskonzepte hängt von unterschiedlichen Parametern wie Netztopologie, Netzeigenschaften und den Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen ab. Zur Aufrechterhaltung der hohen Versorgungssicherheit ist ein hoher Digitalisierungsgrad notwendig, der eine reibungslose Kommunikation ermöglicht.

### **Sicherer Netzbetrieb auf Basis der Beobachtbarkeit der Stromflüsse und Spannung und der Netzführung für die Niederspannung (Steuerung)**

Durch die Energie-, Verkehrs- und Wärmewende werden heute und zukünftig viele neue Verbrauchseinheiten wie Wallboxen und Wärmepumpen sowie Erzeugungsanlagen wie Photovoltaikanlagen in der Niederspannung angeschlossen. Durch Preissignale wie zum Beispiel dynamische Stromtarife werden flexible Verbraucher zukünftig angereizt in Zeiten hoher EE-Einspeisung ihren Strombezug zu erhöhen. Im Vergleich zu heute kann es so zu synchronisierenden Effekten kommen, wenn viele Verbraucher (automatisiert) gleichzeitig ihre Geräte einschalten. Dies ist aus gesamtsystemischer Sicht sinnvoll und soll die Nutzung des EE-Stroms verbessern. In der Niederspannung können dadurch zu bestimmten Zeiten und in einzelnen Netzsträngen jedoch Netzüberlastungen entstehen.

Durch die Überwachung des Netzzustands ist es zukünftig möglich, diese Überlastungen zu erkennen. Wird eine Überlastung festgestellt, kann der Netzbetreiber ein Signal zur Absenkung flexibler Anlagen im überlasteten Netzstrang senden, um so eine Beschädigung von Betriebsmitteln (z.B. Kabel, Ortsnetzstation) zu verhindern. Dies entspricht der netzorientierten Steuerung gemäß der Festlegung zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen der Bundesnetzagentur. Das Steuerungssignal kann entweder dezentral aus der Ortsnetzstation oder zentral aus der Netzführung versendet werden. Zur Umsetzung der Signale ist die entsprechende Steuerungstechnik (FNN-Steuerbox und ggf. Energiemanagementsystem) bei den Kunden notwendig.

Ziel ist es, sowohl die notwendige Flexibilisierung des Verbrauchs – also die Verschiebung in Zeiten hoher EE-Einspeisung – als auch einen sicheren Netzbetrieb jederzeit zu ermöglichen. Um dieses Ziel zu erreichen, bauen die Netzbetreiber die Netze weiter intelligent aus und ermöglichen die Nutzung der im Verteilnetz angeschlossenen Flexibilitäten. Für besondere Situationen braucht es hierfür die kontinuierliche Überwachung des Netzzustandes durch die Netzbetreiber sowie eine Steuerungsmöglichkeit bei drohender Überlastung.



Zur Verhinderung unzulässiger Betriebszustände, z.B. zu hoher Spannung, können perspektivisch weitere Komponenten wie zum Beispiel lokale spannungsabhängige Steuerungseinrichtungen eingesetzt werden. Diese passen auf Basis der gemessenen Spannung die Wirkleistung an. So können sie in besonders belasteten Niederspannungssträngen eingesetzt werden und dabei unterstützen, die Spannung dezentral zu regeln.

### ***Erläuterung - Steuerung von Betriebsmitteln (MS, rONT)***

Durch digitalisierte Ortsnetzstationen können sowohl aus dem zentralen Leitsystem als auch autonom vor Ort Netzschaltungen (z. B. Schaltungen in der Netzinfrastruktur, Umschaltungen) in der Mittelspannung vorgenommen werden sowie die Fehlerortung und die Wiederversorgung der betroffenen Netzteile schneller erfolgen. Beim Neubau und der Sanierung werden zukünftig bevorzugt digitalisierte Ortsnetzstationen errichtet werden, die Integration schreitet daher stufenweise voran.

Wie hoch der Anteil an automatisierten Stationen sein wird, ist vom Kosten-Nutzen-Verhältnis und den Eigenschaften der einzelnen Netzgebiete abhängig. In Gebieten mit stark zunehmender Netzauslastung werden Ortsnetzstationen zukünftig gezielt umgerüstet. Diese Umrüstungen sind zeit-, material- und kapitalintensiv. In Gebieten mit wenig Dynamik bei Einspeisung und Bezug oder stark ausgebauten Netzen kann hingegen eine Messung ausreichend sein. Daher ist eine vollständige Ertüchtigung der Anlagen bis 2035 nicht notwendig. Erfahrungen, z. B. von Enel aus Italien, haben gezeigt, dass eine Automatisierungsquote von ca. 30 % bereits zu einer schnelleren Fehlerortung und Verringerung der benötigten Zeit für Entstörungen führt. Eine ähnliche Durchdringung scheint auch für deutsche Verteilnetze bis 2035 erreichbar. Eine derzeit schon eingesetzte Komponente ist der regelbare Ortsnetztransformator (rONT).

### ***Fehlerortung***

Die Beobachtbarkeit der Stromflüsse und Spannung in der Niederspannung bringt auch bei der Fehlerortung erhebliche Vorteile. Diese erfolgt mit detaillierten Kenntnissen über den Netzzustand deutlich schneller. Im Falle eines Netzfehlers (z. B. defektes Kabel) auf einem Niederspannungsstrang kann zukünftig in der Ortsnetzstation ein Kurzschlussereignis gemessen werden. Zur Erkennung aller Fehlerfälle ist eine dreiphasige Messung aller Niederspannungsabgänge der Ortsnetzstationen vorteilhaft, da sonst Fehlerereignisse einzelner Phasen nicht erkannt werden. Ein Kurzschlussereignis kann dann von der Ortsnetzstation direkt an das zentrale Leitsystem gemeldet und schneller entstört werden. Meldet der Kunde zukünftig einen Stromausfall beim Netzbetreiber, kann dieser direkt prüfen, ob der Fehler im Niederspannungsnetz oder in der Kundenanlage liegt. Der Netzbetreiber prüft, ob ein Kurzschlussignal

gesendet wurde (Netzfehler). Liegt kein Ereignis im Netz vor, liegt der Fehler in der Kundenanlage. Zur genaueren Fehlerortung des Netzfehlers können zukünftig zusätzlich Smart-Meter-Gateway-Daten der Kunden verwendet werden, um zu prüfen, welche Netzbereiche und Kunden vom Fehler betroffen sind. Die Kombination aus Kurzschlussmessungen in den Ortsnetzstationen und Daten aus Smart-Meter-Gateways hilft so, die Art des Fehlers und den Fehlerort deutlich schneller festzustellen und so die im internationalen Vergleich niedrigen Stromausfallzeiten für Kunden weiter zu verkürzen.

### **Zusammenfassung**

Durch marktliche Signale wie zum Beispiel dynamische Stromtarife werden für flexible Verbraucher - regional aufgelöst - zukünftig Anreize geschaffen, in Zeiten hoher EE-Einspeisung ihren Strombezug zu erhöhen. Im Vergleich zu heute kann es so zu synchronisierenden Effekten kommen, wenn viele Verbraucher (automatisiert) gleichzeitig ihre Geräte einschalten. Dies ist aus gesamtsystemischer Sicht sinnvoll und soll die Nutzung des EE-Stroms verbessern. In der Niederspannung können dadurch zu bestimmten Zeiten und in einzelnen Netzsträngen jedoch Netzüberlastungen entstehen. Ziel ist es, sowohl die notwendige Flexibilisierung des Verbrauchs – also die Verschiebung in Zeiten hoher EE-Einspeisung – als auch einen sicheren Netzbetrieb jederzeit zu ermöglichen. Um dieses Ziel zu erreichen, bauen die Netzbetreiber die Netze weiter aus und ermöglichen die Nutzung der im Verteilnetz angeschlossenen Flexibilitäten. Für besondere Situationen braucht es hierfür die kontinuierliche Überwachung des Netzzustandes durch die Netzbetreiber sowie eine Steuerungsmöglichkeit bei drohender Überlastung.

### **Ausblick**

Der Bedarf nach einer Netzzustandsermittlung und Netzführung steigt stetig. In den kommenden Jahren werden die Netzbetreiber weiterhin verstärkt Messtechnik, Netzüberwachungs- und Steuerungssysteme in ihr bestehendes Netz integrieren und wertvolle Erfahrungen sammeln. Die grundsätzlichen Rahmenbedingungen für diese Entwicklungen müssen dabei im Fachgremium FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE) festgelegt werden. Auf dieser Grundlage werden die Netzbetreiber in der Zukunft agieren und ihre Netze gezielt ausbauen und digitalisieren, um den wachsenden Anforderungen an eine effiziente, zuverlässige und nachhaltige Stromversorgung gerecht zu werden.

## Handlungsempfehlungen

Um die Grundlagen für die Erreichung dieser Vision Netzbetrieb in der Niederspannung zu schaffen sind – neben den Aufgaben der Fachkräftegewinnung, Investitionssummen, Materialverfügbarkeit, usw. – insbesondere die folgenden beiden Maßnahmen notwendig:

- › FNN-Anwendungsregel zur Netzzustandsüberwachung: Notwendig sind Regelungen zur Definition und Systematik zur Erkennung von Überlastungen und Standards für die Netzzustandsermittlung. Hier sind die Verteilnetzbetreiber und Hersteller von Tools zur Netzzustandsermittlung im VDE-FNN gefragt.
- › Standardisierung von Betriebsmitteln: Notwendig sind Vereinheitlichung und Standardisierung der grundlegenden Anforderungen an die zukünftig erforderliche Sensorik (z. B. Messfühler) und Aktorik (z. B. Schaltgeräte) sowie an die Regel- und Steuerungsprozesse in den Niederspannungsnetzten (z. B. Normen und Anwendungsregeln), um unabhängig von der Geschwindigkeit und der Erforderlichkeit der Durchdringung in den Netzgebieten jederzeit erforderliche Betriebselemente nachrüsten zu können (Plug and Play). Hier sind der VDE und der DKE in der Verantwortung.

Diese Schritte sind von der Branche kurzfristig einzuleiten und umzusetzen.

## Über die DSO 2.0

Die DSO 2.0 sind eine im BDEW organisierte Gruppe von Verteilnetzbetreibern, die sich mit strategischen energiewirtschaftlichen Fragestellungen auseinandersetzt. Folgende Unternehmen dieses Kreises unterstützen das Diskussionspapier:



### SWM Infrastruktur

Ein Unternehmen  
der Stadtwerke München / **SW//M**



### westnetz

Wir sind das Netz der  
**westenergie**