

Der digitalisierte Verteilnetzbetrieb erfolgt dezentral, automatisch und in Partnerschaften

Im vorhergehenden Artikel wurde der Wunsch von Kunden nach attraktiven, selbstbestimmten Stromanwendungen und -dienstleistungen in den Vordergrund gestellt. Damit dieser Wunsch Realität werden kann, sind verschiedene technische Voraussetzungen erst noch zu schaffen.

Der Betrieb der elektrischen Netze ist entscheidend für eine sichere Versorgung und die Lieferung moderner Stromprodukte. Der Bau von Leitungen und Kraftwerken alleine genügt nicht. Die Stromversorgung unterscheidet sich hier nicht von anderen Infrastrukturen, wie zum Beispiel dem Flugverkehr. Auch dort nutzen Flughäfen und Flugzeuge nur dann etwas, wenn sie bedarfsgerecht betrieben werden. Ohne Gepäckaufgabe, Informationstafeln und aufgetankte Flugzeuge erreicht keiner der Reisende sein gewünschtes Urlaubsziel.



Quelle: www.pixabay.com

Elektrische Netze werden in der Regel aus zentralen Leitwarten heraus überwacht und teilweise ferngesteuert. Die dazu notwendigen Systeme wurden in den 60er Jahren des vergangenen Jahrhunderts populär. Damals boomte die wirtschaftliche Entwicklung und der einhergehende Ausbau der elektrischen Infrastruktur führte zu komplexeren Netzen und einem erhöhten Überwachungsbedarf der Anlagen.

Seit jener Zeit hat der Netzbetrieb erhebliche technische Fortschritte gemacht. Digitale Fernmessung und -steuerung, moderne Visualisierungstechniken und zahlreiche unterstützende Werkzeuge für die Leitstellenmitarbeitenden sind inzwischen Stand der Technik. Trotzdem ist die zentrale Betriebsphilosophie bis heute im Wesentlichen unverändert. Obwohl die Betriebsführung noch funktioniert, stösst sie angesichts einer sich stark verändernden Umwelt bei der Energieproduktion und bei den Kundenerwartungen immer häufiger an ihre Grenzen.

In Deutschland mit seinem erheblichen Anteil an Photovoltaik- und Windanlagen werden jährlich hohe dreistellige Millionenbeträge ausgegeben, damit das elektrische System stabil in Betrieb bleibt. Gemäss einer Studie des BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin) waren es 2015 413 Mio. € und 2016 220 Mio. €, die für den nachträglichen Eingriff in den Einsatz der Kraftwerke, den sogenannten «Redispatch», aufgewendet werden mussten.

Möchte man den Betrieb der elektrischen Netze mit dem Flugverkehr vergleichen, dann ähneln Werkzeuge und Prozesse in den Netzleitstellen trotz modernem Erscheinungsbild eher dem Sichtflug zu Beginn des 20sten Jahrhunderts als einem modernen Flugverkehr des 21sten Jahrhundert mit Autopiloten und teilweise hochgradig automatisierter Gepäck- und Personenlogistik. Ohne Zweifel werden gegenwärtig auch bei der Überwachung und beim Betrieb der Netze modernste Technologien eingesetzt. Das ändert aber nichts an einer im Kern unveränderten, zentralen und ereignisgetriebenen Betriebsweise, welche den zukünftigen Anforderungen und Rahmenbedingungen nicht mehr gerecht wird.

Alle wesentlichen Entscheidungen werden vom Bedienpersonal, den Operateuren, getroffen. Zahlreiche spezifische IT-Werkzeuge unterstützen bei den zu treffenden Entscheidungen, allerdings zeigen die Meisten erst dann Wirkung, wenn ein Ereignis bereits stattgefunden hat oder eine Meldung eingetroffen ist. Mit zunehmender Erzeugung aus erneuerbaren Energien

steigt auch die Anzahl der Werkzeuge und Veränderungen der Belastungssituation im Netz treten rascher und mit immer kürzerer Vorlaufzeit auf.

Bei dieser Entwicklung den Überblick zu behalten und dabei gleichzeitig immer schneller zu reagieren, ist eine Herausforderung. Die Lage wird zusätzlich erschwert, sofern aus Kostengründen in der Nacht und an Wochenenden die Besetzung der Leitstellen reduziert wurde. Vollständig neue Ansätze sind notwendig, um den sicheren Betrieb der Netze weiterhin zu gewährleisten.

Diese neuen Ansätze betreffen bei Weitem nicht nur die eingesetzten Technologien, sondern unter anderem auch Abläufe, Rollen und Aufgaben. Aufgrund von bereits absehbaren Entwicklungen beim Kundenverhalten und bei Informationstechnologien ist die digitale Revolution im Netzbetrieb absehbar. Möglicherweise erfolgt sie schneller, als von Vielen vermutet.



Quelle: www.pixabay.com

Selbst wenn die Informatik vermutlich in der Lage ist, an einem zentralen Ort rasch und zuverlässig den explosionsartigen Anstieg von Daten und Informationen zu sammeln und zu verarbeiten, gibt es beim Operateur Grenzen seiner Reaktionszeit. Hinzu kommt, dass unter dem Aspekt der Informationssicherheit zentrale Strukturen einen erheblichen Schutzaufwand mit sich bringen. Eine Automatisierung und eine Dezentralisierung des Netzbetriebs drängen sich als mögliche Lösung für die Zukunft auf.

Den dezentralen Netzbetrieb gab es bereits in der Vergangenheit. Ursprünglich waren alle elektrischen Knotenpunkte mit Personal besetzt. Dieses Personal wurde normalerweise telefonisch von einer zentralen Stelle angewiesen, war im Notfall aber auch eigenständig handlungsfähig. Dass dieses Modell angesichts von steigenden Personalkosten und zunehmender technischer Komplexität der Netze aufgegeben wurde, ist nachvollziehbar.

Spätestens mit der Einführung von umfassenden Überwachungssystemen und leistungsfähigen entscheidungsunterstützenden Werkzeugen in den Netzleitstellen waren bemannte Unterwerke nicht mehr konkurrenzfähig. Inzwischen ist die zweite Revolution im Netz- und Systembetrieb absehbar. Wesentliche Gründe dafür sind kundenseitige Entwicklungen und die damit verbundenen Folgen für den stabilen Systembetrieb.

Zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 werden u.a. Photovoltaik-Dachanlagen und Wärmepumpen gefördert. Elektroautos gewinnen zunehmend an Popularität und private Speicherung von Elektrizität und Wärme entsprechen einem wachsenden Bedürfnis. Für die Verteilnetze bedeuten die Entwicklungen eine deutlich erhöhte Volatilität und die zeitweise Umkehr der Energieflussrichtung.

Trotz verbesserter, entscheidungsunterstützender Werkzeuge und Systeme für die Operateure ist nicht zu erwarten, dass ein letztlich manuell geführter Betrieb auf Dauer erfolgreich sein kann. Die Zunahme der Herausforderungen in den Verteilnetzen ist erheblich und betrifft ebenso die international verbundenen Transportnetze. Bis heute werden teilweise in beträchtlichem Umfang Netzprobleme aus tieferen Netzebenen bis in die Übertragungsnetzebene «weitergereicht», damit sie dort behoben werden können.

Um den rasch wechselnden Energieflüssen im Netz wirksam zu begegnen, muss in Zukunft schneller reagiert und unter Einbezug von Prognosen über Wetter, Verbrauch und Kundenverhalten auch präventiv agiert werden. Ein konsequenter Ansatz dafür sind autonom

agierende, logische Steuerungsmodule, die möglichst nahe an den Anwendungen, das heisst dezentral, agieren.



Quelle: www.pixabay.com

Als Einsatzort für eine dezentrale, autonome Steuerung ist die Ortsnetz-Transformatorstation geradezu prädestiniert. Einerseits kann hier mit regelbaren Transformatoren das Netzverhalten in Grenzen beeinflusst werden, andererseits befinden sich in Siedlungsgebieten zukünftig genügend beeinflussbare Elemente im Einzugsbereich eines einzelnen Transformators. Dabei kann es sich beispielsweise um Elektromobile, Photovoltaikanlagen, Stromtankstellen,

Wasserboiler oder Batteriespeicher handeln. Eine lokale Automatik verarbeitet die Kenngrößen der für sie freigegebenen Geräte und optimiert die physische Beanspruchung des Netzes unter Einbezug des Transformators so, dass ausschliesslich nicht lösbare Probleme in die nächsthöhere Netzebene gehoben werden.

Im skizzierten Modell kommt dem Kunden eine Schlüsselrolle zu. Er entscheidet, welches seiner Geräte er dem Transformator in welchem Umfang zur Verfügung stellen will. Dazu meldet er die entsprechenden Geräte online am Transformator an und bestimmt zudem die Regeln, nach denen sie bewirtschaftet werden müssen. Beispielsweise sollte es Sache des Kunden sein, zu entscheiden, ob für ihn die Nachladung des eigenen Elektrofahrzeugs oder die bestmögliche Vermarktung seiner selbstproduzierten Sonnenenergie Priorität hat. Die Zufriedenheit der Kunden wird erhöht, indem er selber bestimmt, was mit seinen Geräten passiert – und er diese Entscheidungen selbstverständlich ohne Vorankündigung jederzeit anpassen kann.

Der Verteilnetzbetreiber kann in einem derartigen Modell mehrfach profitieren. Ihm stehen neue Optionen für die Netzauslegung zur Verfügung. So kann er zum Beispiel gezielt Stromtankstellen oder Batterien platzieren, wo dies auch aus Netzsicht Sinn macht. Er kann das Kundenverhalten mit angepassten Netznutzungs- und Entschädigungsmodellen beeinflussen, gezielt Photovoltaikanlagen propagieren oder wie bis anhin die Netze weiter ausbauen. Einzig die alleinige Auslegung der Netze auf eine selten vorkommende Verbrauchsspitze gehört der Vergangenheit an wenn die Netzbelastung aktiv und nach ökonomischen Regeln – aber ohne für den Kunden spürbare Einschränkung der Versorgung - beeinflusst wird.



Quelle: www.pixabay.com

Die notwendigen Technologien zur Realisierung des skizzierten zukünftigen Netzbetriebs stehen im Grundsatz bereits heute zur Verfügung. Smart Meter, 5G Network Slicing, Sensorik und Aktorik im Netz sowie Optimierungsalgorithmen sind prinzipiell vorhanden. Diese Mittel und Werkzeuge müssen allerdings auch im Sinne der Digitalisierung eingesetzt werden, um eine entsprechende Wirkung zu erzielen. Bis zur flächendeckenden Einsatzbereitschaft ist es eine Frage

der Zeit, insbesondere ist dazu die Interoperabilität der beteiligten Objekte weiterzuentwickeln. Der Verteilnetzbetreiber von Morgen benötigt eine «Plug and Play» Umgebung, in der Elektromobile, Zähler, Sensoren, Speicher und Energieerzeugungsanlagen unabhängig von Herstellern oder Kommunikationstechnologien miteinander Informationen austauschen können.

Findet eine solche Entwicklung statt, dann sind die resultierenden Veränderungen für Verteilnetzbetreiber erheblich. Operateure entwickeln sich zu Verantwortlichen für die Überwachung von automatisch arbeitenden Netzbetriebs-Systemen. Trotzdem müssen sie bei einem Ausfall der Systeme möglichst immer noch in der Lage sein, die Versorgung aufrecht zu erhalten. Der automatisierte Netzbetrieb benötigt mittelfristig Informationen, die normalerweise im Smart Home Umfeld anfallen. Die heute häufig angewendete Unterscheidung zwischen Smart Grids und Smart Homes weicht auf. Die Entwicklung von Netz- und Entschädigungsmodellen, die den Kunden überzeugen, seine Geräte durch den Netzbetreiber optimal einsetzen zu lassen, benötigen fundierte Marketing Erfahrungen. Diverse weitere Veränderungen sind zu erwarten.



Quelle: www.pixabay.com

Im Zentrum des zukünftigen Netzbetriebs stehen noch mehr als heute Daten und Informationen. Erfolgskritisch ist die sichere Erfassung und Verarbeitung von Daten aus Photovoltaikanlagen. Zudem bedingt der zuverlässige Netzbetrieb in Zukunft weitere Informationen wie die Kenntnis über das Kundenverhalten oder lokale Wetterprognosen. Eine 15-minütige Erfassung von

Verbrauchswerten mittels Smart Metern genügt hierfür sicher nicht. Je belastbarer die Informationen für die dezentrale Betriebsoptimierung sind, desto einfacher wird die Stabilität der Stromversorgung bei gleicher oder besserer Qualität zu erreichen sein. Die Vorteile für Kunden wie auch für Netzbetreiber liegen auf der Hand.

Ob ein Verteilnetzbetreiber auf Dauer im Alleingang mit den verschiedenen rasanten Entwicklungen mithalten kann, ist fraglich. Die Einspeisungen aus erneuerbaren Energien nehmen zu, die Neuerungen bei Informations- und Kommunikationstechnologien überschlagen sich und die Kunden erwarten Dienstleistungen in immer aktuellen Applikationen und unabhängig vom den eingesetzten Geräten und Betriebssystemen. Wissen und Erfahrungen in Bezug auf informationstechnische Integration wird mehr den je zu einer Kernkompetenz für Verteilnetzbetreiber.

Um aus den vielfältigen und stürmischen Entwicklungen als Gewinner hervorzugehen, werden Netzbetreiber – und nicht nur sogenannte «kleine Netzbetreiber» - auf die enge Kooperation mit anderen Unternehmen angewiesen sein, insbesondere mit solchen aus der Telekommunikations- und Informatikindustrie. Ein Pluspunkt der Netzbetreiber ist sicher der existierende Zugang zu den Stromkunden und das bei der überwiegenden Mehrheit der Kunden vorhandene Vertrauen in den eigenen Stromversorger. Auf dieses Potenzial lässt sich aufbauen.