

Smart-Grid-Rollout in der Stadt Zürich

Autor(en): **Engeler, Sara / Auer, Michael / La Fauci, Raffael**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **113 (2022)**

Heft 7-8

PDF erstellt am: **13.09.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-1037129>

Nutzungsbedingungen

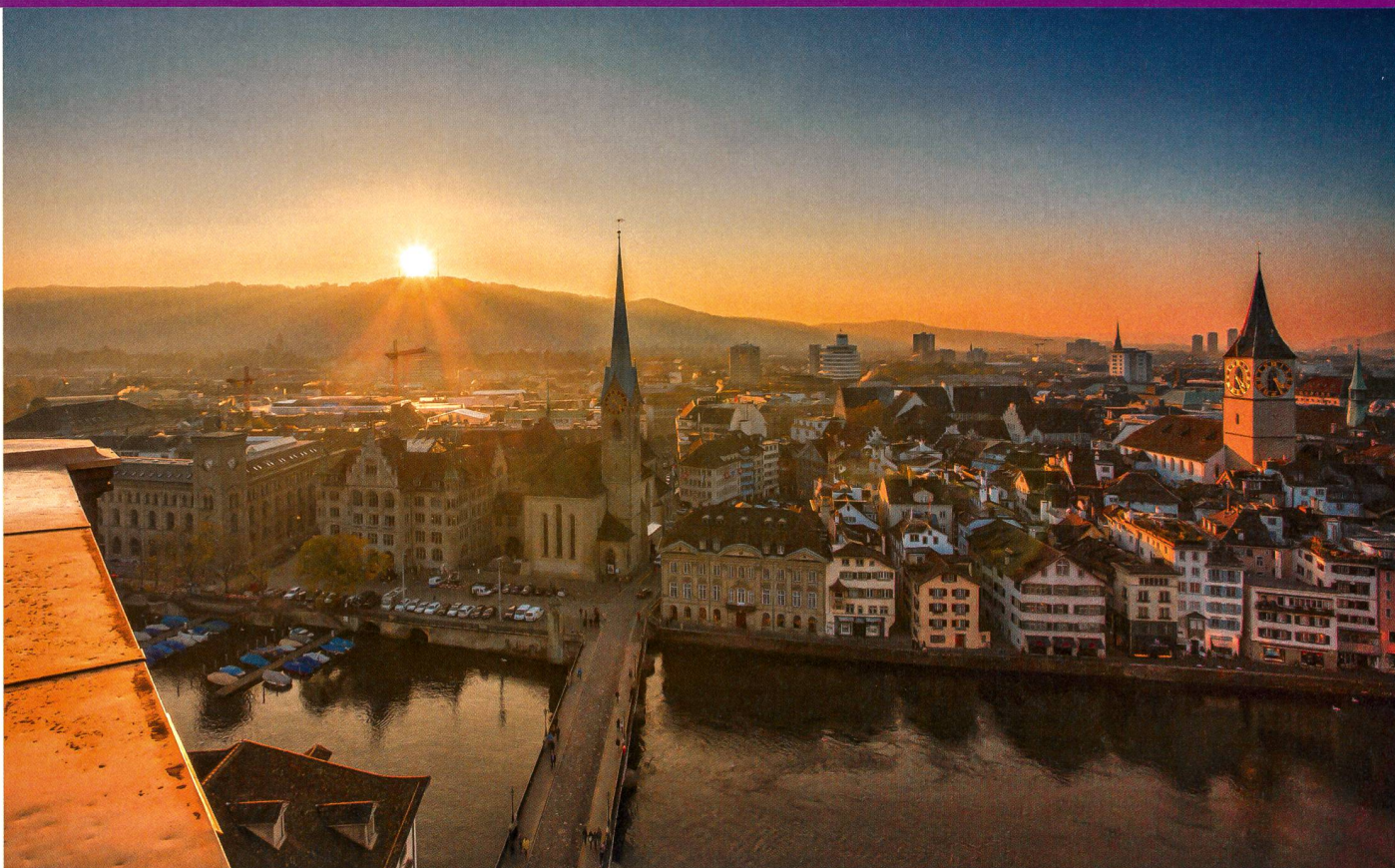
Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.



Smart-Grid-Rollout in der Stadt Zürich

Verteilnetz-Infrastruktur | Die Energiestrategie 2050 stellt Verteilnetzbetreiber vor Herausforderungen, die mit einem herkömmlichen Netzausbau nicht zu bewältigen sind. EWZ widmet sich bereits seit Langem dem Stromnetz von morgen. Ziel ist es, den Kundinnen und Kunden ein leistungsfähiges und intelligentes Netz – das Smart Grid – bereitzustellen.

SARA ENGELER, MICHAEL AUER, RAFFAEL LA FAUCI

Mit der Dekarbonisierung des Mobilitäts- und Wärmesektors stehen disruptive Veränderungen im Energiesektor an. Politische Beschlüsse von Bund, Kantonen und Stadt [1] verstärken den Umbruch in der Stromlandschaft zusätzlich. Die Anzahl an Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und PV-Anlagen im Versorgungsgebiet wird gemäss behördenverbindlichen Szenarien [2,3] in den nächsten Jahren stark ansteigen. Diese stellen für EWZ Herausforderungen dar, da neue Leitungen und Anlagen nicht genügend schnell gebaut werden können.

Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und PV-Anlagen können zudem neuartige Bezugs- und Einspeiseprofile sowie hohe Leistungen [4] aufweisen. Dadurch wird der Lastfluss im Stromnetz massgeblich verändert. Dies hat enorme Auswirkungen auf die Infrastruktur. Es sind punktuelle Überlastungen der Betriebsmittel möglich, zudem können vermehrt asymmetrische Belastungen der Phasen aufgrund von einphasig angeschlossenen Elektroladestationen auftreten. Um dem entgegenzuwirken, fehlt allerdings eine günstige und technisch umsetzbare Lösung. Die bisher am meisten ange-

wandte Massnahme ist der konventionelle Netzausbau respektive die Netzverstärkung, bei der die Leitungen und Anlagen für bis zu 50 Jahre verbaut werden. Dies ist jedoch teuer und zeitlich kaum realisierbar. Durch die voranschreitende Digitalisierung ergeben sich aber für EWZ als Verteilnetzbetreiber auch interessante Möglichkeiten.

Die im Netz verbauten Anlagen haben eine Lebensdauer von bis zu 50 Jahren – ein Netzbetreiber muss deshalb langfristig planen. Damit neben der Einschätzung der Auswirkungen auf die Infrastruktur auch mit Unsicherheiten umgegangen werden kann, gilt es, in der

Langfristplanung einen Szenariorahmen für die nächsten 30 bis 40 Jahre zu erstellen. Hierfür müssen diverse Treiber identifiziert werden, die die Entwicklung des Netzes beeinflussen können; etwa zukunftsträchtige Technologien wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge oder PV. Sie stützen sich zudem auf offizielle Berechnungen der Energieperspektiven 2050 [2] des Bundes sowie die Rahmenbedingungen des Netto-Null-Ziels bis 2040 der Stadt Zürich [3]. Schliesslich soll aus dem Szenariorahmen ein Referenzszenario erstellt werden, das alle vier Jahre neu beurteilt und aktualisiert wird. Letzteres dient als Planungsgrundlage für alle Vorhaben im Verteilnetz von EWZ. Diese Methode wird seit mehreren Jahren verfolgt. Mit ihr wurde bereits der Smart-Grid-Rollout in der Stadt Zürich umgesetzt und geplant.

Vom Monitoring zur Steuerung

Für die Dimensionierung des Netzes ist die Leistung massgebend, u. a. die Leistung der Elektromobilität, die durch eine hohe Gleichzeitigkeit zu Leistungsspitzen führen kann (Bild 1). Der Einsatz von Wärmepumpen hingegen führt eher zur Erhöhung der Grundlast. Da das Verteilnetz der Stadt Zürich lastgetrieben ausgebaut wird, sind Lasten zunächst kritischer zu betrachten als die dezentrale Produktion von Strom. Der erwartete Lastanstieg wird daher einen Einfluss auf die Netzinfrastruktur haben und würde punktuell einen Netzausbau zur Folge haben. Da dieser jedoch teuer und zeitintensiv ist, werden Rahmenbedingungen geschaffen, die den konventionellen Netzausbau mit dem Ausbau des Smart Grids kombinieren. Damit der konventionelle Netzausbau möglichst gering gehalten werden kann, ist es Ziel, den Bezug zu optimieren und die Lastspitzen, wenn möglich, zu verschieben. EWZ verfolgt dazu einen 4-Stufen-Plan (Bild 2):

- **Sensibilisierung.** Hier geht es darum, das Konsumverhalten der Bevölkerung zu ändern, indem die Werkvorschriften angepasst werden und das Fachpersonal auf die Herausforderungen im Verteilnetz hingewiesen werden. Weiss man, wann Lastspitzen auftreten, und verlagert die Bezugszeiten entsprechend, wird ein Engpass vermieden.
- **Monitoring.** In der zweiten Stufe werden die Betriebsmittel des Netzes anhand von Messungen überwacht.

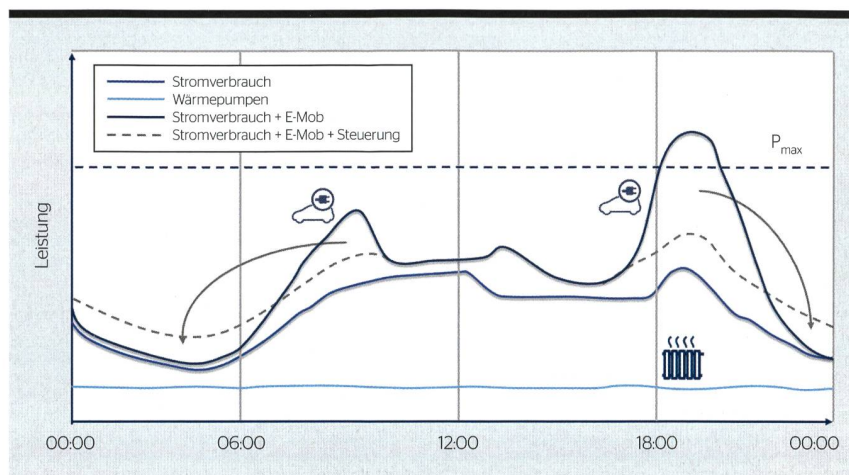


Bild 1 Beispielhaftes Lastprofil in einem Quartier. Die Elektromobilität verursacht durch die hohe Gleichzeitigkeit und relativ hohen Ladeleistungen Lastspitzen, die gebrochen werden sollen.

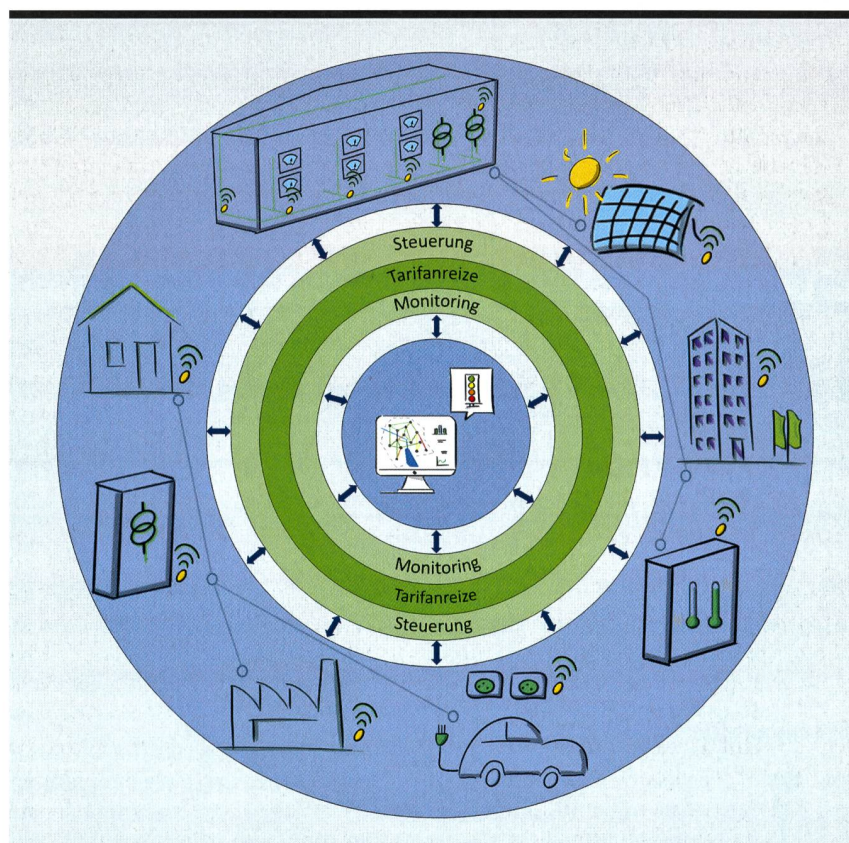


Bild 2 Der 4-Stufen-Plan zeigt auf, wie das intelligente Netz, das mit den Herausforderungen von Elektromobilität, Wärmepumpen und PV umgehen kann, realisiert wird.

Dadurch können Prognosen zum Netzzustand in der Netzebene 7 erstellt, potenzielle Engpässe früh festgestellt und Massnahmen eingeleitet werden.

- **Tarifierze.** Änderungen des Lastverhaltens oder eine rapide Zunahme der Last bergen Risiken für den Netzbetrieb. Damit die Tageslastspitzen

nicht durch Lastprofile neuer Verbraucher im Netz weiter ansteigen, wird versucht, deren Spitzen mittels Tarifierzen von den bestehenden Lastspitzen wegzulenken. So wurde beispielsweise bei EWZ ein Tarif für Elektrofahrzeuge eingeführt, bei dem während 20 Stunden von einem tieferen Netznutzungstarif profitiert

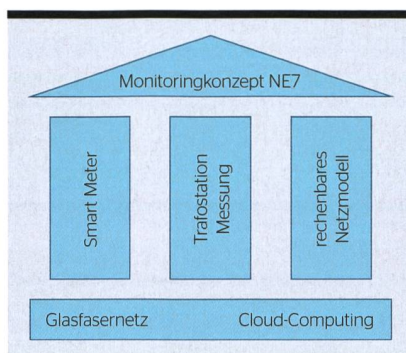


Bild 3 Darstellung des Fundaments und der drei Pfeiler des Monitoringkonzepts des Niederspannungsnetzes.

werden kann, während in den restlichen vier Stunden des Tages ein höherer Tarif gilt [5].

- **Steuerung.** Steigt die Netzbelastung lokal dennoch kritisch an, kann mittels Steuerung aktiv eingegriffen werden. So kann beispielsweise die Ladeleistung für Ladestationen kurzfristig gedrosselt werden, um Engpässe zu vermeiden. Diese Eingriffe sind allerdings nur im Notfall zulässig, wenn eine Gefährdung des Netzbetriebs besteht, oder sofern die Einwilligung der Kundinnen und Kunden vorliegt. Im zweiten Fall wird die kundenseitige Flexibilität durch Tarifangebote vergütet.

Monitoringkonzept Niederspannungsnetz

Dieses Konzept soll eine Überwachung und Beurteilung des Stromnetzes ermöglichen. Es baut auf drei Pfeilern auf (Bild 3), den Smart-Meter-Daten, den Messwerten aus den Trafostationen und dem rechenbaren Netzmodell, das den digitalen Zwilling des physischen Netzes darstellt. Als Fundament der drei Pfeiler dienen das Glasfasernetz und das Cloud-Computing. Ersteres bietet genügend Bandbreite für die Übermittlung der Smart-Meter- und Messdaten aus den Trafostationen. Damit das umfangreiche Stromnetz simuliert werden kann, braucht es eine entsprechende Rechenleistung, die durch das Cloud-Computing ermöglicht wird.

Die Smart Meter werden im Netz installiert, um mehr Informationen über den Netzzustand und dessen Verhalten zu erhalten. In der ersten Phase des Smart-Meter-Rollouts werden 15-Minuten-Lastgänge geliefert, wodurch

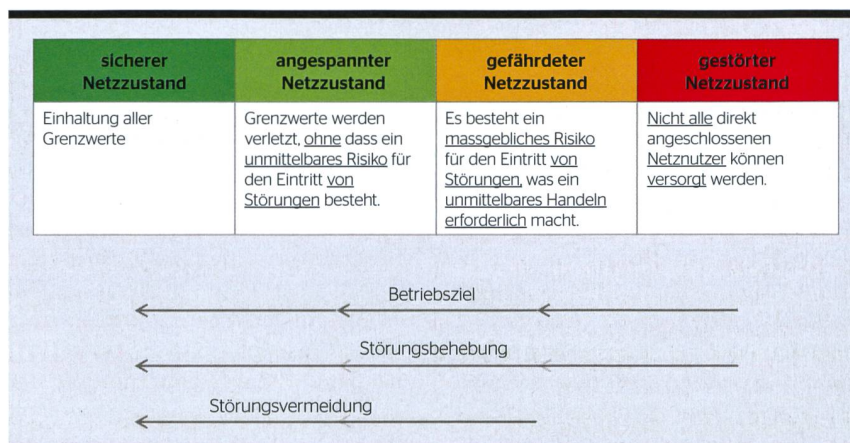


Bild 4 Die definierten Netzzustände werden unterschieden aufgrund ihrer Einschätzung auf die Netzgefährdung und zeigen auf, was mögliche Folgen sein könnten.

wesentlich genauere Daten als mit den heutigen Jahresenergiewerten der alten Zähler zur Verfügung stehen. Zudem werden heute bereits punktuell bei grossen Lasten Smart Meter eingesetzt. Gehen neue Anschlussgesuche für Ladestationen mit einer Leistung von mehr als 22 kW bei EWZ ein oder möchte jemand den Elektromobilitätstarif nutzen, schreibt das Elektrizitätswerk den Einsatz eines Smart Meters vor. Während des Smart-Meter-Rollouts wird somit eine Beobachtungswelt geschaffen, die alle 24 Stunden mit Messwerten im 15-Minuten-Raster angereichert wird. In künftigen Ausbaustufen des Monitorings sollen die Messwerte in Echtzeit alle 15 Minuten bis hin zu einer Minute (bei Flexibilitäten) aufgezeichnet und genutzt werden. Bei Gebäuden mit Smart Metern wird ein zusätzliches Building Gateway (BGW) eingerichtet, das die Smart-Meter-Daten auf Gebäudeebene sammelt und via Glasfasernetz an das Elektrizitätswerk übermittelt. Die Smart-Meter-Daten werden anschliessend einerseits für die Stromabrechnung und andererseits für das Monitoring verwendet. Die Verwendung der Smart-Meter-Daten erfolgt dabei unter Berücksichtigung der Datenschutzrichtlinien, sodass keine Rückschlüsse zu einzelnen Wohnungen gezogen werden können.

Für die Signalisation der Trafostationen wurde ein Konzept erarbeitet, das künftig die kommunikative Anbindung der rund 800 Trafostationen ermöglicht und mit nieder- und mittelspannungsseitigen Messdaten angereichert wird. Die Daten werden dazu im

1-Minuten-Intervall gemessen und in Echtzeit übertragen. Auf der Mittelspannungsseite werden Messdaten zu Kurzschluss, Erdschluss, Strom und Spannung übermittelt sowie die Fernsteuerung einzelner Schalter eingerichtet. Die Signale in der Mittelspannung helfen u. a. bei der räumlichen Eingrenzung eines Störungsortes oder können auch zur Erkennung und Optimierung der Netzverluste herangezogen werden. Hinzu kommt die Signalisation von Strom und Spannung auf der Niederspannungsseite. Die Niederspannungsmessdaten sind eine Ergänzung zu den Smart-Meter-Daten im Netz. Sie bieten die Möglichkeit, das Netz in Echtzeit zu überwachen. Die Signalisation der Trafostationen in Kombination des vollständigen Smart-Meter-Rollouts lässt nach Einwilligung der Kundinnen und Kunden die Steuerung von Verbrauchern im Netz zu.

Damit das Netz intelligent werden kann, ist es nötig, einen digitalen Zwilling des physischen Netzes zu erstellen. Durch die topologische Verknüpfung der Betriebsmittel entsteht das Modell, welches automatisch mit Parametern aus den Quellsystemen wie SAP und GIS angereichert wird. Dieses wird im Normalschaltzustand abgebildet und zusätzlich mit Messdaten angereichert. Im Modell können dann verschiedene Szenarien abgebildet werden, beispielsweise indem Schaltstellungen verändert oder neue Netzelemente wie ein Hausanschluss ergänzt werden. Für jedes Szenario können dann Simulationen durchgeführt werden. Basierend auf den Simulationsergebnissen werden Analysen durchgeführt, wie bei-

spielsweise die Überprüfung der Nulungsbedingungen, anhand welcher datenbasierte Entscheide, wie etwa die Beantwortung von Anschlussgesuchen, abgeleitet werden können.

Mit den Messdaten aus den Trafostationen und der Smart Meter kann das Netz im rechenbaren Netzmodell überwacht und im Notfall kann eingegriffen werden. Treffen also Zustandsinformationen ein, die Grenzwerte verletzen oder gar eine Störung detektieren, können Gegenmassnahmen getroffen werden. Damit sie einfach identifiziert werden können, wurden Netzzustände in einem 4-Farben-Ampelprinzip (**Bild 4**) formuliert, die die Netzgefährdung aufzeigen. In der Monitoring- und Steuerungsplattform Venios.NET [6], die bei EWZ die Messdaten mit dem Modell verknüpft, können die Netzzustände analysiert werden. Je nach Gefährdungszustand wird der betroffene Netzbereich nur beobachtet oder es werden direkt Massnahmen ergriffen.

Bereit für das Smart Grid

Die Verteilnetzbetreiber sind der Schlüssel, um die Energiewende überhaupt erst zu ermöglichen. Daher ist das Engagement bei EWZ gross, um

heute das Stromnetz für die Bedürfnisse von morgen aufzustellen. Durch die Umsetzung von Pilotprojekten, wie beispielsweise in Zürich-Affoltern in den Jahren 2015/2016 sowie in Green-city in Zürich-Wollishofen 2019/2020 konnten Smart-Grid-Konzepte getestet und gewinnbringende Partnerschaften eingegangen werden. EWZ arbeitet im Bereich Smart Grid seit mehreren Jahren eng mit der Tochterunternehmung Smart Grid Solutions AG (SGS) [7] zusammen. Zur Visualisierung der Niederspannungsebene wird zudem auf die Monitoring- und Steuerungsplattform Venios.NET der Firma Venios GmbH gesetzt [6].

Der Einsatz von Smart Metern und die Signalisation der Trafostationen ermöglichen, das Netzverhalten besser zu verstehen. Zusammen mit dem digitalen Zwilling wird Transparenz und ein gesamtheitlicher Überblick des Verteilnetzes geschaffen. Da tagesaktuelle Messwerte vorliegen, ist es möglich, das Netz zu überwachen. Es wird die Basis gelegt, um künftig zu steuern, damit frühzeitig auf netzkritische Situationen reagiert werden kann. Sensibilisierung und das Setzen von Tarifanreizen können zudem helfen, Lastspitzen zu reduzieren. Durch das

Zusammenspiel aller Elemente des Monitoringkonzepts kann somit den Kundinnen und Kunden ein leistungsfähiges und intelligentes Stromnetz, ein Smart Grid, zur Verfügung gestellt werden.

Referenzen

- [1] Stadt Zürich, «2000-Watt-Gesellschaft», www.stadt-zuerich.ch/gud/de/index/umwelt_energie/2000-watt-gesellschaft.html.
- [2] BFE, «Energieperspektiven 2050+», www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html.
- [3] Stadt Zürich, «Ein neues Klimaschutzziel für Zürich», www.stadt-zuerich.ch/gud/de/index/departement/strategie_politik/umweltstrategie/klimapolitik/klimaschutz/netto-null-treibhausgase.html.
- [4] M. Auer, E. Kaffe, R. La Fauci, «Impact of Fast Charging and Home Charging Infrastructure for Electric Vehicles on the Power Quality of the Distribution Grid (paper no. 1074)», Cired 2019, www.cired.net/publications-all.
- [5] EWZ, «Tarifübersicht. Stromtarife für Privatkundinnen und -kunden», www.ewz.ch/de/private/strom/tarife/tarifuebersicht.html.
- [6] Venios GmbH, «Die Zukunft in Echtzeit. Venios.NET bringt Transparenz ins Netz», venios.de.
- [7] Smart Grid Solutions AG, «smart grid solutions», www.smartgridsolutions.ch/de.

Autoren

Sara Engeler ist New-Grid-Solutions-Fachspezialistin bei EWZ.
→ EWZ, 8050 Zürich
→ sara.engeler@ewz.ch

Michael Auer ist Leiter New-Grid-Solutions bei EWZ.
→ michael.auer@ewz.ch

Dr. Raffael La Fauci ist Leiter Konzepte und Entwicklung bei EWZ.
→ raffael.lafauci@ewz.ch

RÉSUMÉ

Déploiement d'un smart grid dans la ville de Zurich

Infrastructure du réseau de distribution

La Stratégie énergétique 2050 place les gestionnaires de réseaux de distribution face à des défis qui ne peuvent pas être relevés par le biais d'une extension traditionnelle du réseau. EWZ travaille donc depuis longtemps déjà au réseau électrique de l'avenir. L'objectif consiste à mettre un smart grid - un réseau performant et intelligent - à la disposition des clients.

Comme le réseau de distribution de la ville de Zurich est développé en fonction de la charge, les charges doivent être considérées dans un premier temps comme étant plus critiques que la production décentralisée d'électricité. L'augmentation prévue de la charge exercera donc une influence sur l'infrastructure du réseau, ce qui entraînerait ponctuellement une extension coûteuse - en argent et en temps - de ce dernier. C'est pourquoi des conditions-cadres sont mises en place pour combiner extension conventionnelle du réseau et développement du smart grid. L'objectif consiste à optimiser le soutirage et à déplacer, si possible, les pics de charge afin de limiter autant que possible l'extension du réseau. Pour ce faire, un plan en 4 étapes - qui mise sur la sensibilisation, le monitoring, les incitations tarifaires et la

gestion de la charge - a été mis en œuvre. Pour le monitoring, des compteurs intelligents sont installés sur le réseau. Dans la première phase du déploiement, ceux-ci fournissent une fois par jour des courbes de charge basées sur des mesures enregistrées toutes les 15 min. Dans les futures phases d'extension du monitoring, les valeurs mesurées seront enregistrées et utilisées en temps réel toutes les 15 min, voire toutes les minutes (pour les flexibilités). Pour la signalisation des postes de transformation, un concept a été élaboré - il permettra à l'avenir le raccordement et la communication des quelque 800 postes de transformation ainsi que l'utilisation des données de mesure côté basse et moyenne tensions. Les données seront mesurées une fois par minute et transmises en temps réel.

L'utilisation de compteurs intelligents et la signalisation des postes de transformation permettent de mieux comprendre le comportement du réseau. Combinées à un jumeau numérique, elles offrent en outre de la transparence ainsi qu'une vue d'ensemble du réseau de distribution. Une base est ainsi posée pour la gestion de l'avenir, qui permettra de réagir à temps face aux situations critiques du réseau. **NO**

Protection du réseau et de l'installation



Une stabilité du réseau

Hager a développé des solutions optimisées pour de nombreuses tailles d'installations et les a testées en fonction des paramètres requis dans l'AES RR/YPE-NR7 – CH2020. Un schéma électrique et une confirmation avec nomenclature sont disponibles à cet effet. Les exigences de la recommandation de la branche et de l'ESTI sont ainsi respectées. Avec Hager, vous optez pour la sécurité.

hager.ch/na-schutz

:hager