

Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse
Band: 110 (2019)
Heft: 6

Artikel: Energiespeicher im Stromnetz = Stockage d'énergie dans le réseau électrique
Autor: Schobi, Stefan / Moullet, Yoann / Höckel, Michael
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-977495>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 18.04.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>



Energiespeicher im Stromnetz

Technische Herausforderungen | In der Diskussion über den Einsatz von Energiespeichern wie zum Beispiel Batterien stehen die Optimierung von Energieflüssen und die Kosten im Vordergrund. Dass beim Betrieb von immer mehr leistungsstarken Anlagen Netzzrückwirkungen entstehen, welche bereits heute zu kritischen Betriebszuständen des Stromnetzes führen können, wird gerne vergessen.

STEFAN SCHORI, YOANN MOULLET, MICHAEL HÖCKEL

Nur unter Berücksichtigung der technischen Grenzen des Stromnetzes wird die Umsetzung der Energiestrategie 2050 ohne Einbussen bei der Versorgungsqualität gelingen. Dabei stellen sich für den Netzbetreiber beim Einsatz von Energiespeichern in seinen Verteilnetzen mindestens zwei technische Herausforderungen: Erstens sind Speicher je nach Einsatz Verbraucher oder Einspeisungen, deren Leistungen mit einem hohen Gradienten verstellbar sind. Bei zeitgleichem Verhalten kann dies die Netze überlasten. Zweitens beeinflussen die zur Umwandlung von

Gleichspannung in Wechselspannung eingesetzten Wechselrichter die frequenzabhängige Netzimpedanz und koppeln insbesondere bei vorhandenen Spannungsverzerrungen Oberschwingungsströme ein, welche zu begrenzen beziehungsweise zu beherrschen sind.

Wie tickt das Stromnetz?

Als in der Schweiz ab 1903 die ersten Kraftwerke miteinander verbunden wurden, um die Versorgungssicherheit lokaler Netzeinseln zu erhöhen [1], dürfte kaum jemandem bewusst gewesen sein, mit welchen Herausforderungen das Stromnetz etwas mehr als 100

Jahre später konfrontiert sein wird. Beim regionalen und überregionalen Zusammenschluss von lokalen Niederspannungsnetzen (NS) über die Mittelspannungsebene (MS) und die Hochspannungsebene (HS) spielte die zentrale Einspeisung von Kraftwerken zur Versorgung dezentraler Verbraucher die Hauptrolle. Als von 1903 bis 1958 neue Kraftwerke in den Bergen entstanden, wurden diese über die Höchstspannungsebene mit den Hochspannungsnetzen verbunden. Durch die internationale Verbindung mit Frankreich und Deutschland am Stern von Laufenburg 1958 wurde es möglich, Energie von

leistungsstarken Kraftwerken über weite Distanzen zu übertragen. Der in eine Richtung existierende Leistungsfluss «Vom Kraftwerk zum Verbraucher» hatte für rund 100 Jahre Bestand und erlaubte, die eingespeisten und verbrauchten Leistungen im Tagesgeschäft relativ genau zu prognostizieren und aufeinander abzustimmen. Seit einigen Jahren nehmen erneuerbare Energieträger eine wesentliche Rolle ein und prägen das Verhalten des Stromnetzes massgeblich (Bild 1). Durch die Zunahme fluktuierender Stromerzeugung steigt der Bedarf an Tages-, Wochen- und Saisonspeicherung. Damit verändert sich das Verhalten des Stromnetzes grundlegend. Elektrische Energie kann in grossen Mengen auf jeder Netzebene eingespeist und zwischengespeichert werden, sei es mit Batterien, Speicherseen oder Power-to-Gas. Im Schweizer Stromnetz, dessen Leitungen insgesamt rund sechsmal um die Erde reichen würden [2], ist der Anschluss von Energiespeichern an einer fast unbegrenzten Anzahl von Verknüpfungspunkten denkbar.

Der ideale Anschlusspunkt

Zur Speicherung elektrischer Energie bietet sich für den Prosumer im Privathaushalt eine Batterie im NS-Netz an. Die Verbindung eines Speichers mit der Hauptverteilung ist ohne zusätzliche Infrastruktur möglich. Durch die kleineren Leitungsquerschnitte und die höheren Ströme gelangt das NS-Netz eher an seine Leistungs- und Spannungsgrenzen als

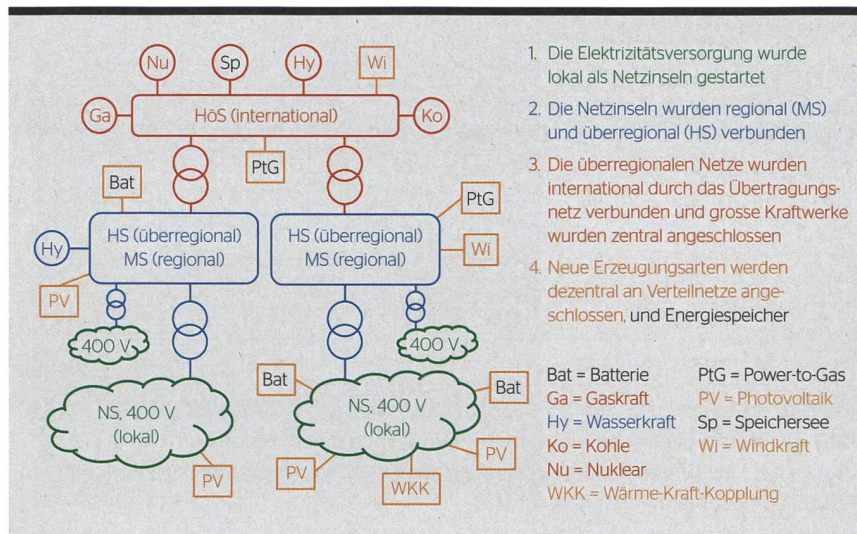


Bild 1 Die Entstehung der Elektrizitätsversorgung; von lokalen Netzeinseln auf der Niederspannungsebene bis zur internationalen Verbindung über die Höchstspannungsebene.

die anderen Netzebenen. Zusammen mit PV-Anlagen, Wärmepumpen, Elektroautos und Klimaanlage werden die Planung und der Betrieb des NS-Netzes für den Netzbetreiber komplexer - auch hinsichtlich der Einhaltung der Spannungsqualität, welche unter der zunehmenden Anzahl an Umrichtern leiden kann. Zudem stellt sich aus Sicht des Gesamtsystems die Frage, wie viel dezentrales Haushaltsspeichervolumen optimal ist. Speicher im NS-Netz sind dann sinnvoll, wenn sie beim Bau von PV-Anlagen und Ladeinfrastruktur Netzinvestitionen verhindern können. Dagegen haben grössere Speicher auf höheren Netzebenen den Vorteil, dass sie eine grosse Anzahl an

Kunden versorgen und somit die Verschachtelung von Verbrauchs- und Einspeiseprofilen nutzbar ist: Zu viel produzierte Energie eines Prosumers kann oft direkt durch andere Verbraucher im Netz bezogen werden - ohne Zwischenspeicherung. Dies reduziert das benötigte Speichervolumen. Grosse Batterien sind zudem aufgrund ihrer Leistung und ihres schnellen Reaktionsvermögens zur Primärregelung in «beide Richtungen» geeignet. Weil durch die Abnahme konventioneller Grosskraftwerke zunehmend Trägheit von rotierender Masse (Momentanreserve) wegfällt, könnten Batterien auch die Frequenzhaltung in Form von virtueller Trägheit unterstützen.

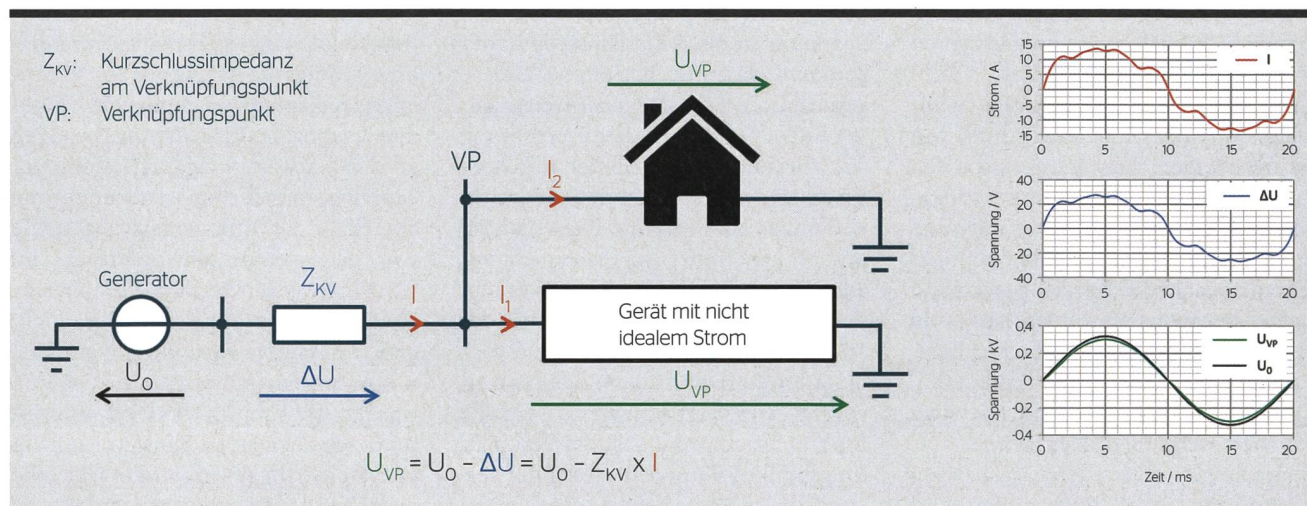


Bild 2 Geräte mit nicht idealem Strom verursachen eine verzerrte Spannung am Verknüpfungspunkt, der auch die anderen Verbraucher ausgesetzt sind. Zur Vereinfachung zeigen die Diagramme nur eine Phase ohne Phasenverschiebungen.

Bilder: BFH

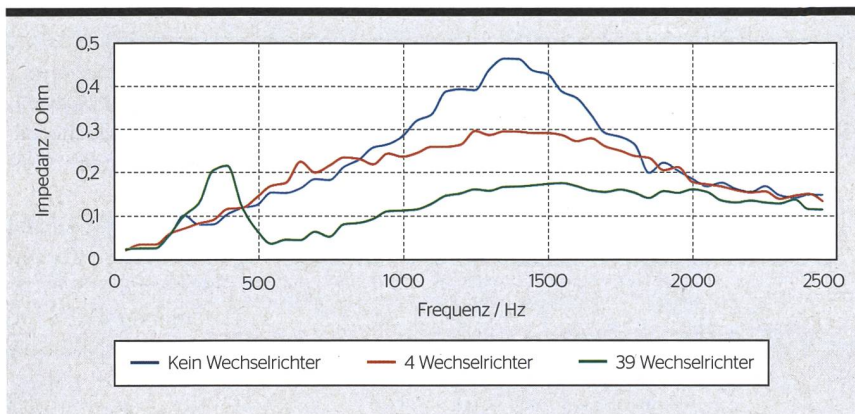


Bild 3 Die Netzimpedanz an einem Verknüpfungspunkt wird durch den Anschluss zusätzlicher Leistungselektronik beeinflusst. Resonanzstellen können sich dadurch verschieben oder neu entstehen.

Wieso Energie nicht gleich Leistung ist

Ein Vorteil einer Batterie ist die Möglichkeit, den Eigenverbrauch zu optimieren. Dies kann besonders beim Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) durch Einsparung von Netznutzungsentgelten einen Mehrwert generieren. Dass weniger Energie über die Leitungen des Netzbetreibers übertragen wird, bedeutet aber nicht automatisch, dass Leistungsspitzen reduziert werden. Doch genau diese sind es, welche die Dimensionierung des Netzes bestimmen. Die Stromkosten pro kWh steigen insgesamt an, wenn weniger Energie übertragen wird, ohne dass dabei vom Netzbetreiber Netzkosten eingespart werden können. Damit findet eine Umverteilung der Netzkosten auf die übrigen Kunden statt, wodurch die Verursachergerechtigkeit bei der Netzkostenzuweisung sinkt. Wenn die Betreiberin eines ZEV dank Arbeitstarifen (CHF/kWh) von einem geringeren Netznutzungsentgelt profitiert, so wäre ein netzdienliches Verhalten wünschenswert oder die Anwendung von verursachergerechten Leistungstarifen (CHF/kWh). Durch Anpassung der Netznutzungstarife hin zu Tarifen mit grösseren Leistungskomponenten könnten die entsprechenden Anreize gesetzt und Netzkosten reduziert werden. Nur wenn Prosumer ihren Leistungsbedarf langfristig und verbindlich reduzieren, können Einsparungen beim Netzbau realisiert werden.[3] Dies ist eine Voraussetzung für den weiteren Ausbau von PV-Anlagen in Wohngebieten und Gewerbegebieten, ohne in das Netz investieren zu müssen. Die neuen Tarif-

vorgaben im StromVV Art. 18 begünstigen den Ausbau von dezentraler Stromproduktion stärker als bisher, was grundsätzlich zu begrüßen ist. Es gilt aber zu beachten, dass ohne Anreize zur Leistungsreduktion die Netzkosten eher steigen als sinken werden. Eine Batterie kann je nach Einsatzregime positive oder negative Auswirkungen auf das Stromnetz haben. Sie entlastet dieses nachhaltig, wenn sie netzdienlich arbeitet, und ist selbst in einem Szenario ohne Solarstrom, also bei reinem Verbrauch, in der Lage, Bezugsspitzen aus dem Netz zu brechen.

Wie entstehen Netzurückwirkungen?

Beim Anschluss von Geräten an das Stromnetz verursachen diese über den eingespeisten oder bezogenen Strom Netzurückwirkungen, welche andere Geräte stören können. Wenn im Folgenden von nicht idealen Strömen und Spannungen die Rede ist, so ist damit gemeint, dass die betroffene Grösse keine ideale Sinusform aufweist. Zur Vereinfachung wird die Betrachtung nur für einen Phasenleiter durchgeführt. In der Realität treten Netzurückwirkungen auf allen drei Phasenleitern und oft unsymmetrisch, also nicht auf allen Phasen gleich, auf. **Bild 2** zeigt ein Beispielnetz mit einem Generator, der an den Klemmen eine ideale Sinusspannung von 50 Hz mit einem Effektivwert von 230 V erzeugt (schwarz). Über die Kurzschlussimpedanz ist ein Verknüpfungspunkt VP mit dem Generator verbunden. Am VP bezieht ein Gerät einen nicht idealen, mit Oberschwingungen überlagerten Strom. Wenn die Impe-

danz Z_{KV} mit 2Ω und der Strom I_2 mit 0 A angenommen wird, so ist der Strom I gleich I_1 und der nicht ideale Strom I (rot) bewirkt über der Netzimpedanz einen Spannungsabfall mit einer nicht idealen Spannungsform (blau). Der Spannungsabfall überlagert die Generatorspannung und führt zu einer verzerrten Spannung am Verknüpfungspunkt. Dadurch werden auch alle anderen Geräte, die am VP angeschlossen sind, mit einer verzerrten Spannung gespeist.

Können Energiespeicher das Netz stören?

Netzurückwirkungen können verschiedene Qualitätsmerkmale der Versorgungsspannung beeinflussen, wie die Amplitude, die Form, die Unsymmetrie zwischen den Phasenleitern und die Frequenz. Letztere ist im gesamten westeuropäischen Verbundnetz identisch und ausserhalb des Einflussbereichs der Verteilnetzbetreiber. Amplitude, Form und Unsymmetrie der Spannung in einem Verteilnetz werden zum grössten Teil durch die Anlagen in diesem Netz selbst bestimmt. Daher bewilligt der Verteilnetzbetreiber nur Anlagen, welche die Anforderungen zum Netzanschluss erfüllen, z. B. gemäss den D-A-CH-CZ-Regeln.[4] Die Norm EN 50160 spezifiziert zudem Merkmale der Spannung in öffentlichen Versorgungsnetzen [5], an denen sich der Netzbetreiber orientiert. Durch geeignete Dimensionierung von Leitungen und Transformatoren verhindert der Netzbetreiber Überlastungen sowie Über- und Unterspannungen beim Laden und Entladen der Speicher über das Netz.

Wird Wirkleistung am Verknüpfungspunkt eingespeist (Speicherentladung), steigt die Amplitude der Versorgungsspannung. Umgekehrt sinkt diese, sobald Wirkleistung bezogen wird (Speicherladung). Die Höhe der Amplitudenänderung ist abhängig von der Höhe der Anlagenleistung sowie von der Netzdimensionierung. Im NS-Netz werden vermehrt einphasige Anlagen angeschlossen. Bei nicht gleichmässiger Verteilung von leistungsstarken, einphasigen Geräten werden die drei Phasenleiter unsymmetrisch belastet. Dies verursacht unterschiedliche Spannungsabfälle über den Phasenleitern und somit unterschiedliche Phasenspannungen (Unsymmetrie) an einem Verknüp-

fungspunkt. Die Leistungselektronik von Wechselrichtern bezieht vom Netz einen Strom oder speist in das Netz einen Strom ein, der nicht einem idealen Sinus entspricht. Wie im vorherigen Abschnitt anhand von **Bild 2** erklärt wurde, beeinflusst dies die Spannungs-kurvenform am betroffenen Verknüpfungspunkt. Die Stromform (Stromqualität eines Geräts) und die Dimensionierung der Netzelemente, durch welche der nicht sinusförmige Strom fliesst, bestimmen die Ausprägung der erzeugten Spannungsverzerrungen (Oberschwingungen). Emissionen bei der Schaltfrequenz (und der Vielfachen davon) der Umrichter sind zu beachten. Filtersysteme haben hierbei eine wichtige Funktion zur Eindämmung von Emissionen. Zusätzlich zur Beeinflussung der Versorgungsspannung bewirkt der Einbau jeder neuen Anlage im Stromnetz eine Veränderung der frequenzabhängigen Netzimpedanz durch das Hinzuschalten zusätzlicher Leistungselektronik (**Bild 3**). Im schlimmsten Fall führt dies zu einer Beeinträchtigung der Kommunikation (z. B. Rundsteuerung) durch Dämpfung vorhandener Signale oder sogar zu Wechselwirkungen zwischen Anlagen bis zur Instabilität, was bei Wechselrichtern von PV-Anlagen nach dem Einbau eines Längsreglers beobachtet werden konnte.[6]

Auf in die Zukunft!

Die Zunahme von Energiespeichern mit ihrer Leistungselektronik beeinflusst die Versorgungsqualität des Stromnetzes. Das Einhalten von Gerä-

tenormen wie der EN 61000-3-x trägt dazu bei, kritische Zustände zu vermeiden. Für Emissionen von Geräten existieren heute Grenzwerte für Frequenzen von 50 Hz bis 2,5 kHz. In diesem Frequenzband treten darum auch kaum Störungen auf. Normen müssen aber auch für höhere Frequenzen festgelegt werden, um moderne Kommunikationsgeräte im Cenelec-A-Band (9 - 95 kHz) und im FCC-Frequenzband (150 - 490 kHz) nicht zu beeinträchtigen. Der zunehmende Ersatz von fossilen und nuklearen Treibstoffen durch erneuerbare Energieträger belastet das Niederspannungsnetz stärker und weniger vorhersehbar als bisher. Um lokale Netzausbauten zu vermeiden oder zur Optimierung des Eigenverbrauchs kann ein Einsatz eines Quartier- oder Haushaltsspeichers sinnvoll sein. Auch Speicher von Elektromobilen sollen in die Betrachtung miteinbezogen werden.

Zur nachhaltigen Reduktion des Leistungsbedarfs sind höhere Leistungstarife oder andere Anreize für netzdienliches Verhalten notwendig. Allein die Reduktion der übertragenen Energiemenge spart keine Netzinvestitionen ein. Im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums und um das Niederspannungsnetz nicht zusätzlich zu belasten, sind Speicherlösungen in Form von Grossspeichern auf den höheren Netzebenen zu berücksichtigen. In der Diskussion sollte mögliches Speicherseevolumen nicht vergessen - und auch nicht benachteiligt - werden. Das Stromnetz muss für die neuen Leistungen und potenziellen Störquellen bereit

sein. Gemäss der Strategie Stromnetze des Bundes, die voraussichtlich Mitte 2019 in Kraft treten wird, ist das Netz in der Regel nur dann auszubauen, wenn die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes während des gesamten Planungshorizonts nicht durch eine Optimierung oder Verstärkung erreicht werden kann ([7], Änderung des StromVG Art. 9b Abs. 2). Die verschiedenen Optionen fundiert zu prüfen, ist eine grosse Herausforderung, bei der das BFH-Zentrum Energiespeicherung gerne unterstützt.

Referenzen

- [1] strom-online.ch/die-geschichte-des-stromnetzes
- [2] www.swissgrid.ch/de/home/operation/power-grid/grid-levels.html
- [3] www.bulletin.ch/de/news-detail/wasserkraft-versus-batterien.html
- [4] D-A-CH-CZ, Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen
- [5] EN 50160:2010 + Cor.:2010, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
- [6] Swinging Grids, Schlussbericht, www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=35403
- [7] www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromnetze/netzentwicklung-strategie-stromnetze.html

Link

→ BFH-Zentrum Energiespeicherung: bfh.ch/energy

Autoren

Stefan Schori ist Managing Co-Director und Gruppenleiter Elektrizitätsnetze am BFH-Zentrum Energiespeicherung der Berner Fachhochschule.
→ [Berner Fachhochschule, 2560 Nidau](mailto:stefan.schori@bfh.ch)
→ stefan.schori@bfh.ch

Yoann Moullet arbeitet als Forscher am BFH-Zentrum Energiespeicherung der Berner Fachhochschule.
→ yoann.moullet@bfh.ch

Prof. **Michael Höckel** ist als Professor für Energiesysteme für ein breites Spektrum an Forschungsgebieten an der Berner Fachhochschule verantwortlich.
→ michael.hoeckel@bfh.ch

Wir sind zuständig für Korrosionsschutz



Korrosionsschutz
Betonsockel-Sanierung
Kontrollen



GASSLER

www.gassler.ch

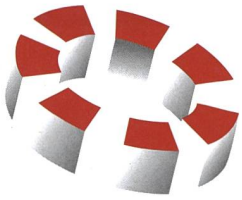
LANZ fire protected® brandgeschützte Stromschienen

sorgen im Brandfall für Funktionserhalt E90 vom Trafo zu Haupt-, Neben-, und Etagenverteilern und zu den wichtigsten Hochstromleitungen in Gebäuden. Wählen Sie Sicherheit! Verwenden Sie LANZ fire protected® Übertragungs-Stromschienen.

Verlangen Sie unser Angebot 062 388 21 21.



ST51_1
stromschienen
lanz oensingen ag
CH-4702 Oensingen
Südringstrasse 2
www.lanz-oens.com
info@lanz-oens.com
Tel. ++41/062 388 21 21
Fax ++41/062 388 24 24



GEBÄUDETECHNIK KONGRESS 2019

Building Lifecycle Excellence

Wandel & Challenge Save the date 3.10.2019 - KKL Luzern

**Ganztägiger Kongress mit Referaten aus Forschung,
Planung und Realisierung.
Präsentation von Innovationen mit Ausstellung.**

Anmeldung: www.gebaeudetechnik-kongress.ch

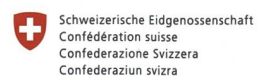
Träger

sia

schweizerischer ingenieur- und architektenverein
société suisse des ingénieurs et des architectes
società svizzera degli ingegneri e degli architetti
swiss society of engineers and architects



Patronat



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE

Partner Hochschulen und Forschung



Goldsponsor





Stockage d'énergie dans le réseau électrique

Défis techniques | Lors de l'intégration de dispositifs de stockage d'énergie tels que les batteries, l'accent est mis sur l'optimisation des flux et des coûts énergétiques. Mais on oublie souvent que le fonctionnement de ces systèmes de plus en plus puissants provoque des perturbations pouvant conduire à des états de fonctionnement critiques du réseau électrique.

STEFAN SCHORI, YOANN MOULLET, MICHAEL HÖCKEL

Ce n'est qu'en tenant compte des limites techniques du réseau électrique qu'il sera possible de mettre en œuvre la Stratégie énergétique 2050 sans compromettre la qualité de l'approvisionnement. Lors du raccordement de dispositifs de stockage au réseau de distribution, le gestionnaire est confronté au moins à deux défis techniques : premièrement, selon l'application, les systèmes de stockage se comportent comme des consommateurs ou des sources d'énergie dont les puissances peuvent être réglées avec un gradient élevé. En cas d'action simultanée de plusieurs dispositifs, les puis-

sances échangées peuvent être importantes et surcharger le réseau. Deuxièmement, les onduleurs utilisés pour convertir la tension continue en tension alternative influencent l'impédance du réseau et produisent, en particulier en cas de distorsions des tensions existantes, des courants harmoniques qui doivent être limités ou contrôlés.

Comment fonctionne le réseau électrique ?

Lorsqu'en Suisse, les premières centrales électriques ont été interconnectées à partir de 1903 afin d'accroître la sécurité d'approvisionnement des

réseaux isolés [1], c'est à peine si quelqu'un aurait pu se douter des défis auxquels la branche de la distribution électrique allait être confrontée un peu plus de 100 ans plus tard. Lors de la fusion régionale et suprarégionale des réseaux locaux basse tension (BT) via les niveaux moyenne tension (MT) et haute tension (HT), l'injection centralisée des usines de production électriques a joué le rôle principal pour l'alimentation des consommateurs décentralisés. Lorsque de nouvelles centrales électriques ont été construites en montagne entre 1903 et 1958, elles ont été raccordées aux réseaux HT par l'intermé-

diaire du niveau très haute tension (THT). Puis, la connexion internationale avec la France et l'Allemagne à «l'étoile de Laufenburg» en 1958 a permis de transporter l'énergie de puissantes centrales électriques sur de longues distances. Le concept de flux de puissance unidirectionnel (de la centrale vers le consommateur) établi il y a environ un siècle permettait de prévoir et de coordonner les puissances injectées et consommées liées aux activités quotidiennes de manière relative-ment précise.

Depuis quelques années, les sources d'énergie renouvelables jouent un rôle important et ont une influence décisive sur la distribution électrique (figure 1). L'augmentation de la production fluctuante d'électricité a pour conséquence des besoins accrus en matière de stockage quotidien, hebdomadaire et saisonnier. Cela modifie fondamentalement le comportement du réseau électrique. De grandes quantités d'énergie électrique peuvent être injectées et stockées temporairement à n'importe quel niveau du réseau, que cela soit par le biais de batteries, de stockage hydroélectrique ou de systèmes de conversion «Power-to-gas». Dans le réseau suisse, d'une longueur égale à environ six fois le tour de la Terre [2], il est envisageable de connecter des accumulateurs d'énergie à un nombre quasi illimité de points de raccordement.

Le point de raccordement idéal

Pour stocker de l'électricité, un prosumer (consommateur-producteur) peut utiliser une batterie résidentielle cou-

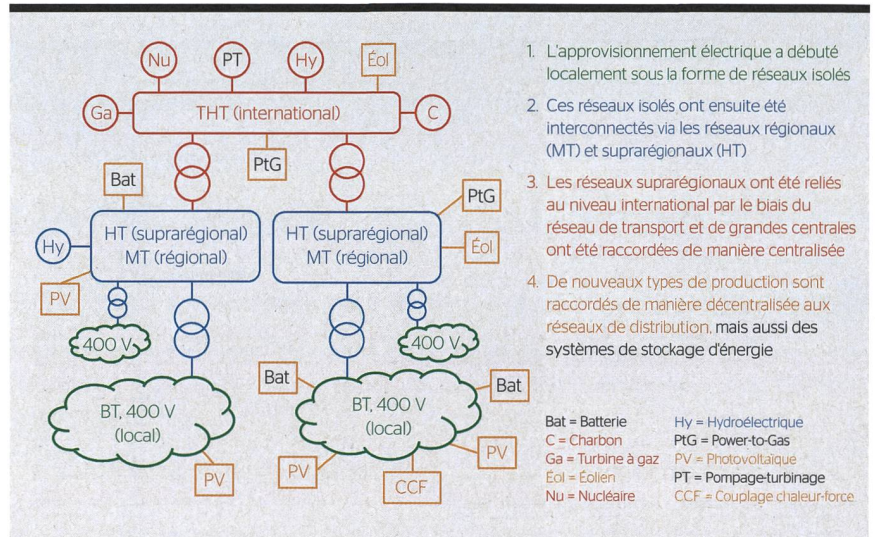


Figure 1 L'émergence de l'approvisionnement en électricité: des îlots locaux connectés au niveau basse tension aux connexions internationales via le niveau très haute tension.

plée au réseau basse tension. Le raccordement d'un accumulateur au tableau de distribution principal est possible sans infrastructure supplémentaire. Cependant, en raison des sections de ligne plus petites et des courants plus élevés, le réseau BT atteint ses limites de puissance et de tension plus facilement que les autres niveaux de réseau. Avec les systèmes photovoltaïques, les pompes à chaleur, les voitures électriques et les systèmes de climatisation, la planification et l'exploitation du réseau BT deviennent plus complexes pour le gestionnaire du réseau, y compris en ce qui concerne le maintien de la qualité de la tension qui peut être affectée par le nombre croissant de convertisseurs. En outre, du point de vue de

l'ensemble du système, la question se pose de savoir quel est le volume optimal de stockage décentralisé des ménages. Les installations de stockage au niveau BT sont judicieuses si elles peuvent empêcher des investissements dans le réseau lors de la construction de systèmes PV et d'infrastructures de recharge. En revanche, les grandes installations de stockage situées à des niveaux plus élevés du réseau ont l'avantage d'approvisionner un grand nombre de clients, ce qui permet d'utiliser l'imbrication des profils de consommation et d'injection: le surplus d'énergie injecté par un prosumer dans le réseau peut souvent être consommé directement par d'autres consommateurs, réduisant ainsi le

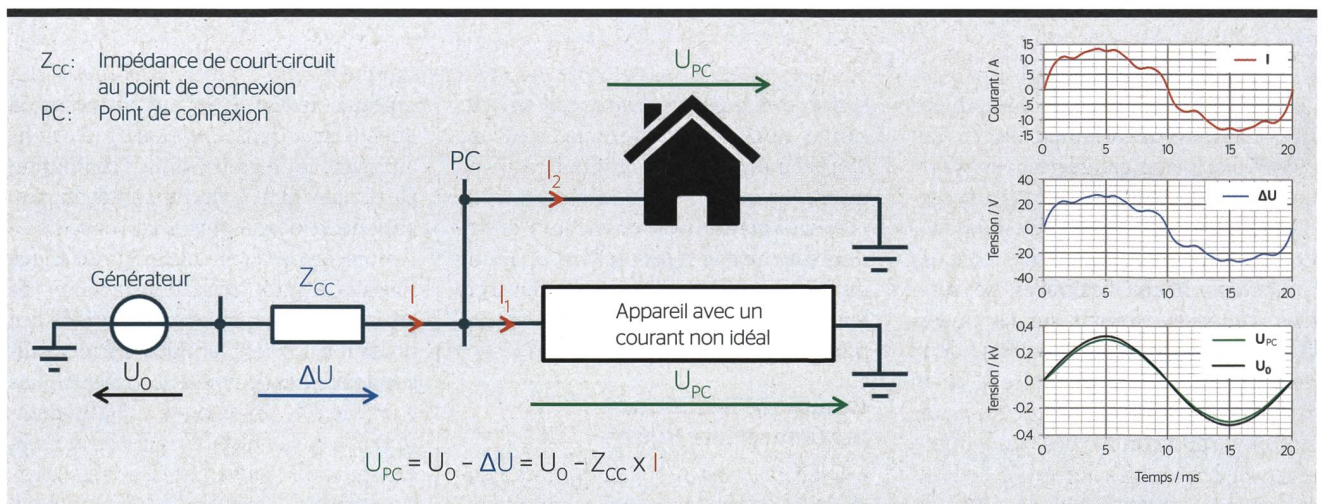


Figure 2 Les appareils dont le courant n'est pas idéal provoquent une distorsion de tension au point de connexion, à laquelle d'autres consommateurs sont également exposés. Par souci de simplicité, les diagrammes ne montrent qu'une seule phase sans déphasages.

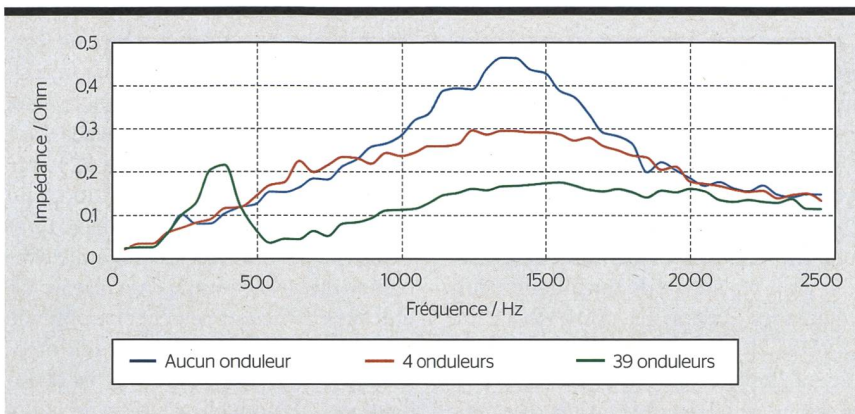


Figure 3 L'impédance du réseau à un point de connexion est influencée par le raccordement d'électronique de puissance supplémentaire. Des points de résonance peuvent de ce fait se déplacer ou être générés.

volume de stockage nécessaire. Grâce à leur puissance et à leur réactivité, les grandes batteries sont également adaptées au réglage primaire « bidirectionnel ». Comme, du fait de la diminution des grandes centrales conventionnelles, il y a de moins en moins d'inertie liée aux masses en rotation (réserve tournante), les batteries pourraient également contribuer au maintien de la fréquence sous forme d'inertie virtuelle.

Pourquoi l'énergie n'est pas égale à la puissance

L'un des avantages d'une batterie est la possibilité d'optimiser sa consommation propre. Cela peut générer une valeur ajoutée grâce à des économies sur les frais d'utilisation du réseau, en particulier dans le cas d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP). Toutefois, le fait que moins d'énergie soit transmise via les lignes du gestionnaire de réseau ne signifie pas automatiquement que les pics de puissance sont réduits. Or, ce sont justement ces pics qui déterminent le dimensionnement des conducteurs. Les coûts d'électricité par kWh augmentent globalement si l'on transporte moins d'énergie sans économiser sur les coûts du réseau. Les frais d'exploitation sont ainsi répartis sur les autres clients, ce qui réduit l'équité de la répartition des coûts du réseau. Si l'exploitant d'un RCP bénéficie d'une redevance d'utilisation du réseau plus faible en raison des tarifs liés à l'utilisation (CHF/kWh), il serait souhaitable qu'il agisse de manière bénéfique pour le réseau ou alors d'appliquer des tarifs

d'électricité relatifs à la puissance (CHF/kW). En ajustant les tarifs d'utilisation du réseau en intégrant les coûts liés aux pics de puissances de manière plus importante, les incitations correspondantes pourraient être fixées et les coûts du réseau réduits. Ce n'est que si les prosumers réduisent leurs besoins en puissance de manière durable et contraignante qu'il sera possible de réaliser des économies dans la construction du réseau. [3] Il s'agit là de la condition préalable à la poursuite de l'expansion des systèmes PV dans les zones résidentielles et commerciales sans avoir à investir dans le réseau. Les nouvelles spécifications tarifaires de l'art. 18 de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité favorisent plus qu'auparavant le développement de la production décentralisée d'électricité, ce dont il faut en principe se féliciter. Il convient toutefois de noter que sans incitation à réduire la puissance, les coûts du réseau augmenteront plutôt qu'ils ne diminueront. Une batterie peut avoir des effets positifs ou négatifs sur le réseau électrique, selon son régime d'utilisation. De manière générale, elle n'améliorera la situation durablement que si elle travaille pour le réseau et qu'elle est capable d'éliminer les pics de puissance et cela, même en absence d'énergie solaire (consommation pure).

Comment se produisent les perturbations du réseau ?

Lorsque des appareils sont raccordés au réseau, ils provoquent des perturbations via le courant injecté ou consommé, ce qui peut avoir une

influence sur d'autres appareils. Ceci se traduit par des « courants et tensions non idéaux », ou, en d'autres termes, des courants et tensions dont la forme n'est pas parfaitement sinusoïdale. Pour simplifier, l'analyse n'est effectuée que pour un conducteur monophasé. En réalité, les perturbations se produisent sur les trois conducteurs de phase et souvent de manière asymétrique, c'est-à-dire de manière inégale sur chacune des phases. La **figure 2** montre un exemple de réseau doté d'un générateur générant une tension sinusoïdale idéale de 50 Hz avec une valeur efficace de 230 V aux bornes (courbe noire). Un point de connexion (PC) est relié au générateur via l'impédance de court-circuit. Au PC, un appareil consomme un courant non idéal sur lequel des harmoniques se superposent. Si l'on suppose que l'impédance de court-circuit au point de connexion Z_{CC} est de 2Ω et que le courant I_2 est de 0 A , le courant I est égal à I_1 et le courant non idéal I (courbe rouge) provoque une chute de tension sur l'impédance du réseau avec une tension non idéale (courbe bleue). La chute de tension se superpose à la tension du générateur et conduit à une tension déformée au point de raccordement. Cela signifie que tous les autres appareils connectés au PC sont également alimentés avec une tension déformée.

Les dispositifs de stockage peuvent-ils perturber le réseau ?

Les perturbations du réseau peuvent affecter diverses caractéristiques qualitatives de la tension d'alimentation, telles que l'amplitude, la forme, l'asymétrie entre les phases et la fréquence. Cette dernière est identique dans l'ensemble du réseau interconnecté d'Europe occidentale et échappe au contrôle des gestionnaires de réseau de distribution. Dans un tel réseau, l'amplitude, la forme et l'asymétrie de la tension sont largement déterminées par l'équipement du réseau même. Pour cette raison, l'exploitant du réseau de distribution n'agrée que les installations qui satisfont aux exigences de raccordement au réseau, par exemple conformément aux règles D-A-CH-CZ. [4] La norme EN 50160 précise également les caractéristiques de la tension dans les réseaux publics d'approvisionnement [5] selon lesquelles le gestionnaire du réseau s'oriente. Grâce à un

dimensionnement approprié des lignes et des transformateurs, l'exploitant du réseau prévient les surcharges ainsi que les surtensions et les sous-tensions lors la charge et de la décharge des installations de stockage sur le réseau.

Dans la plupart des cas, la variation de tension à un point de connexion est provoquée par l'injection ou la consommation de puissance active en ce point. La variation de l'amplitude dépend de la puissance échangée ainsi que du dimensionnement du réseau. L'asymétrie, quant à elle, est liée à la répartition des appareils monophasés sur le réseau triphasé. Si cette dernière n'est pas réalisée de manière équilibrée, la consommation (ou l'injection) de courant par ces systèmes conduira à des chutes de tension inégales sur chacune des trois phases et donc, à un déséquilibre au point de connexion. Pour ce qui est de la forme de la tension, une déformation de la sinusoïde d'origine peut être engendrée par l'électronique de puissance des onduleurs lorsque les courants échangés par ces systèmes ne correspondent pas à la forme idéale. Comme expliqué à la **figure 2**, cette déformation affecte le réseau en distordant la tension (ajout d'harmoniques). Ce phénomène lié à la fréquence de commutation des onduleurs (ainsi que ses multiples) doit être pris en considération et confiné à l'aide de filtres. Finalement, il est à noter que chaque nouveau raccordement de systèmes modifie l'impédance du réseau (**figure 3**). Dans le pire des cas, cela conduit à une altération de la communication (par exemple, de la télécommande centralisée) par l'atténuation des signaux présents ou même à des interactions entre systèmes jusqu'à l'instabilité, ce qui peut être observé dans les onduleurs des systèmes PV après installation d'un régulateur longitudinal. [6]

Allons dans le futur!

L'augmentation du nombre d'accumulateurs d'énergie avec leur électronique de puissance influence la qualité de l'alimentation du réseau électrique. La conformité aux normes pour les appareils telles que l'EN 61000-3-x permet d'éviter des situations critiques. Aujourd'hui, il existe des limites d'émission pour les appareils travaillant à des fréquences comprises entre 50 Hz et 2,5 kHz. Il n'y a donc pratiquement aucune interférence dans cette bande de fréquences. Toutefois, des normes doivent également être définies pour les fréquences plus élevées afin de ne pas nuire aux appareils de communication modernes dans la bande A du Cenelec (9-95 kHz) et dans la bande de fréquences de la FCC (150-490 kHz). Le remplacement croissant des combustibles fossiles et nucléaires par des sources d'énergie renouvelables affecte le réseau basse tension de manière plus marquée et moins prévisible qu'auparavant. Afin d'éviter l'extension du réseau local et d'optimiser sa propre consommation, l'utilisation d'un stockage domestique ou à l'échelle du quartier peut être judicieuse. Les installations de stockage des véhicules électriques doivent également être incluses dans l'analyse.

Des tarifs d'électricité plus élevés ou d'autres mesures d'incitation en faveur d'un comportement compatible avec le réseau sont nécessaires pour parvenir à une réduction durable des besoins en électricité. La simple réduction de la quantité d'énergie transportée ne permet pas d'économiser sur les investissements dans le réseau. Les solutions de stockage sous forme de grands accumulateurs à des niveaux de réseau plus élevés doivent être prises en compte dans l'intérêt d'un optimum économique et afin de ne pas affecter davantage le réseau basse tension. Au cours de la dis-

cussion, il ne faut pas oublier les volumes de stockage possibles des lacs de barrage, ni les désavantager. Le réseau électrique doit être prêt pour les nouveaux services et les sources potentielles d'interférences. Selon la stratégie Réseaux électriques de la Confédération, qui devrait entrer en vigueur à la mi-2019, le réseau ne devrait, en règle générale, être étendu que si la garantie d'un réseau sûr, efficace et efficient ne peut être obtenue par une optimisation ou un renforcement pendant toute la période de planification ([7], nouvelle révision de la Loi sur l'approvisionnement en électricité art. 9b al. 2). L'examen approfondi des différentes options est un défi majeur et le centre de stockage d'énergie de la BFH se tient à disposition pour aider à le relever.

Références

- [1] strom-online.ch/die-geschichte-des-stromnetzes
- [2] www.swissgrid.ch/fr/home/operation/power-grid/grid-levels.html
- [3] www.bulletin.ch/fr/news-detail/hydraulique-versus-batteries.html
- [4] D-A-CH-CZ, Règles techniques pour l'évaluation des perturbations du système
- [5] EN 50160:2010 + Cor. 2010, Caractéristiques de la tension dans les réseaux publics d'alimentation en électricité
- [6] Swinging Grids, Rapport final, www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=35403
- [7] www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/approvisionnement-en-electricite/reseaux-d-electricite/developpement-des-reseaux-strategie-reseaux-electriques.html

Lien

→ BFH Centre for Energy Storage: bfh.ch/energy

Auteurs

Stefan Schori est codirecteur général et responsable du groupe Réseaux électriques au Centre de stockage d'énergie de la Haute école spécialisée bernoise (BFH).
→ Haute école spécialisée bernoise, 2560 Nidau
→ stefan.schori@bfh.ch

Yoann Moullet travaille comme chercheur au Centre de stockage d'énergie de la BFH.
→ yoann.moullet@bfh.ch

Prof. **Michael Höckel** est professeur en Systèmes énergétiques et responsable d'un large éventail de domaines de recherche à la BFH.
→ michael.hoeckel@bfh.ch

amperio

Stromschienen/Rail d'énergie



-Original = Sicherheit
-Planen mit BIM
-Zuverlässigkeit
-Professionalität



In der Schweiz seit 2002

amperio

En Suisse depuis 2002

25-6300 A

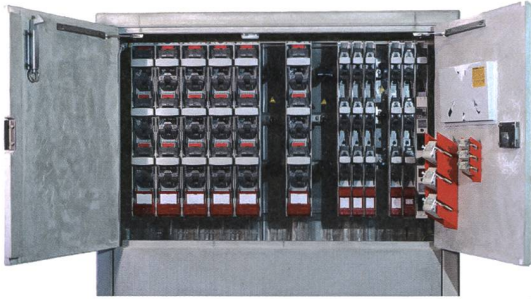
Informieren Sie sich unter / informez-vous sous
www.amperio.ch



-Original = Sécurité
-Planification avec BIM
-Fiabilité
-Professionalisme

Amperio GmbH - Grande Ferme 24 - CH-3280 Murten - Tel. +41 (0)26 6723070 - +41 Fax (0)26 6723070 - info@amperio.ch

pronutec AG



PRONUTEC FILENIT-Kabelverteilkabinen nach EN61439-1/5

Steigern Sie die Energieeffizienz Ihrer Niederspannungsanlagen durch den Einsatz bewährter Kontakttechnologien von PRONUTEC.

Die Weiterentwicklung der bewährten FILENIT-Kabelverteilkabine präsentiert sich mit überzeugenden Vorteilen. Sie erfüllt die Anforderungen der neuesten Norm SN EN 61439-1/-5 (2014).

Die Vorteile der optimierten FILENIT-Kabelverteilkabinen

- Aus Hochleistungsbeton gefertigt, für erhöhte mechanische Stabilität und Resistenz gegenüber Umwelteinflüssen
- Kabinengehäuse komplett aus einem Guss gefertigt
- Kabelverteilkabinen in fünf unterschiedlichen Grössen erhältlich
- Fundamentprogramm komplett inkl. Stahl-/Betonabdeckungen
- Hochwertiges nach SN EN 61439-1-5 geprüftes Sammelschienensystem 630A mit einer Kurzschlussfestigkeit von sehr hohen 30kA/1s
- Komplettsystem Kabine, Sammelschienen-System und Lastschaltleisten (geprüft nach SN EN 60947-1 und SN EN 60947-3) mit garantierter Konformität aus unabhängiger Hand
- Einbaurahmen für Retrofitanlagen bis 630 A



www.pronutec.ch

041 545 86 70

Nexans Schweiz

der Messexperte
(Diagnose & Test)



- Mantelprüfung
- Spannungsprüfung MS und HS
- Delta-Tangensmessung
- Analyse der Teilentladungen
- Fehlerortung
- Erkennung des Trassees



Interventionen 24/24, 7/7

Nexans Schweiz AG

Av. François-Borel 17 | CH-2016 Cortaillod | +41 32 843 55 55

 Nexans