Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse
Band: 101 (2010)
Heft: 5

Artikel: Dezentrale Energieerzeugung in der Schweiz
Autor: Stötzer, Martin / Sauvain, Hubert
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-856071

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: 09.12.2025

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

Dezentrale Energieerzeugung in der Schweiz

Geschäftskonzept der Zukunft

Zukünftig wird sich die Zahl der dezentralen Erzeugungsanlagen in den Verteilungsnetzen bedeutend erhöhen. Dafür müssen neben der Technologie und der Normen auch Geschäftskonzepte entwickelt werden, um die hohe Versorgungssicherheit langfristig zu allgemein akzeptierten Preisen zu gewährleisten.

Martin Stötzer, Hubert Sauvain

Die Betreiber der zentralistisch ausgelegten Versorgungsnetze sehen sich mit der Herausforderung konfrontiert, Anlagen mit einer zum Teil stochastisch verteilten Erzeugung in die bestehende Infrastruktur einzubinden. Die Einspeisung der dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) erfolgt derzeit in den Netzebenen drei bis sieben. So werden Windenergieanlagen typischerweise im Bereich der Mittel- bis Hochspannung (10–110 kV) und Fotovoltaikanlagen in der Mittel- und Niederspannung (10–0,4 kV) je nach Leistungsklasse angeschlossen.

Zusätzlich zu der bisher erzeugungsorientierten Netzregelung wird es in Zukunft hauptsächlich aus zwei Gründen wahrscheinlich nötig sein, die Last als Regelgrösse stärker miteinzubeziehen: Technisch betrachtet wäre es bei einem hohen Anteil stochastisch verteilter Erzeugung nur durch einen flächendeckenden Einsatz von Speichern möglich, die Erzeugung den Lastprofilen nachzuführen. Die Speicherung von elektrischer Energie ist jedoch je nach Technologie mit vergleichsweise hohen Verlusten verbunden. Daher wäre die Anpassung der Lastprofile aus Energieeffizienzgründen vorzuziehen. Aus ökonomischer Sicht wäre die Investition in derartige Spitzenleistung zur Nachführung der Lastprofile mit hohen Risiken verbunden, da sich die Dimensionierung stets an dem zu erwartenden Höchstverbrauch orientiert. Die Vorhersage über die Entwicklung der Last in einem Versorgungsgebiet ist auch durch die zunehmende Wechselquote der Kunden (Industrie, Gewerbe, Haushalte) in liberalisierten Märkten mit einer hohen Unsicherheit verbunden.

Zukünftig stellt sich die wesentliche Frage, wie DEA wirtschaftlich in die bestehenden Netze integriert werden können. Dieser Beitrag beschäftigt sich daher mit Geschäftskonzepten für ein Smart Grid im Umfeld des Schweizer Energiemarkts. Dazu wird die gegenwärtige Gesetzgebung berücksichtigt, aber auch Anregungen für mögliche Anpassungen werden gegeben, die eine Kostenminimierung ermöglichen.

Vision einer zukünftigen Energieversorgung

Ein technologischer Lösungsansatz, der seit mehreren Jahren zur Einbindung von DEA diskutiert wird, ist die Erhöhung der «Intelligenz» der Netze. Dahinter verbirgt sich eine Informations- und Kommunikationsarchitektur (IKT), die als zusätzliche Schicht auf dem bestehenden Versorgungsnetz einen Datenaustausch in Echtzeit ermöglicht.

Anhand dieser Daten, wie z. B. Last, Spannung, Frequenz und Betriebszustand der Erzeugungsanlagen, könnten kritische Netzzustände über eine Simulation in einem dezentralen Energiemanagementsystem im Vorfeld vermieden bzw. gezielt Netzbereiche abgeschaltet werden, um die Gesamtnetzstabilität zu sichern.

Ein wesentlicher Grundgedanke intelligenter Netze (Bild 1) ist neben der verteilten Erzeugung die Dezentralisierung der Netze vorrangig in den unteren Spannungsebenen. Diese Netze werden als Microgrids bezeichnet und beinhalten Niederspannungsverteilungssysteme, dezentrale Erzeugung, Speicher und steuerbare Lasten. Sie sind direkt an das übergelagerte Netz gekoppelt, könnten aber auch im Inselbetrieb mit einer autonomen Steuerung betrieben werden [1].

Durch Optimierung der ortsgebundenen Nutzung der elektrischen Energie verringern sich Übertragungsverluste. Ein wichtiger Bestandteil dabei ist der Einsatz der Last als Regelgrösse zur Netzführung.

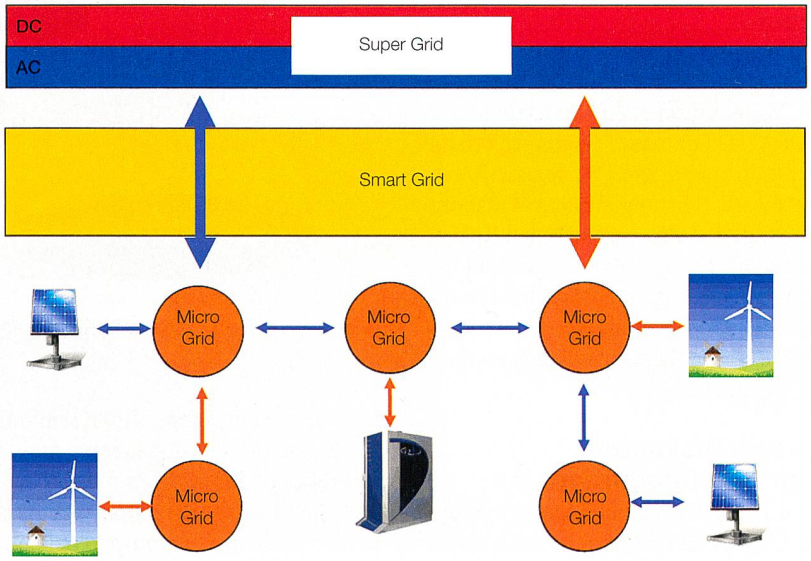


Bild 1 Hierarchie intelligenter Netze.

Um das individuelle Verbrauchsverhalten kurz- (Lastverschiebung) und langfristig (Energieeinsparung) zu beeinflussen, muss der Kunde auf Basis gezielter kundenspezifischer Informationen in die Lage versetzt werden, Verbrauchsentscheidungen treffen zu können. Die übermittelten Informationen können den aktuellen Tarif, Hinweise für Energieeinsparungen über ein individuelles Audit oder eine Gegenüberstellung des Verbrauchs mit denen vergleichbarer Haushalte umfassen.

Ein geeignetes Verfahren für preisbasierte Anreizsysteme zur kurzfristigen Verhaltensänderung bieten dynamische Tarife. Dabei kann der Versorger die sich ändernden Marktbedingungen und die damit verbundenen Risiken an den Kunden partiell weitergeben. So werden Spitzenlasten vermieden, die zu erhöhten Kosten beim Versorger und beim Verbraucher führen würden. Die Ausgestaltung dynamischer Tarife hängt wesentlich von der Struktur des Energiesystems (Erzeugung, Verteilung und Speicherung) und den Anforderungen der Kunden (Versorgungssicherheit und -qualität) ab.

Ausserdem werden künftig intelligente Energiemanagementsysteme nötig sein, die sowohl eine Vorhersage des Verbrauchs und der wetterabhängigen Erzeugung für den kommenden Tag durchführen und am Tag der Energielieferung das Netz auf Basis dieser Informationen optimieren (Erzeugungs- und Lastmanagement). Eine Agglomeration mehrerer Microgrids wird dann als Smart Grid bezeichnet. Durch den dezentralen Energieaustausch können beispielsweise wetterbedingte Erzeugungsunterschiede bei Wind- und Solaranlagen kompensiert werden.

Die sogenannten Supergrids bilden die überregionale Verbindung zwischen den Verteilungsnetzen. Zusätzlich werden HVDC-Leitungen eingesetzt, um die zukünftig erwartete Einspeisung beispielsweise leistungsstarker Offshore-Windparks vor den europäischen Küsten, solarthermischer Anlagen zur Elektroenergieerzeugung im Mittelmeerraum (Desertec-Projekt) und Grosswasserkraftwerken in den Schweizer Alpen zu übertragen.

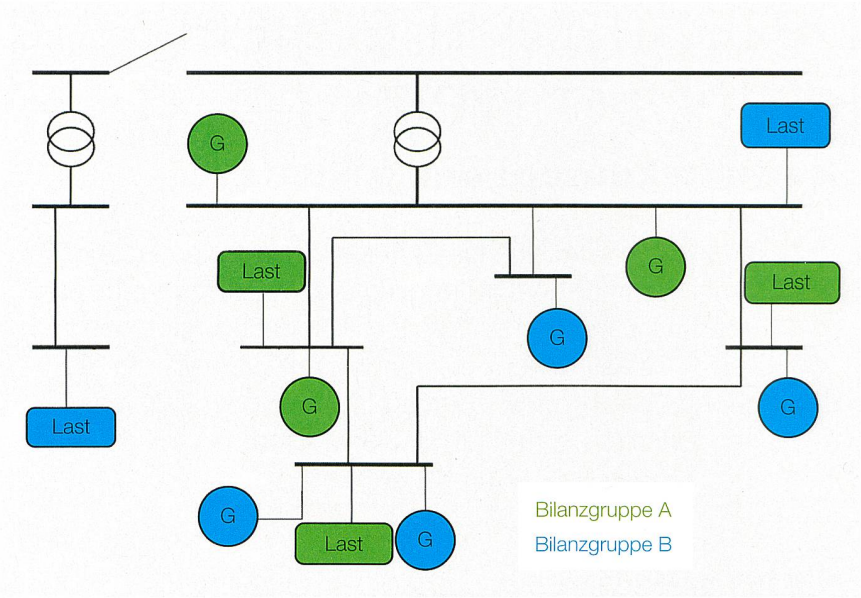


Bild 2 Derzeitiges Bilanzgruppenkonzept beispielhaft angewandt auf ein typisches Niederspannungsnetz in der Schweiz [2].

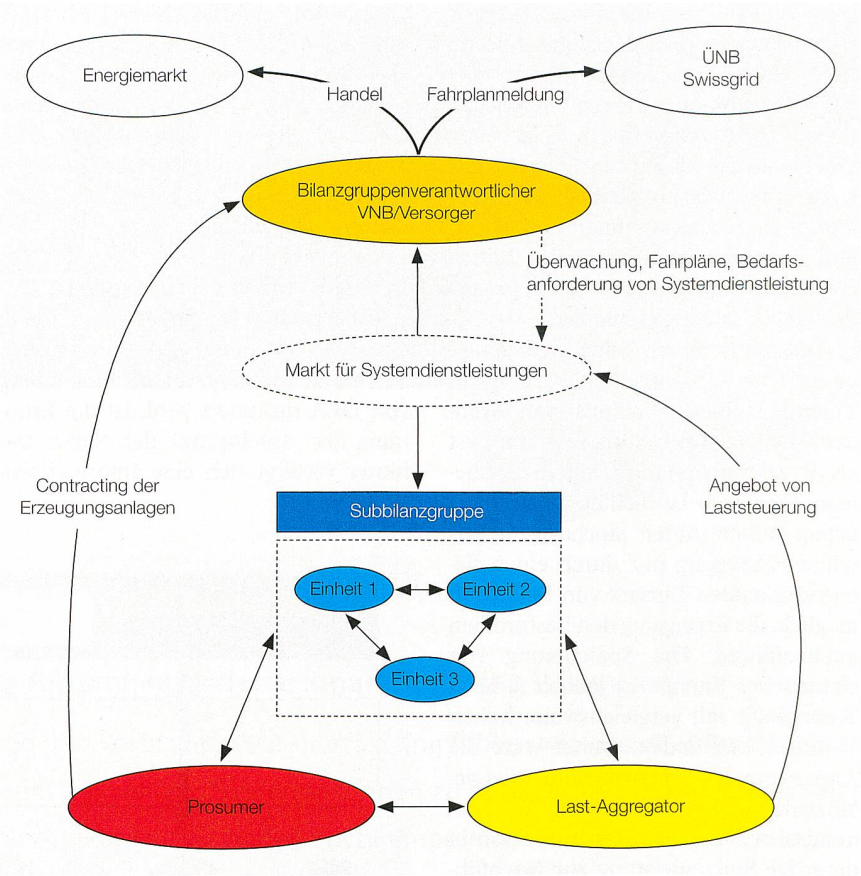


Bild 3 Geschäftskonzept zur Integration von DEA in ein Verteilungsnetz.

Geschäftskonzept für DEA-Integration

Im Fokus stehen beim hier vorgestellten Geschäftskonzept zur Integration von DEA in der Niederspannungsebene der Verteilungsnetzbetreiber (VNB) und der Konsument, dessen Rolle sich durch die Investition in Eigenerzeugung zukünftig wandeln wird.

Anhand von Simulationsergebnissen werden Kostenreduktionspotenziale aufgezeigt. Die grundlegende Idee des Modells ist die Simulation von Microgrids und die optimale Abstimmung von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch elektrischer Energie in einem bestehenden Versorgungsgebiet. Das Ziel sind minimale Energiekosten für den Kunden.

Aufgrund des heute allgemein angewendeten Ausspeisemodells bei der Kal-

kulation der Netztarife, d.h., die Verbraucher zahlen für alle übergeordnete Netzebenen, unabhängig vom Ursprung der erzeugten Elektrizität, bezieht sich die Berechnung der Kosten ausschliesslich auf den Energiebezug.

Konkretes Geschäftskonzept mit diversen Akteuren

In einem Niederspannungsnetz mit einer Vielzahl an Kleingeneratoren wie Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK) oder Fotovoltaik, die von verschiedenen Besitzern betrieben werden, wird die erzeugte Elektrizität der jeweiligen Bilanzgruppe gewöhnlich der des Netzbetreibers zugeordnet, wenn sie nicht durch eine kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) finanziert wird.

Der Netzbetreiber optimiert seine ihm zugewiesene virtuelle Handelszone unter Berücksichtigung aller ein- und ausspeisenden Lastflüsse. Dabei liegen jedoch die Erzeuger und Verbraucher nicht zwingend innerhalb eines Netzgebiets **(Bild 2)**. Bei dieser Praxis können die Vorteile einer dezentralen Energienutzung (Verbrauch der Energie in der Region der Erzeugung), beispielsweise durch die Vermeidung von Übertragungsverlusten, nicht genutzt werden. Aufgrund der höheren Stromgestehungskosten von Generatoren kleinerer und mittlerer Leistungsklassen auf Basis erneuerbarer Energien im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken ist die effiziente Nutzung der Energie eine wichtige Voraussetzung für zukünftige Versorgungsstrukturen.

Daher wird für die Integration von DEA beispielsweise innerhalb eines Stadtgebiets die Einführung von Subbilanzgruppen vorgeschlagen **(Bild 3)**. Diese sind nach dem Vorbild eines virtuellen Kraftwerks organisiert. Man bilanziert die Tageserzeugungsprofile aller dezentralen Generatoren unter Berücksichtigung des lokalen Verbrauchs und betrachtet sie als Einspeiser im Netz. Der Bilanzgruppenverantwortliche (BGV) kann auf diese Weise die Optimierung der Erzeugung und des Verbrauchs dezentralisieren, weil für die einzelnen Untergruppen kein individueller Fahrplan an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) übermittelt werden muss. Der Summenfahrplan der Bilanzgruppen kann somit durch mehrere Subbilanzgruppen geglättet werden und der Bezug von Regelenergie aus dem überlagerten Netz minimiert werden.

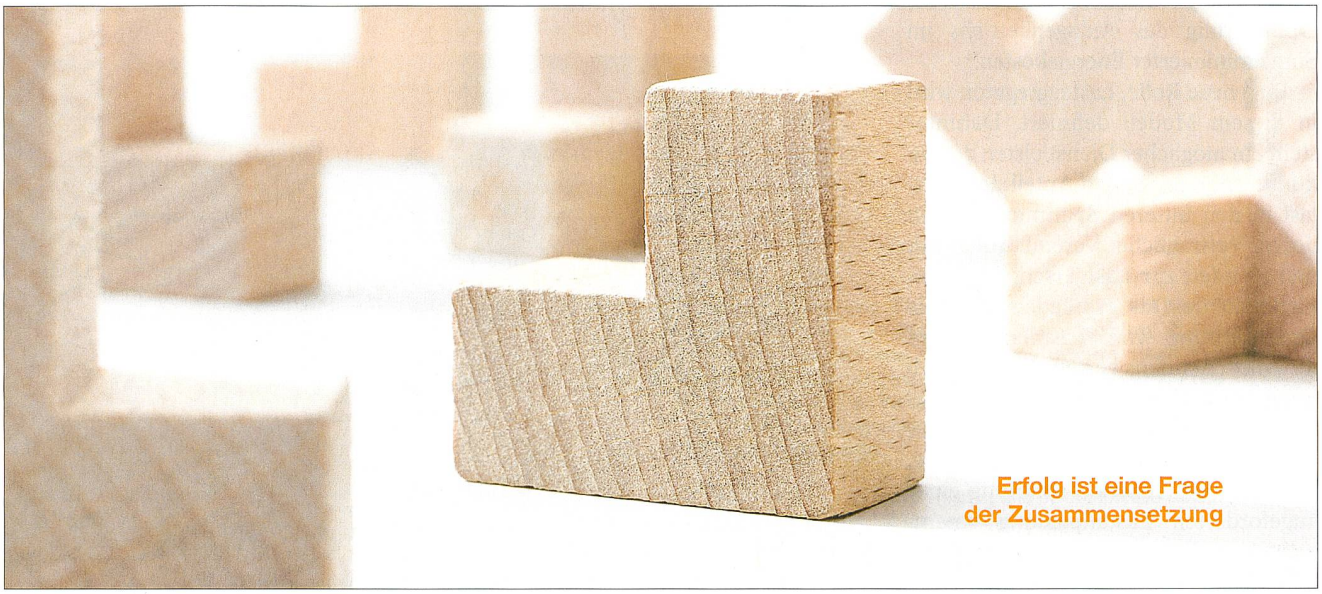
Für die Beschreibung der Geschäftsprozesse müssen zunächst die Akteure mit den entsprechenden Aufgaben definiert werden.

Die zentrale Rolle in dem vorgestellten Konzept wird durch den BGV (in der Schweiz typischerweise der VNB) eingenommen. Die folgenden Aufgaben obliegen ihm:

- Mit DG-Eigentümern vertraglich abgestimmter Betrieb der DEA (Contracting-Modell).
- Systemoptimierung von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch im Sinne minimaler Energiekosten.
- Versorgungssicherheit (Systembilanzierung, Netzausbau).
- Einrichtung und Überwachung eines Markts für Systemdienstleistungen (Markt-Clearing, Fahrplanmanagement, Bedarfsanforderung an den Markt zur Netzstabilisierung).

Der letzte Punkt eröffnet dem VNB neue Wertschöpfungsmöglichkeiten ausserhalb des regulierten Netzbetriebs. Typische Einkommen könnten durch Gebühren für Teilnehmer am Markt für

Anzeige



		E1	E2	E3	Stromgestehungskosten
Fotovoltaik (30 kW)		X	–	–	75 Rp./kWh
Windkraft (30 kW)		–	X	–	18 Rp./kWh
Wasserkraft (12 kW)		–	–	X	10 Rp./kWh
KWK-Anlage (92 kW)		X	–	–	15 Rp./kWh
Speicher (35 kW, 200 kWh)		X	–	–	
Last	steuerbar	X	X	X	
	nicht steuerbar	X	X	X	

Tabelle I Konfiguration der Microgrids [3].

	Szenario A	Szenario B	Differenz [%]
Gesamtkosten [CHF], 1003 kWh pro Tag	173,06	170,4	–1,5
Kosten durch externen Markt [CHF]	15,48	15,0	–0,5
Durchschnittlicher Energietarif [Rp./kWh]	17,25	17,0	–1,5

Tabelle II Simulationsergebnisse von Szenario A und B ohne Lastflexibilität.

Lastverschiebung	0%	25 %	35 %	48 %
Gesamtkosten [CHF], 1003 kWh pro Tag	170,4	167,5	167,0	166,7
Kosten durch externen Markt [CHF]	15,0	12,5	12,1	11,7
Durchschnittlicher Energietarif [Rp./kWh]	17,0	16,7	16,66	16,6

Tabelle III Simulationsergebnisse bei steigendem Lastverschiebungspotenzial im Szenario B.

Systemdienstleistungen generiert werden. Weiterhin führt die dezentrale Netzregulierung zu einer verringerten Abhängigkeit zum überlagerten ÜNB.

Die Endkunden in diesem Konzept zeichnen sich dadurch aus, dass sie neben der klassischen Rolle eines Verbrauchers ebenso einen Erzeuger elektrischer Energie darstellen. In der wissenschaftlichen Diskussion wurde dazu der Begriff des «Prosumers» (producer und consumer) eingeführt. Dieser Kundentyp investiert in Erzeugung und eventuell auch in Speicherung, die er zur Eigenversorgung, aber auch zum Verkauf an einem Markt nutzt. Sein Ziel ist stets eine Wertmaximierung seiner Investition durch die Optimierung des Anlagenbetriebs im Sinne minimierter Energiekosten.

Eine neue Rolle, Lastaggregator, wird in diesem Modell definiert. Dahinter steht ein möglicher Dienstleister, der zukünftig einen gewissen Anteil der Netzlast in den unteren Spannungsebenen durch vertragliche Vereinbarung mit den Kunden zur Lastverschiebung anbieten kann. Das ermöglicht ihm die Durchführung von Lastmanagement in einer nennenswerten Grössenordnung (derzeit in der Schweiz minimal ±10 MW als Minutenreserve), die an einem Markt gehandelt werden könnte. Für die entsprechende Erfüllung einer angeforderten Lastanpassung verantwortet er dies gegenüber dem Markt bzw. dem VNB.

Simulation zeigt tiefere Energiekosten auf

Für die Nachbildung des oben beschriebenen Geschäftskonzepts wurde eine Simulation aufgebaut, anhand deren Szenarien zur Minimierung der Energiekosten berechnet werden können. Das Modell besteht aus drei Einheiten (E1, E2, E3), die jeweils ein Microgrid innerhalb einer Stadt respektive eines Stadtgebiets repräsentieren (Tabelle I). Diese bestehen jeweils aus dezentraler Erzeugung, Lasten und einer Speichereinheit. Als Grundlage für die spätere Kalkulation der Energiekosten wurden anhand der Investitionskosten, den Abschreibungen über die Betriebsdauer, angenommener Kapital- und Wartungskosten die Stromgestehungskosten (Tabelle I) für die unterschiedlichen Technologien berechnet. Das Speichersystem wird derart als Bestandteil des Netzes betrachtet, dass es zur Systemstabilisierung beiträgt und deren Aufwendungen über die Netzkosten berücksichtigt werden.

Die Simulation bildet den Optimierungsprozess der Fahrplanerstellung für den Folgetag für die Subbilanzgruppen nach. Dabei ist der BGV mit einer stochastischen Erzeugung konfrontiert. Unter der Annahme einer ungeregelten Einspeisung erneuerbarer Energien stehen folgende Optionen zur Netzstabilisierung innerhalb der Simulation zur Verfügung:

- Lastverschiebung.
- Elektroenergiespeicher.
- Regelbare KWK-Anlage.
- Möglicher Handel am Regelenergiemarkt.

Im Rahmen dieses Beitrags sollen generell zwei Szenarien betrachtet werden. Im ersten Schritt (Szenario A) agieren die Einheiten E1, E2, E3 unabhängig voneinander und beziehen notwendige Regelenergie separat vom Regelenergiemarkt – nachgebildet durch Energiepreise an der EEX (Bild 4). Im zweiten Schritt (Szenario B) interagieren die Microgrids, die so in der Lage sind, zunächst Erzeugungs- und Lastdifferenzen zu kompensieren, bevor der Handel an der Börse nötig ist. Gegenüber dem Markt wird die Last sowohl in Schritt eins und zwei aggregiert betrachtet. Ein Vergütungssystem im Sinne des Lastaggregators ist zu diesem Stand der Simulation noch nicht berücksichtigt.

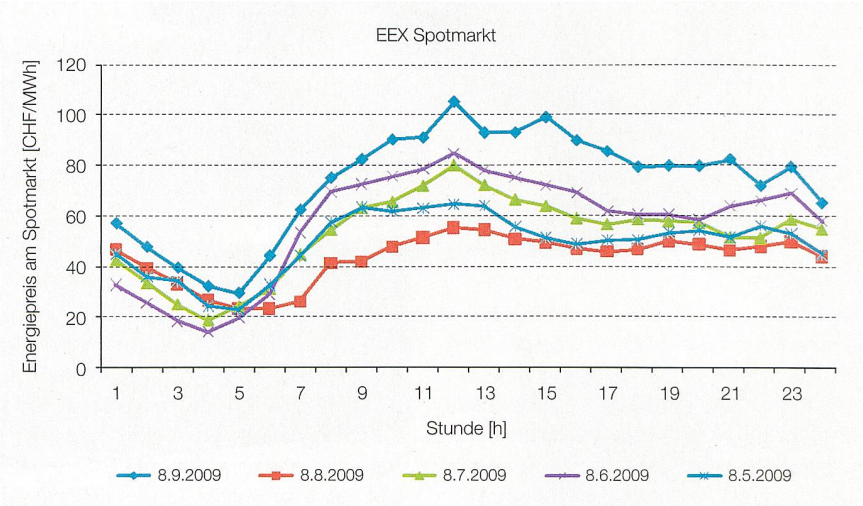


Bild 4 Energiepreise am Spotmarkt der European Energy Exchange (EEX).

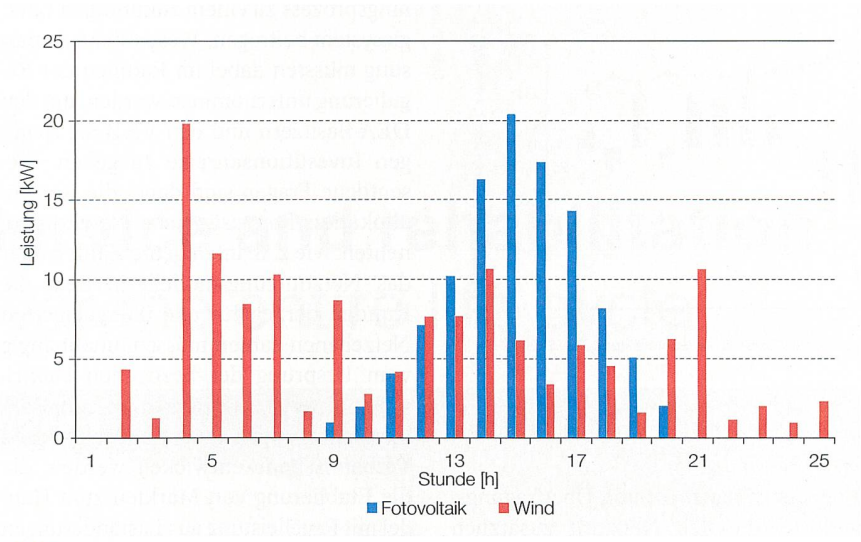


Bild 5 Erzeugungsprofil Windenergie- und Fotovoltaikanlage.

Die Periode einer Berechnung beträgt 24 h.

Diskussion der Simulationsergebnisse

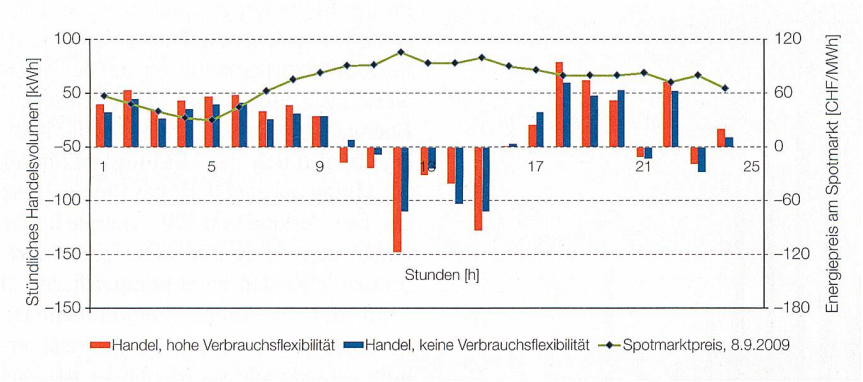
Für Szenario A wird zunächst angenommen, dass die Kunden keinerlei Lastflexibilität zulassen. Die Berechnung der Energiekosten wurde exemplarisch für einen Handelstag (8.9.2009) durchgeführt. Zum Vergleich wurde Szenario B unter den gleichen Voraussetzungen für den gleichen Tag angewendet. Der durchschnittliche Energietarif über alle Einheiten ist in **Tabelle II** dargestellt.

Es konnten nur geringe Kostenreduzierungspotenziale durch die Interaktivität der Einheiten ermittelt werden. Dies ist im Wesentlichen auf die fehlende Lastflexibilität zurückzuführen, um beispielsweise zu Zeiten hoher Marktpreise die Energie zu verkaufen. Die Fotovoltaikanlage trägt durch das Leistungsmaximum am Mittag massgeblich zum Energiepreis bei. Der Verkauf von Windenergie in der Nacht kann aufgrund niedriger Marktpreise die Kosten nicht kompensieren.

In der nächsten Simulationsphase wird die Lastflexibilität schrittweise erhöht, wobei nicht spezifiziert ist, wie das Lastprofil der Kunden angepasst wird. Dadurch wird ermöglicht, zum einen die Last an die fluktuierende Erzeugung anzugleichen und des Weiteren Preisschwankungen am Regelenergiemarkt zu nutzen, um durch die Erlöse die Energiekosten für die Verbraucher zu senken. Die Ergebnisse sind in **Tabelle III** zusammengefasst.

In diesem Szenario konnten die Kosten für Ausgleichsenergie vom externen Markt um bis zu 24 % bei einer Verbrauchsflexibilität von ca. 48 % gegenüber keiner Lastverschiebung reduziert werden. Das ist hauptsächlich auf die Handelsaktivitäten am Regelenergie-

Anzeige



Bilder: Stötzer

Bild 6 Handelsaktivitäten ohne und mit Lastmanagement.

markt zurückzuführen (Bild 6). Der Spitzenverbrauch konnte in Tiefpreisperioden verschoben werden. Die überschüssige Elektroenergie aus den DEA konnte entsprechend zu Hochpreiszeiten am Markt verkauft werden (Bild 5). Eine wesentliche Rolle spielt dabei der Einsatz von Speichereinheiten (Tabelle I), die zusätzlich zu der Lastverschiebung als ein Puffer für überschüssige erneuerbare Energieerzeugung zu Zeiten niedriger Tarife eingesetzt werden. Ebenso können Perioden mit einer Unterversorgung und den daraus resultierenden hohen Preisen am Markt überbrückt werden. Weiterhin ist deren Einsatz als Minutenreserve denkbar, was zusätzliche Erlöse generieren könnte.

Der durchschnittliche Energiepreis konnte somit um 4 % im Gegensatz zu einem nicht koordinierten Betrieb der Einheiten ohne Lastmanagement verringert werden.

Um einen Eindruck von den Auswirkungen dieser Tarifreduzierung aufzuzeigen, soll vereinfacht von einer schweizweiten Anwendung des vorgeschlagenen Modells ausgegangen werden. Berücksichtigt man den durchschnittlichen jährlichen Verbrauch aller Schweizer Haushalte, ungefähr 20 790 GWh (ca. 33 % des Gesamtbedarfs), ermöglicht eine Energietarifreduzierung Gesamteinsparungen aufseiten der Kunden von mehr als CHF 13 Mio. pro Jahr. Darin nicht betrachtet sind vermiedene Kosten für Engpassmanagement und Übertragungsverluste, die den Netztarif zusätzlich senken würden, bzw. Erlöse durch den Handel mit Emissionsrechten aufgrund der weitestgehend CO_2-armen Energieerzeugung. Weiteres Einsparpotenzial liegt in der Ausgestaltung eines diskriminierungsfreien Vergütungssystems für Kunden, die an Lastmanagementprogrammen teilnehmen.

Für den VNB könnten durch Vermeidung von Last- und Leistungsspitzen unter Anwendung bedarfsgerechter Lastverschiebung die zusätzlichen Kosten für intelligente Zähler, Netzkapazitätsoptimierung mit einem Energiemanagementsystem und Home Automation durch die verminderte Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten teilweise kompensiert werden.

Fazit

Dieser aus dem Smart-Energy-Projekt [4] entstandene Beitrag beschäftigt sich mit einem zukünftigen Geschäftskonzept für die Integration von DEA im Schweizer Energiemarkt. Die beispielhaften Simulationsergebnisse haben gezeigt, dass durch Lastmanagement und Dezentralisierung der Erzeugung die Energiekosten und die Abhängigkeit zum externen Energiemarkt reduziert werden können.

Die beschriebenen Szenarien und die damit verbundenen Potenziale zur Energiekosteneinsparung können zu einer politischen Diskussion über den Wandlungsprozess zu einem zukünftigen Energiesystem beitragen. Wesentliche Anpassung müssten dabei im Rahmen der Regulierung unternommen werden, um den DEA-Besitzern und den VNB die richtigen Investitionsanreize zu geben. Wesentliche Fragen sind dabei die Kostenallokation für zusätzliche Netzkomponenten, wie z. B. intelligente Zähler, oder das Netznutzungsmodell, in dem die Kunden derzeit für alle übergelagerten Netzebenen zahlen müssen, unabhängig vom Ursprung der bezogenen elektrischen Energie. Weiterhin sollten Rahmenbedingungen auf politischer und Verbandsebene entwickelt werden, die die Etablierung von Märkten zum Handel mit Regelleistung aus Laständerungen und DEA ermöglicht, was nachhaltig zur Kostenreduzierung beitragen könnte.

Résumé **Production décentralisée d'énergie en Suisse**

Le concept commercial de l'avenir

Le nombre d'installations de production d'énergie décentralisées va augmenter considérablement dans les réseaux de distribution. Il faudra pour cela développer, outre la technologie et les normes, des concepts commerciaux afin de garantir à long terme un haut niveau de sécurité d'approvisionnement à des prix acceptables pour tous. No

Literatur

- M. Stötzer, S. Teufel, H. Sauvain: «Design of Dynamic Tariffs for Energy Distribution Systems with Decentralised Generation and Storages», VDE ETG International Congress, 2009.
- M. Stötzer, S. Teufel, H. Sauvain: «Design Business Concept for Distributed Generation in the Swiss Energy Market», IEEE PES General Meeting, 2010, Paper reviewed.
- A. Berset, X. Dubey: «Charge», Diplomarbeit, Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg, 2009. http://opac.nebis.ch.

Referenzen

[1] A. Dimeas, N. Hatziargyriou: «A Multi-Agent System for Microgrids», SETN04, Samos, Greece, 2004.
[2] VEiN http://www.bfe.admin.ch/forschungnetze/01246/03569/index.html?lang=de&dossier_id=03326, 2009.
[3] A. Dal Lago, S. Büsch: «Smart Energy – Optimum économique des achats d'énergie électrique et économie d'énergie», Diplomarbeit, Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg, 2008. http://opac.nebis.ch.
[4] M. Stötzer, H. Sauvain: «Smart Energy»-Projekt, 2009. http://opac.nebis.ch.

Angaben zu den Autoren

Martin Stötzer hat Energietechnik an der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg studiert. Zu Beginn seiner Promotion verbrachte er ein Jahr im Rahmen des Smart-Energie-Projekts an der Universität Freiburg (CH). Derzeit arbeitet er als wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Universität Magdeburg. Er ist Mitglied von Electrosuisse und weiterer Fachverbände.

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Institut für Elektrische Energiesysteme, DE-39106 Magdeburg, martin.stoetzer@ovgu.de

Hubert Sauvain hat an der ETH Lausanne Elektrotechnik studiert. Er konnte zahlreiche Erfahrungen durch seine Tätigkeit in verschiedenen internationalen Unternehmen und durch eine Unternehmensgründung in der Schweiz sammeln. Er ist derzeit Professor an der Hochschule für Technik und Architektur Freiburg und Koordinator im MBA-Programm des IIMT (Universität Fribourg) im Bereich Utility Management. Er ist Mitglied des ETG-Vorstands von Electrosuisse.

Hochschule für Technik und Architektur Freiburg, 1705 Freiburg, hubert.sauvain@hefr.ch

ANDRITZ Hydro

Service and rehabilitation
over the entire life cycle

Service & Rehab bietet Lösungen, Produkte und Dienstleistungen über den gesamten Lebenszyklus von Wasserkraftanlagen:
▪ Zustandserhebungen und- beurteilung ▪ Revisionen ▪ Sanierungen ▪ Modernisierung und Leistungssteigerung ▪ Wirtschaftlichkeitsstudien ▪ Risikobewertungen ▪ Störungsanalyse und - beseitigung ▪ Ersatzteilmanagement ▪ Wartungsverträge ▪ Training und Schulungen. Dank der Verbindung von globalem Know-How mit lokaler Präsenz erhalten Sie für jede Problemstellung schnelle und kompetente Antworten und Lösungen.

Service & Rehab – your partner nearby.

ANDRITZ HYDRO AG
Obernauerstrasse 4, 6010 Kriens, Schweiz
Tel.: +41 (41) 329 5111, Fax: +41 (41) 329 5112

contact-hydro.ch@andritz.com
www.andritz.com