

Dynamisches Lastmanagement im liberalisierten Markt

Forschungsprojekt präsentiert Smart-Grid-Konzepte

Der Strukturwandel in der elektrischen Energieversorgung erfordert eine Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch. Schon heute sorgen fluktuierende Einspeisungen aus Wind und Sonne für anspruchsvolle Betriebssituationen. Lastmanagement könnte die Lage entschärfen, denn es bietet ein beachtliches Potenzial zur Flexibilisierung des Systembetriebs. Ein Forschungsprojekt liefert Erkenntnisse zur Einführung von dynamischem Lastmanagement im Endkundenbereich.

Stephan Koch, Dominic Lendi, Dominik Meier, Martin Wiederkehr

Der steigende Anteil der durch erneuerbare Energien erzeugten fluktuierenden Leistung hat Auswirkungen auf das gesamte europäische Verbundnetz und die Energiemärkte. Während die Lastkurve traditionell als sehr regelmässig und gut prognostizierbar gilt, schwankt die sog. residuale Last (Last minus fluktuierende Erzeugung) bei hohen Anteilen von Wind und Sonne sehr viel stärker. An der europäischen Strombörse Epex ist der Einfluss auf die Strompreisbildung schon heute deutlich sichtbar: Windreiche Tage sind durch niedrige Preisniveaus gekennzeichnet, und besonders in Zeiten hoher Solareinspeisung ist der Unterschied zwischen Base- und Peak-Preisen deutlich geringer als noch vor wenigen Jahren [1]. Weiterhin werden die Preiscurven bei starken Schwankungen der residualen Last insgesamt volatil.

Flexibilität ist gefragt

Durch diese neue Situation besteht ein Anreiz für die Akteure am Strommarkt, Stromproduktion und Verbrauch möglichst flexibel anpassen zu können. Kraftwerke und Netze sehen sich mit völlig neuen Herausforderungen konfrontiert.

Der Bericht «Harnessing Variable Renewables» [2] der Internationalen Energieagentur kommt zu dem Ergebnis, dass die Flexibilität eines elektrischen Energiesystems der entscheidende Faktor für die Aufnahmefähigkeit für fluktuierende erneuerbare Energie ist. Neben der Flexibilität der konventionellen Kraftwerke und starken Verbundnetzen gewinnt deshalb ein aktives Management der Lastseite an Bedeutung.

Forschungsprojekt

Ein Team von Mitarbeitern der ETH Zürich, der Fachhochschule Nordwestschweiz sowie von Alpiq und Landis+Gyr ist seit 2008 im Forschungsprojekt «Lokales Lastmanagement» involviert. Das von Swisselectric Research finanzierte Projekt möchte die neuen Aufgaben des Lastmanagements unter den aktuellen und künftigen Rahmenbedingungen des elektrischen Energiesystems klären. Im Fokus stehen dabei anspruchsvolle Anwendungen der Lastflexibilität, wie z.B. die Bereitstellung von Regelleistung oder der spezifisch an einzelne Verbraucher gerichtete frequenzabhängige Lastabwurf bei grossflächigen

Netzstörungen. Dabei müssen natürlich die traditionellen Motive für das «Demand Side Management», wie z. B. die Reduktion von Lastspitzen im Verteilnetz, in die Konzepte einbezogen werden.

Dynamisches Lastmanagement

Der Oberbegriff «Demand Side Management» (DSM) beschreibt sehr allgemein die zielgerichtete Beeinflussung der Lastkurve im Stromnetz. Dies umfasst sowohl die Schaltung von Lasten über die Rundsteuerung oder Smart-Metering-Systeme als auch eine ferngesteuerte Verschiebung der Temperaturbänder thermischer Lasten, Anreize zur manuellen Lastverschiebung über zeitvariable Stromtarife und teilweise sogar langfristige Massnahmen zur Senkung der Spitzenlast. Das «dynamische Lastmanagement» bezeichnet dagegen insbesondere die Schaltung von flexiblen Lasten (vorwiegend Kühl- und Gefriergeräten sowie Heizgeräten mit thermischem Speicherpotenzial wie Elektroboiler, Wärmepumpen und Klimaanlage) im laufenden Betrieb, die nicht durch vordefinierte Zeittabellen erfolgt. Die Ansteuerung kann grundsätzlich über beliebige Kommunikationskanäle erfolgen, muss aber mit nur wenigen Sekunden oder Minuten Vorlaufzeit als Reaktion auf den Betriebszustand (Transformatorstation-Überlastung, Einspeisesituation fluktuierender Quellen oder Abruf von Regelreserven) umgesetzt werden können. Fernsteuerbare dezentrale Erzeugungsanlagen im Verteilnetz, z.B. Notstromaggregate oder stromgeführte Wärme-Kraft-Kopplung, können in das Konzept integriert werden.

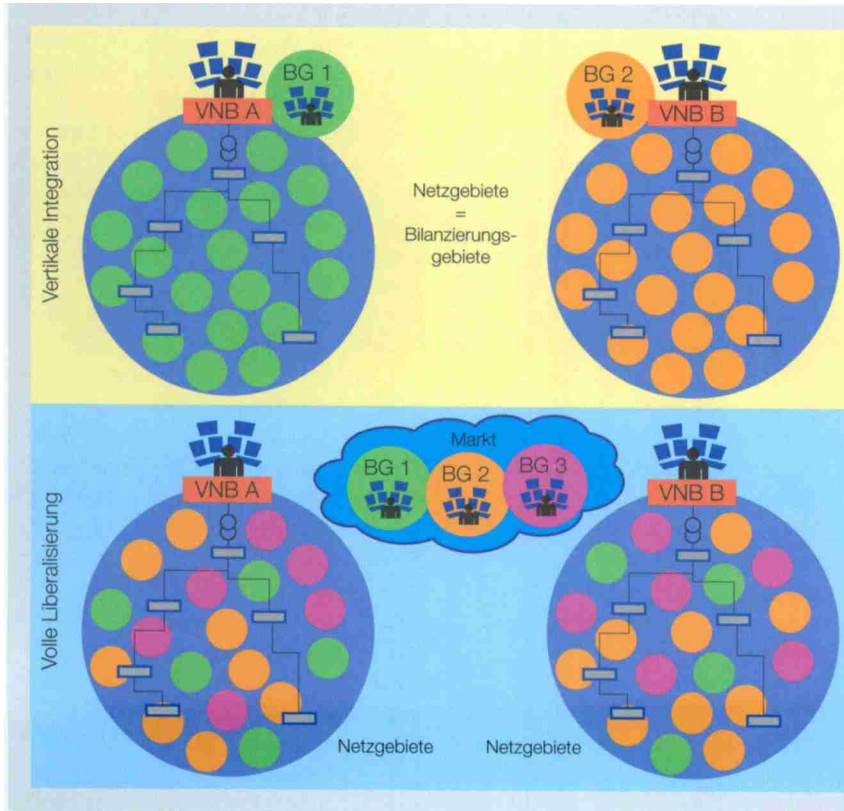
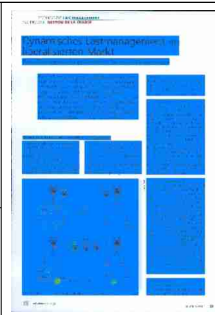


Bild 1 Struktur der elektrischen Energieversorgung bei vertikaler Integration und Liberalisierung.

Einfluss der Liberalisierung

In weiten Teilen Europas wurden die Strommärkte in den letzten 15 Jahren sukzessive liberalisiert. Auch in der Schweiz diskutiert man seit Mitte der 1990er Jahre über eine Marktöffnung [3], die zum 1. Januar 2009 in einer ersten Stufe umgesetzt wurde. Diese Teilliberalisierung beinhaltet die Öffnung des Grosshandelsstrommarktes, eine Entflechtung zwischen Netzbetrieb und Energiehandel sowie die Öffnung des Endkundenmarktes für Kunden mit einem Jahresbezug von über 100 MWh. In einem zweiten Schritt soll ab 2014 der Endkundenmarkt vollständig geöffnet werden. Dies hat einen grossen Einfluss auf die Struktur der elektrischen Energieversorgung: Wechseln viele Kunden ihren Stromanbieter, ohne ihre physische

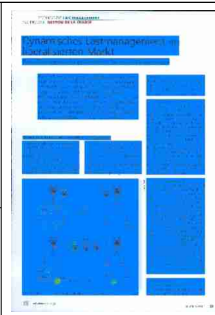
Position im Netz zu verändern, entsteht durch Überlappungen von Bilanzgruppen und Netzgebieten eine Art Flickenteppich (Bild 1). Für die Einführung von dynamischem Lastmanagement ist vor allem die Entflechtung zwischen Netzbetrieb und Energiehandel von Bedeutung, die einen diskriminierenden Informationsaustausch zwischen einzelnen Bilanzgruppen und Verteilnetzbetreibern verbietet [4]. Dies wirft die Frage auf, wer zu welchem Zweck welche Einheiten kontrollieren darf, und wo die entsprechende Kommunikationsinfrastruktur angesiedelt ist. Je nach Interessenlage des Akteurs und der Betriebssituation kann die aus dem Lastmanagement resultierende Flexibilität für unterschiedliche Anwendungen eingesetzt werden.

Anwendungen in Netz und Markt

Die im liberalisierten Strommarkt möglichen Anwendungen für dynamisches Lastmanagement lassen sich in netzorientierte, marktorientierte und systemorientierte Anwendungen einteilen. Im Fokus der Hersteller von Rundsteuer-Systemen stand bisher die netzorientierte Aggregation. Im Forschungsprojekt «Lokales Lastmanagement» stehen hingegen markt- und systemorientierte Ansätze im Vordergrund. Ebenfalls wurden lokale Optimierungsstrategien bei Einzelkunden untersucht, die sowohl für netz- als auch marktorientierte Zwecke eingesetzt werden können.

Netzorientierte Aggregation

Zunächst kann die Lastflexibilität zur Optimierung der physikalischen Netzinfrastruktur eingesetzt werden. In der «al-



ten Welt» eines weitgehend zentralisierten Energiesystems bedeutet dies lediglich, flexible Lasten wie elektrische Wasserboiler in die Nacht zu verlagern und bestimmte Lasten zu Peak-Zeiten zu sperren. Bei fluktuierender, dezentraler Erzeugung oder Elektromobilität im Netzgebiet kann jedoch eine sehr viel dynamischere Reaktion nötig sein (Vermeidung von Netzüberlastungen im laufenden Betrieb, Spannungshaltung und Optimie-

rung der Betriebsmittel). Bild 2 zeigt die Struktur dieser auf der Nieder- und Mittelspannungsebene einsetzbaren Strategie. Der naheliegende Betreiber von Lastmanagement-Anlagen für diese Zwecke ist der jeweilige Verteilnetzbetreiber.

Marktorientierte Aggregation zu virtuellen Kraftwerken
Eine andere Palette von Anwendungen ist denkbar, wenn die Kontrolle der Lastflexibilität durch die am Markt teil-

nehmenden Bilanzgruppen oder Systemdienstleistungs-Pools erfolgt. Das Ziel ist hier die Vermeidung von Kosten oder die Erzielung von zusätzlichen Erlösen durch den jeweiligen Anbieter.

Die preisliche Optimierung des Energiebezugs durch Lastverlagerung in Zeiten niedriger Grosshandelspreise ist dabei eine Anwendung, deren Ziel sich weitgehend mit der Spitzenlastreduktion zum Schutz der Netzinfrastruktur deckt.

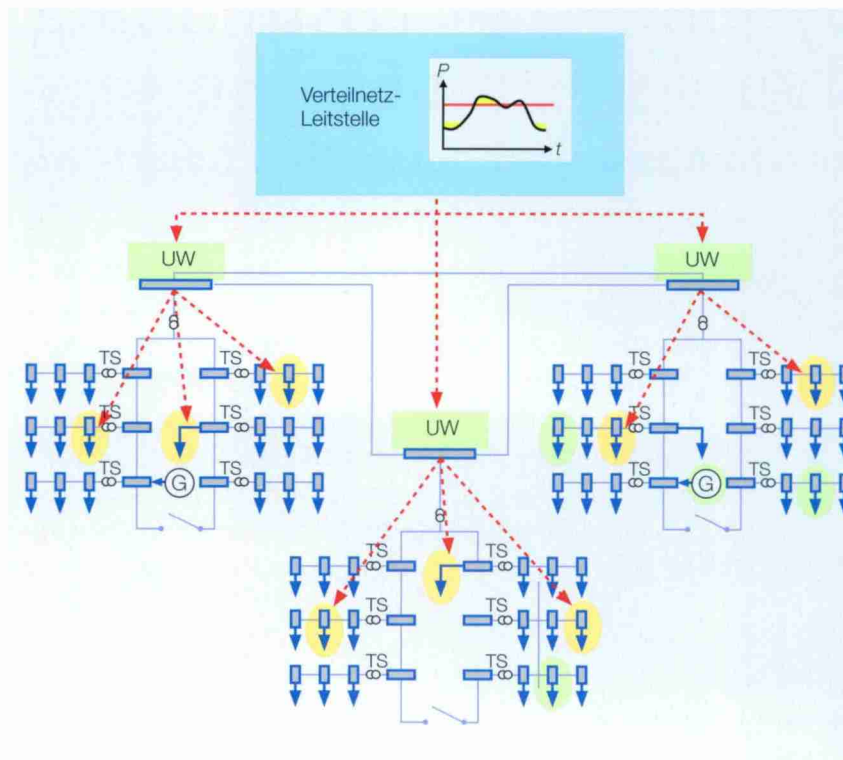
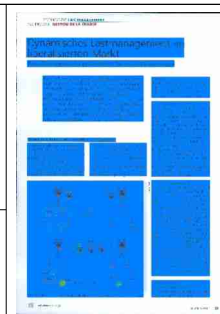


Bild 2 Schutz der Verteilnetzinfrastruktur. Die gelben Elemente werden durch das Unterwerk, die grünen durch externe Aggregatoren gesteuert.



Ausnahmen gibt es hierbei in Situationen, in denen z.B. eine hohe Windeinspeisung im Ausland für niedrige Strompreise sorgt, während die Last im lokalen Verteilnetz relativ hoch ist.

Im Projekt «Lokales Lastmanagement» wurden systematische Ansätze entwickelt, die den Betrieb von Lasten, Quellen und Speichern im flexiblen Zusammenspiel ermöglichen [5]. Bild 3 illustriert, wie eine optimierungsbasierte Einsatzplanung eines Portfolios steuerbarer Einheiten zur Integration grosser fluktuierender Leistungen funktionieren kann. Bei einer praktischen Umsetzung im grossen Stil müssen solche Ansätze natürlich die Beschränkungen der Netzinfrastruktur einbeziehen. Dafür müssen strukturierte Informationsschnittstellen zwischen Netzbetreibern und Marktteilnehmern existieren, die einen diskriminierungsfreien und sicheren Systembetrieb gewährleisten.

Neben dem Energiebezug ist die Optimierung der Fahrplanabwicklung durch die Vermeidung von Ausgleichsenergiebedarf möglich. Kann eine bestimmte Leistung und Energiemenge zu bestimmten Zeiten gesichert bereitgestellt werden, bietet der Regelleistungsmarkt je nach aktuellem Preisniveau mehr oder weniger attraktive Verdienstmöglichkeiten. In diesem Fall ist die Poolung der flexiblen Lasten mit Kraftwerken eine sinnvolle Option, um bei Lieferung von Regelenergie durch die Lasten die Einhaltung der zulässigen Energiebeschränkungen (i. A. Temperaturniveaus bei Kühl- und Heizge-

räten) zu gewährleisten. Bild 4 demonstriert anhand einer Simulation, wie ein Pool aus flexiblen Lasten und einem Generator, koordiniert durch einen Lastverteilalgorithmus, Sekundärregelenergie liefern kann.

Eine weitere, momentan noch nicht gehandelte Systemdienstleistung könnte künftig die gezielte Reduktion von hohen Gradienten der residualen Last sein. Diese entstehen durch gegenläufige Rampenbewegungen von Last und fluktuierender Einspeisung. Im Projekt «Lokales Lastmanagement» entwickelte Algorithmen [6], die das genaue Nachfahren einer Solltrajektorie durch eine aggregierte Gruppe von Lasten ermöglichen, können die Situation verbessern.

Systemorientierte Ansätze

Anwendungen, die weder auf die Netzinfrastruktur noch auf Energie-/Systemdienstleistungsmärkte abzielen, sind systemorientierte Anwendungen.

Ein Beispiel ist der im Projekt «Lokales Lastmanagement» untersuchte Unterfrequenzlastabwurf auf Kundenebene. Hierbei werden durch einen dezentralen Abwurfmechanismus bei Unterschreitung von definierten Frequenzschwellwerten bestimmte Geräteklassen in Sekundenbruchteilen vom Netz getrennt, um einen gefährlichen Frequenzabfall bis hin zum Blackout zu verhindern.

Zuerst sollten dabei Geräte wie Kühlschrank oder Wärmepumpe abgeworfen werden, die dank ihrer Speicherfähigkeit

bei kurzem Unterbruch keinen Komfortverlust verursachen. Dezentrale Einspeisung wird im Gegensatz zur gebietsweisen Abschaltung am Netz behalten. Diese Methode kann zwar den konventionellen Unterfrequenzlastabwurf im Verteilnetz nicht vollständig ersetzen, da die nötigen Reaktionszeiten von wenigen 100 ms bei einem Abwurfmechanismus auf Kundenebene nur schwer zu garantieren sind. Als komplementäre Massnahme erscheint diese Form der Netzentlastung im Unterfrequenzfall trotzdem sinnvoll.

Lastabwurf mit Digitalstrom

Der von der Frequenz und Geräteklasse abhängige Lastabwurf wurde auf einem Digitalstromsystem [7] implementiert. Dabei misst der für eine Gruppe von Geräten zuständige Digitalstrommeter (dSM) die Frequenz. Im übergeordneten Digitalstrom-Server (dSS) wird die Frequenz ausgewertet und den geeigneten Geräten bzw. deren Digitalstrom-Device (dSD) ein zeitbegrenzter Aus-Befehl gegeben. Bild 5 zeigt die verwendete Architektur. Die erzielte Latenzzeit vom Abwurfbefehl bis zur Abschaltung lag bei 750 ms, wobei diese durch eine direkte Implementation der Abwurf-funktion im dSD noch deutlich verkürzt werden könnte. Interessant ist, dass es sich bei Digitalstrom um ein mit PLC arbeitendes Gebäudeautomatisierungssystem handelt, das primär den Komfort steigert, hier aber eine Zusatzfunktion im Bereich «Smart Grid» bekommt.

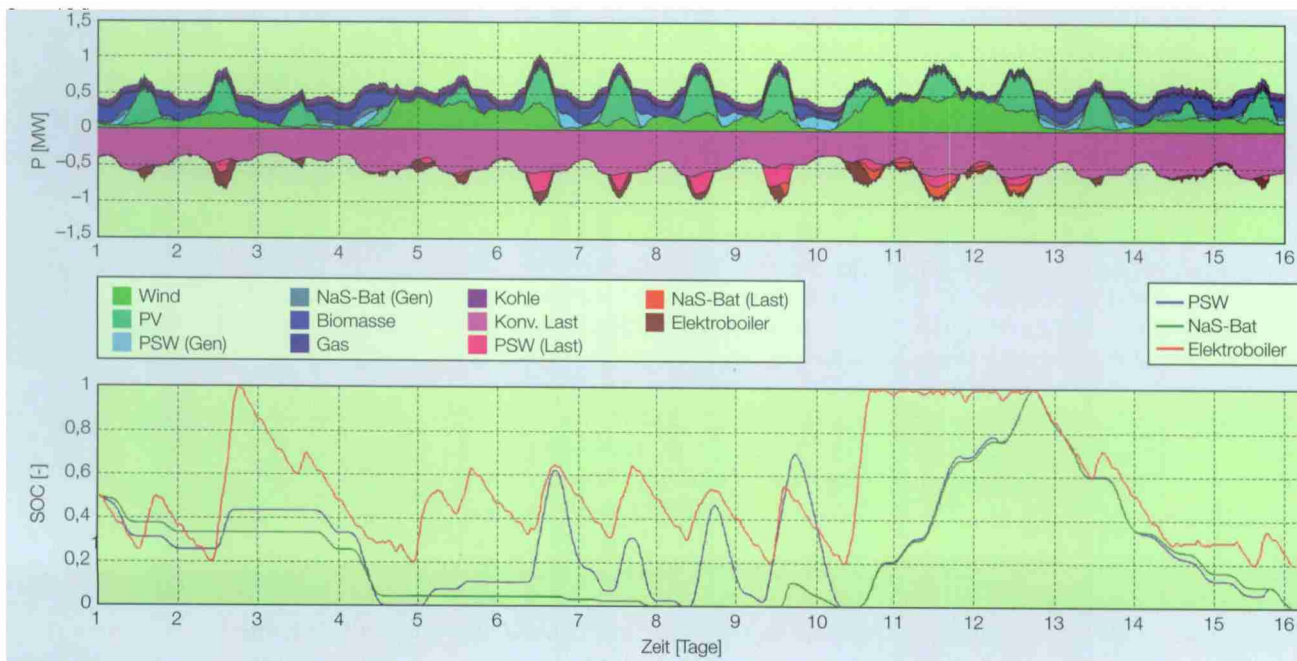
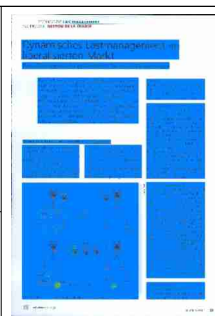


Bild 3 Flexible Lasten im Zusammenspiel mit Erzeugern und Speichern.

Organisatorische Konzepte für die Umsetzung

Die organisatorischen Konzepte und Business-Modelle für die Umsetzung von dynamischem Lastmanagement unterscheiden sich je nach gewünschter Anwendung für die Lastflexibilität, der implementierenden Organisation (Netzbetreiber, Marktteilnehmer etc.) und der verwendeten Kommunikationsinfrastruktur. Verschiedene Konzepte werden in der Forschung diskutiert und wurden teilweise bereits in die Praxis umgesetzt.

Beispiele für die marktorientierte Aggregation finden sich vorwiegend in Ländern mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien und einer schnellen Umsetzung der Marktöffnung. So hat z.B. eine rege Beteiligung von Lastpools am deutschen Minutenreservemarkt begonnen. Die bekannten Akteure beschränken sich allerdings bisher auf eine Aggregation der «Low Hanging Fruits» in Form von grossen industriellen Lasten und Notstromaggregaten. Diese sind relativ einfach

kommunikationstechnisch zu erschliessen und sind aufgrund ihrer begrenzten Anzahl leicht aktiv zu steuern. Aggregatoren für kleine Lasten, «High Hanging Fruits» wie z.B. kleinere Geräte im Haushalt, sind bislang noch nicht in Erscheinung getreten, da die Investition in die Kommunikationsinfrastruktur nach heutigem Stand zu kostspielig für die zu erwartenden Deckungsbeiträge ist.

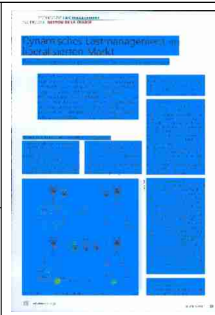
Dazu ein einfaches Rechenbeispiel: Ein Gefriergerät mit einer durchschnittlichen Leistungsaufnahme von 40 W, bzw. einem Jahresverbrauch von 350 kWh, wird innerhalb eines grossen Gerätepools für die Vorhaltung von positiver Tertiärregelsreserve genutzt. Bei einem angenommenen Leistungspreis von 10.– CHF/MW/h wird eine Vergütung von jährlich CHF 3.50 für die Vorhaltung erzielt. Eine wirtschaftliche Einbindung der «High Hanging Fruits» ist damit wohl eher mit Mehrfachnutzung der Kommunikation (Monitoring, Komfort, Sicherheit) im «Smart Home» möglich.

Die netzorientierte Aggregation findet

bereits seit langer Zeit in Form der Rundsteuerung statt. Die künftig wahrscheinliche Zunahme der Elektromobilität und der dezentralen Erzeugung erfordert aber auch hier eine Erweiterung der Regel-funktionalitäten.

Regulatorische Herausforderungen

Mittelfristig müssen regulatorische Konzepte entwickelt werden, die sowohl die Bedürfnisse des Netzbetriebs wie auch die Nutzung der Lastflexibilität für Anwendungen am Markt berücksichtigen. Es ist bereits jetzt abzusehen, dass sich bei flächendeckenden Rollouts beider Konzepte Konflikte zwischen Netz- und Markt-betrieb ergeben werden. Bekommen die Bilanzgruppen die Kontrolle über ihre steuerbaren Lasten, können durch Regelingriffe verursachte Netzengpässe zum Problem werden. Werden bei netzorientierter Aggregation Schaltentscheidungen nach Gesichtspunkten des Verteilnetzes kurzfristig und dynamisch getroffen, muss eine allfällige Fahrplanabweichung mit



den Bilanzgruppen verrechnet werden. Eine weitere Herausforderung ergibt sich beim Erbringen von Systemdienstleistungen durch vorhandene Rundsteuerinfrastrukturen, oder aber auch Smart-Metering-Systeme, die echtes dynamisches Lastmanagement ermöglichen. Da keine direkte Messung der geschalteten Last erfolgt und lediglich auf Ebene der Unterstation eine aggregierte Leistungsmessung vorhanden ist, ist der genaue Nachweis der geschalteten Leistung zunächst nicht möglich. Möglich ist allerdings eine modellbasierte statistische Abschätzung, die durch die gemessenen Daten plausibilisiert wird. Zu prüfen ist, ob dies für eine Präqualifikation zur Zulassung zum Regenergiemarkt ausreichend ist.

Schlussfolgerungen
Auf dem Weg zu einem voll integrierten «Smart Grid» mit aktiv geführten Ver-

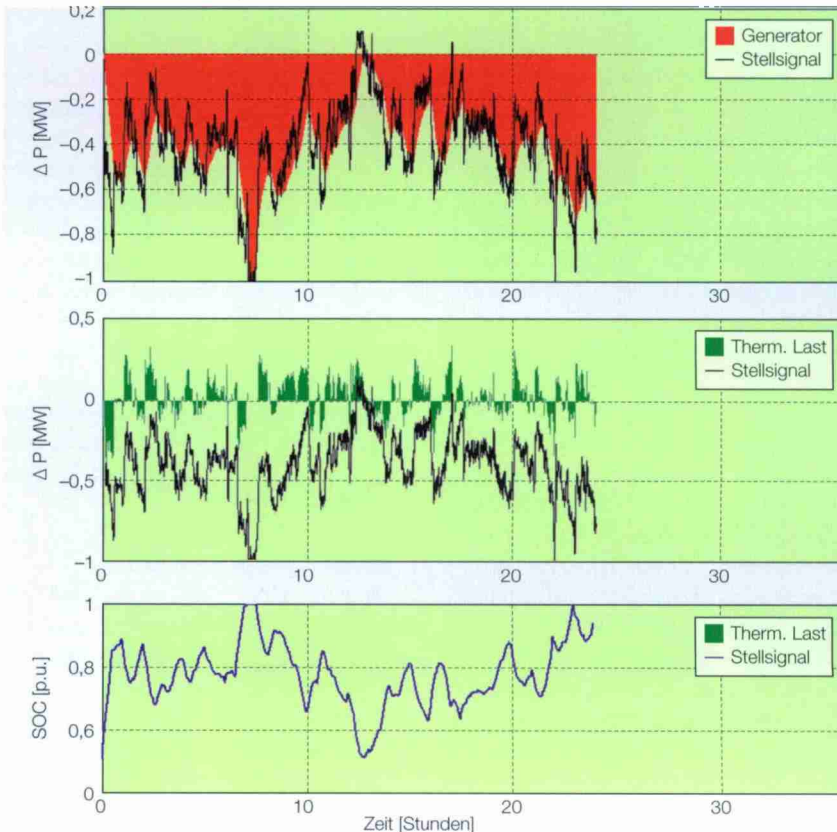


Bild 4 Sekundärregelung mit flexiblen Lasten und einem Generator.

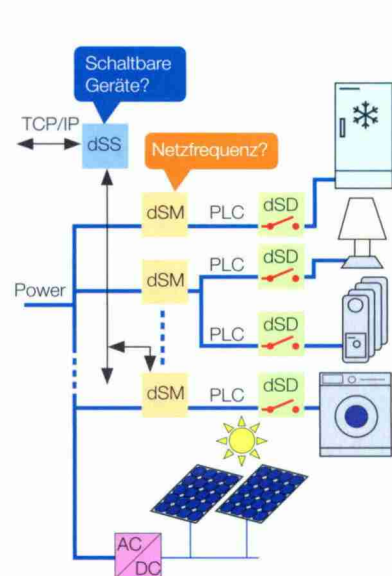
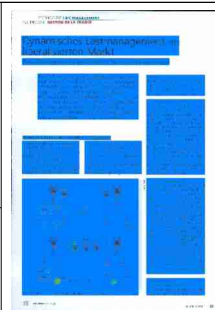


Bild 5 Die frequenzabhängige Lastabwurf-Funktionalität kann mit Digitalstrom realisiert werden.



teilnetzen, in denen optimal eingesetzte dezentrale Erzeuger und flexible Lasten für eine Vielzahl von Anwendungen sicher zur Verfügung stehen, wird noch manche technische und regulatorische Hürde zu überwinden sein. Hervorgehend aus dem Projekt «Lokales Lastmanagement» sind deshalb bereits mehrere Folgeprojekte in der Planung, die in Kooperation mit Schweizer Unternehmen eine Weiterführung der erarbeiteten Ansätze und eine praktische Umsetzung zum Ziel haben.

Regulatorisch sollten die Aktivitäten im Bereich des Lastmanagements und der Smart-Grid-Implementation aktiv begleitet werden, damit die Optimierung von Energie- und Systemdienstleistungsgeschäften sowie die der Netzinfrastruktur in einem sinnvollen Verhältnis miteinander kombiniert werden können.

Referenzen

- [1] Marcus Hildmann, Andreas Ulbig, Göran Andersson: Electricity Grid In-feed from Renewable Sources: A Risk for Pumped-Storage Hydro Plants? 8th International Conference on the European Energy Market (EEM) 2011, Zagreb, Kroatien.
- [2] Harnessing Variable Renewables – A Guide to the Balancing Challenge. Internationale Energieagentur, 2011.
- [3] Anton Bucher, Niklaus Mäder. Der lange Weg zum Markt – Von den ersten Überlegungen bis zur Revision des Stromversorgungsgesetzes Bulletin 9 / 2010 Jubiläumsausgabe
- [4] Markus Flatt. Segmentberichterstattung von Stromverteilnetzbetreibern unter besonderer Berücksichtigung des buchhalterischen Unbundling im Rahmen der Schweizer Strommarktliberalisierung. Dissertation Nr. 3766, Gutenberg Druck 2010.
- [5] Kai Heussen, Stephan Koch, Andreas Ulbig, Göran Andersson: Unified System-Level Modeling of Intermittent Renewable Energy Sources and Energy Storage for Power System Operation. IEEE Systems Journal, 2011.
- [6] Stephan Koch, Johanna Mathieu, Duncan Callaway. Modeling and Control of Aggregated Heterogeneous

Thermostatically Controlled Loads for Ancillary Services. 17th Power Systems Computation Conference 2011, Stockholm, Schweden.

- [7] www.digitalstrom.org. Offizielle Homepage.

Angaben zu den Autoren

Stephan Koch ist seit 2007 wissenschaftlicher Assistent am Power Systems Laboratory der ETH Zürich.

ETH Zürich, 8092 Zürich, koch@eeh.ee.ethz.ch

Dominic Lendi leitet die Entwicklung der Business Line Load Management bei Landis+Gyr (Europe) AG. Landis+Gyr (Europe) AG, 8320 Fehraltorf, dominic.lendi@landisgyr.com

Dominik Meier ist seit 2007 wissenschaftlicher Assistent im Bereich Sensorik und Energietechnik an der FHNW.

Fachhochschule Nordwestschweiz, 5210 Windisch, dominik.meier@fhnw.ch

Prof. **Martin Wiederkehr** ist seit 1997 als Dozent für Elektrische Energietechnik an der Hochschule für Technik der FHNW in Windisch tätig.

Fachhochschule Nordwestschweiz, 5210 Windisch, martin.wiederkehr@fhnw.ch

Résumé

Gestion de charge dynamique dans le marché libéralisé

Un projet de recherche présente des concepts de smart grid

La transformation de la structure de l'alimentation électrique exige une flexibilisation de la production et de la consommation. Les alimentations fluctuantes issues du vent et du soleil créent d'ores et déjà des situations exigeantes en termes d'exploitation. La gestion de charge dynamique pourrait débloquer la situation dans la mesure où elle offre un potentiel considérable de flexibilisation de l'exploitation de système. Un projet de recherche apporte des connaissances concernant l'introduction d'une gestion de charge dynamique au niveau des clients finaux. Il illustre également ses domaines d'application possibles (orientés réseau, marché et système) dans le marché de l'électricité libéralisé ainsi que les défis résultant de sa mise en place. No