Zeitschrift: Tec21
Herausgeber: Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein
Band: 137 (2011)
Heft: 12: Stromnetz der Zukunft

Artikel: Im Praxistest
Autor: Carle, Claudia
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-144680

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. Siehe Rechtliche Hinweise.

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. Voir Informations légales.

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. See Legal notice.

Download PDF: 05.05.2025

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

IM PRAXISTEST

Wie sich Smart Grids in die Praxis umsetzen lassen, ist derzeit Gegenstand zahlreicher Pilotprojekte. Beim deutschen Projekt «MeRegio» wird seit Ende 2009 stufenweise ein Smart Grid aufgebaut, um Erfahrungen mit dem Verhalten der angeschlossenen Kunden und mit den technischen Komponenten zu sammeln.

Das Projekt «MeRegio»[1] ist eines von insgesamt sechs Modellprojekten in Deutschland, die im Rahmen der Technologie-Förderinitiative «E-Energy – Smart Grids made in Germany»[2] vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie finanziell unterstützt werden. Seit Ende 2009 baut MeRegio in zwei Modellregionen in Baden-Württemberg – Freiamt/Ettenheim und Göppingen – stufenweise ein Smart Grid auf, das am Schluss 1000 private und gewerbliche Stromkunden sowie zentrale und dezentrale Energieerzeugungsanlagen miteinander verbinden soll (Abb. 2). Der Datenaustausch zwischen allen Akteuren dieses Netzes soll dafür sorgen, dass Energieproduktion, -speicherung und -verbrauch möglichst optimal aufeinander abgestimmt sind.

WIE REAGIEREN KUNDEN AUF DYNAMISCHE PREISE?

In der ersten von insgesamt vier Projektphasen ging es zunächst darum, herauszufinden, wie stark die Verbraucher auf dynamische Strompreise reagieren. Dafür wurden 100 private Testkunden mit intelligenten Stromzählern ausgestattet, die die Informationen zum Energieverbrauch des Kunden an den Energieversorger übermitteln. Gleichzeitig erhält der Kunde darüber jeden Abend Informationen zum Verlauf des Strompreises am kommenden Tag. Während der Stromtarif für den «Normalkunden» zu bestimmten Tageszeiten immer gleich ist – zum Beispiel Hochtarif tagsüber und Niedertarif nachts und am Wochenende –, variiert er für die Testkunden in Abhängigkeit vom aktuellen Angebot an erneuerbarer Energie in der Region sowie vom Strompreis an der Energiebörse in Leipzig (EEX). Eine Anzeige visualisiert die drei Preisstufen. Zeigt diese sogenannte Stromampel (Abb. 1) Rot, ist Strom teuer, und der Kunde tut gut daran, Strom verbrauchende Aktivitäten aufzuschieben, bis die Anzeige mit Grün signalisiert, dass der Strom jetzt besonders günstig ist. Mit einer speziellen Software kann der Stromkunde seinen Stromverbrauch auch am Computer sekundengenau verfolgen und zum Beispiel ermitteln, was ihn ein Waschmaschinenvorgang gekostet hat (Abb. 3). Aus der Sicht des federführenden Energieversorgungsunternehmens Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) interessierte in dieser Phase vor allem, in welchem Ausmass die Kunden Strom verbrauchende Aktivitäten in Phasen mit günstigem Tarif verschieben, also wie flexibel sie zeitlich sind beim Kochen, Staubsaugen, Geschirrspülen etc. In der derzeit laufenden zweiten Projektphase sollen die Ergebnisse auf Basis eines grösseren Kundenkreises verifiziert werden, bevor man sie veröffentlicht.

AUTOMATISCHE STEUERUNG INTELLIGENTER ENDGERÄTE

An dieser zweiten Phase beteiligen sich 1000 Testkunden. Bis zu 300 davon werden zusätzlich mit einer Steuerbox und einem eigens entwickelten intelligenten Tiefkühler ausgestattet, die dem Kunden zumindest einen kleinen Teil der Entscheidungen zum Verschieben von Strom verbrauchenden Aktivitäten abnehmen. Die Steuerbox empfängt die Preissignale vom Energieversorger und kann den Tiefkühler so steuern, dass er zu Zeiten günstiger Tarife die Temperatur senkt, um Zeiten mit hohem Stromtarif mit möglichst wenig Stromverbrauch überbrücken zu können. Damit der Kunde keine unliebsamen Überraschungen in Form eines aufgetauten Tiefkühlers erlebt, wenn die Steuerbox ausfallen sollte, wurden Sicherungsmechanismen eingebaut. Wird eine bestimmte Maximaltemperatur überschritten, fängt er unabhängig von den Signalen der Steuerbox an zu kühlen.

SMART-GRID-PILOTPROJEKTE IN DER SCHWEIZ

VEiN – Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze
In diesem Pilotprojekt wird untersucht, wie sich dezentrale Stromeinspeisungen im Verteilnetz eines Quartiers auswirken. Das auf drei Jahre angelegte Projekt wird in einem Quartier von Rheinfelden durchgeführt. Anfang 2010 wurde damit begonnen, bei mehreren Gebäuden Fotovoltaikanlagen und Blockheizkraftwerke zu installieren. Realisiert werden sollen möglicherweise auch kleinere Windanlagen und ein Kleinwasserkraftwerk.
www.vein-grid.ch

Swiss2G
Das auf drei Jahre angelegte Pilotprojekt will ähnlich wie das Pilotprojekt MeRegio (vgl. Artikel auf dieser Seite) Umsetzbarkeit und Grenzen von Smart Grids in der Praxis untersuchen. Dafür werden derzeit 20 Haushalte in Mendrisio ausgewählt, die mit Fotovoltaikanlagen, intelligenten Stromzählern (Smart Meters) und Stromspeichern (im Gebäude installiert sowie Elektroautos) ausgerüstet werden. Die Koordination dieser neuen Komponenten soll dabei weitgehend über Systemintelligenz im Gerät selbst anstatt über eine Zentrale geregelt werden.

iSmart
Das Projekt untersuchte in einer ersten Phase das Verhalten von 300 Kunden im Zusammenhang mit Smart Metering: Ändert sich das Verhalten, wenn der Kunde Informationen zu seinem Stromverbrauch abrufen kann? Und wie erreicht man, dass das Interesse des Kunden daran längerfristig erhalten bleibt? In der demnächst beginnenden zweiten Phase wird ein einfaches Lastmanagement getestet, in dem der Energieversorger die Warmwasserboiler der Kunden individuell steuert.
www.inergie.ch/projekte/smart-grid/ismart.html

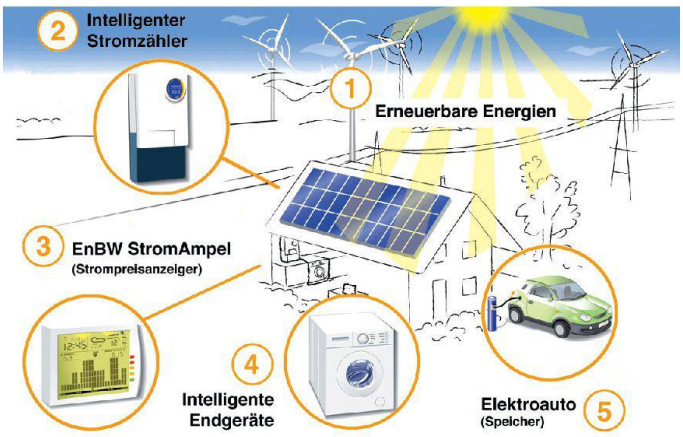
Smart Grid in Arbon
Die Stadtwerke Arbon ersetzen seit 2007 nach und nach die Stromzähler aller Kunden durch Smart Meters. Letztes Jahr wurde ausserdem mit dem Aufbau eines Smart Grid begonnen und die bestehende Rundsteuerung durch eine Software zur Verbrauchsdatenerfassung und Verteilnetzautomatisierung ersetzt.

In der dritten Projektphase sollen dann weitere steuerbare Elektrogeräte wie Geschirrspüler, Elektrospeicherheizungen und Wärmepumpen hinzukommen. Damit man dafür auch bestehende Geräte nutzen kann, sei man daran, einen Zwischenstecker zu entwickeln, der dafür sorgt, dass die Geräte intelligent werden und die Befehle der Steuerbox erkennen. Allerdings bedeutet das nicht, dass der Kunde keinen Einfluss mehr darauf hat, wann diese Geräte arbeiten und wann nicht. «Aufgrund von Gesprächen mit den Kunden zu Beginn des Projekts war uns klar, dass sie zwar akzeptieren, dass wir als Energieversorger regelnd eingreifen, dabei aber ein Mitspracherecht haben möchten», berichtet Projektleiter Jörn Kröpelin von EnBW. So kann ein Kunde beispielsweise beim Verlassen des Hauses am Morgen über seinen iPod vorgeben, dass der Geschirrspüler bis zu seiner Rückkehr um 18 Uhr fertig sein muss. Innerhalb dieses festgesetzten Zeitfensters kann die Steuerbox den Betrieb des Geschirrspülers in eine Phase mit möglichst günstigem Stromtarif legen. Für Kunden, die über eine eigene Fotovoltaikanlage verfügen, übernimmt es die Steuerbox ausserdem, den Stromverbrauch bestmöglich mit der Erzeugungskurve der Anlage in Einklang zu bringen. Denn je höher der Eigenverbrauch, desto höher ist in Deutschland der finanzielle Gewinn aus Einspeisevergütung und gesparten Stromkosten. Die Steuerbox empfängt daher eine Vorhersage der Wetterdaten, berechnet daraus die voraussichtliche Erzeugungskurve der Anlage und lässt die verschiebbaren Stromverbraucher entsprechend dann arbeiten, wenn viel Energie erzeugt wird. Nach den gleichen Regelmechanismen bezieht man auch gewerbliche Kunden in das Projekt ein. Da die verschiebbare Energiemenge dort viel grösser ist als bei Privathaushalten, ist deren Einbindung entsprechend aufwendiger. Der Energieversorger muss zusammen mit dem Kunden jeden einzelnen Produktionszweig analysieren, um das Verschiebepotenzial zu ermitteln. Das ist entsprechend teuer. Fraglich ist, wer künftig bereit ist, das zu bezahlen, wenn es nicht mehr um Pilotprojekte geht.

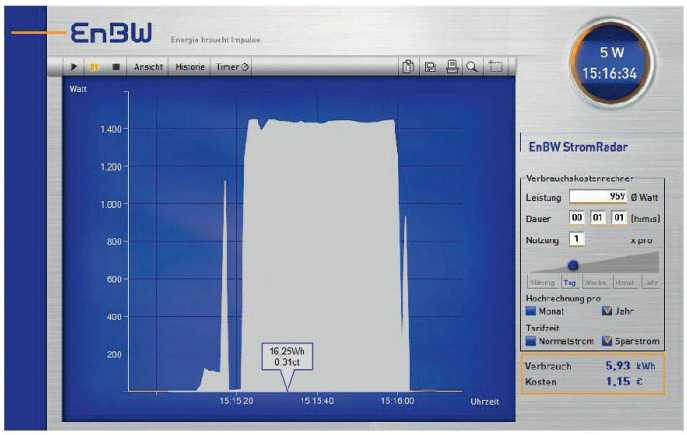
STROM ZWISCHENSPEICHERN

Noch weiter verbessern lässt sich die Koordination von Stromerzeugung und -verbrauch durch Stromspeicher als weiteres Element im Regelkreislauf. Sie speichern Strom, wenn er günstig ist bzw. wenn die Fotovoltaikanlage mehr produziert, als Bedarf vorhanden ist. Im Projekt MeRegio werden daher im Moment bei rund 15 Kunden stationäre Batteriesysteme mit jeweils 20 kWh Speicherkapazität im Keller eingebaut. Einbezogen werden aber auch andere, in den Haushalten bereits vorhandene Speichersysteme wie Wärmespeicher von Mikro-KWK oder Wärmepumpen. Erhöht die Wärmepumpe die Temperatur des angeschlossenen Wasserspeichers oder die Temperatur im Haus, fungiert das System als Speicher und nimmt Energie aus dem Netz auf, wenn gerade zu viel Energie in einem Segment vorhanden ist. Ähnlich dem Tiefkühler kann es dann Zeiten mit hohem Strompreis überbrücken. Als weiteres Speichersystem könnten auch Elektrofahrzeuge fungieren. Steht das Fahrzeug in der Garage und ist der Strompreis gerade hoch, kann für den Bedarf im Haushalt Strom aus der Autobatterie bezogen werden. Ist der Stromtarif dann günstiger, wird die Batterie wieder

01



02



03

aufgeladen. Der Kunde kann wiederum vorgeben, ab welchem Zeitpunkt er das Auto benötigt, das heisst, wann die Batterie voll geladen sein muss. Das ist allerdings noch Zukunftsmusik, denn derzeit gibt es noch kaum serienreife Elektroautos mit Batterien, die die gespeicherte Energie wieder zurückspeisen können. Im Projekt MeRegio werden daher zwar rund 40 Elektroautos an Kunden verteilt, von denen aber nur einzelne mit rückspeisefähigen Batterien ausgestattet sind.

ENERGIEMARKTPLATZ

In der vierten und letzten Phase des Projekts ist vorgesehen, sowohl private als auch gewerbliche Kunden aktiver in die Energielogistik einzubeziehen. Geben die Kunden im Voraus bekannt, wann bei ihnen Lastspitzen (zum Beispiel bei einem grösseren Fest) bzw. ein besonders niedriger Stromverbrauch (zum Beispiel bei Ferienabwesenheit) zu erwarten sind, verfügen die Energieversorger über viel genauere Informationen über den Lastverlauf in einem bestimmten Netzsegment, als es mit den heutigen Standardlastprofilen der Fall ist. Mit der zunehmenden Einbindung regenerativer Energiequellen ist aber nicht mehr nur der Lastverlauf mit Unsicherheiten behaftet, sondern auch die Höhe der von den Erzeugungsanlagen eingespeisten Energiemenge. In dieser Phase des Projekts werden daher auch Mechanismen entwickelt, mit denen die Netzbetreiber Netzengpässe beseitigen können. Dafür können beispielsweise Speicher bei den Kunden genutzt werden, um Strom zwischenzuspeichern, wenn von den dezentralen Erzeugern mehr Strom ins Netz eingespeist wird, als Lasten vorhanden sind. «Die Beseitigung von Netzengpässen muss sehr schnell funktionieren und daher voll automatisiert ablaufen. Das heisst, der Kunde stellt zwar seine Geräte dafür zur Verfügung, ist aber ansonsten nicht an diesem Mechanismus beteiligt.»
MeRegio sowie die fünf weiteren deutschen Pilotprojekte zu Smart Grids laufen noch bis Ende September 2012. «Klar ist schon jetzt, dass die Ideen, wie man ein Smart Grid technisch umsetzt, sehr unterschiedlich sind, innerhalb der Modellregionen, aber auch europaweit», so Kröpelin. Diese unterschiedlichen Ansätze sowie die fehlende Standardisierung der technischen Komponenten sind Herausforderungen bei der Einführung von Smart Grids in grösserem Massstab. Als Haupthindernis sieht Kröpelin jedoch den Umstand, dass es die Stromkunden bisher nicht gewohnt sind, sich über ihren Stromverbrauch Gedanken zu machen und diesen selbst zu steuern. Bei der Akquisition von Kunden für das Pilotprojekt habe sich gezeigt, dass es schwer ist, die Leute dafür zu begeistern. Andererseits führe kein Weg an Smart Grids vorbei, wenn man Grundlastkraftwerke zunehmend durch regenerative Energiequellen ersetzen wolle. Es gibt laut Kröpelin nur zwei Wege, wie man mit der zunehmenden Volatilität im Stromangebot umgehen kann: «Entweder baut man für viel Geld das Netz weiter aus, oder man findet Mechanismen, um Stromerzeugung und -verbrauch in Einklang zu bringen.» Vermutlich werde man je nach Region die eine oder die andere Strategie umsetzen, möglicherweise auch kombiniert. «Man wird dort mit dem Aufbau von Smart Grids beginnen, wo die Volatilität besonders hoch ist.»

Claudia Carle, carle@tec21.ch

01 Die sogenannte Stromampel informiert die Testkunden über den aktuellen Strompreis. Die Hintergrundfarbe wechselt je nach Tarifstufe zwischen Grün, Gelb und Rot. Ein Balkendiagramm zeigt ausserdem die Entwicklung des Strompreises im Laufe des Tages
02 Die Komponenten des intelligenten Stromnetzes, wie es im Projekt MeRegio stufenweise aufgebaut wird
03 Der Kunde kann seinen Stromverbrauch am Computer in Echtzeit verfolgen. Die graue Fläche zeigt hier beispielsweise an, wie viel Strom der Einschaltvorgang des Kaffeeautomaten verbraucht hat – nämlich 16.25 Wh zu einem Preis von 0.31 Cent (Fotos/Grafiken: EnBW)

Anmerkungen
1 Pilotprojekt MeRegio, www.meregio.de
2 E-Energy – Smart Grids made in Germany, www.e-energy.de