




Modellregionen: In insgesamt sechs Projekten und Regionen Deutschlands wird für das Smart Grid der Zukunft entwickelt und getestet.

# REGIONALE SMART GRIDS IM TEST

Der lokale Marktplatz der Energie nimmt Gestalt an. Alle sechs Modellregionen von E-Energy haben damit begonnen, ihre Entwicklungen unter realen Bedingungen zu testen.

TEXT: Hubertus von Monschaw, Hannover Messe FOTO: scibak/IStockphoto  [www.energy20.net/PDF/E20311050](http://www.energy20.net/PDF/E20311050)

Die Anforderungen an das neue intelligente Stromnetz sind vielfältig. Aus der konventionellen Einbahnstraße vom Erzeuger zum Verbraucher soll ein komplexer elektronischer Marktplatz für zentrale und dezentrale Erzeuger, neue Speichermöglichkeiten und aktive Endkunden werden [1]. Ob das Smart Grid den Versorgern künftig wirklich Arbeit abnimmt, Endkunden zu „Prosumern“ macht und darüber hinaus marktaugliche Geschäftsmodelle hervorbringt, erforscht das Förderprogramm E-Energy noch bis Ende 2012. Ihre Zwischenergebnisse zeigen die sechs Modellregionen auf der Hannover Messe am Gemeinschaftsstand E-Energy und stellen offene Fragen zur Diskussion. Fakt ist: Der lokale elektronische Marktplatz der Energie nimmt Gestalt an. Dabei spielen die persönliche Einbindung der Kunden, variable Tarife und Home Automation ebenso eine Rolle, wie die Automatisierung auf Netzebene, Virtuelle Kraftwerke und der Gewinn-bringende Handel von alternativ erzeugten Energien.

## Modellregionen gehen ins Feld

Das Modellprojekt **E-DeMa** – Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft – steht kurz vor dem ersten Feldversuch mit über 1500 Haushalten. Die Endkunden der Modellregionen Mülheim und Krefeld werden über IKT-Gateways (Informations- und Kommunikationstechnik) mit Metering- und Steuerfunktionen für Home-Automation angebunden.

Dass dies noch nicht alles ist, erläutert Projektleiter Professor Dr. Michael Laskowski von der RWE Deutschland: „Neben ökonomisch und ökologisch motivierten Vertriebsprodukten für den Endkunden entwickeln wir im Projekt auch Produkte für den Netzbetreiber.“ Die Herausforderung liegt dabei vor allem in der Integration einer großen Anzahl verschiedener IT-

Lösungen, wie etwa Abrechnungs- und Netzbetriebsführungssystemen. Michael Oltersdorf vom Energy Sector von Siemens macht die Komplexität deutlich: „Zur Zeit testen wir die Tauglichkeit unterschiedlicher Transportmedien, wie beispielsweise PLC, B-PLC, DSL, GPRS sowie Intra-/Internet, je nach Anwendungsfall und Akteur“.

Einen Schritt weiter ist die Smart-City-Modellstadt Mannheim, kurz **Moma**. „Wir haben bereits 100 Endkunden mit dezentralen Energieerzeugungsanlagen, mit elektronischen Zählern und der entsprechenden IT-Infrastruktur ausgerüstet“, beschreibt Andreas Kießling, wissenschaftlich-technischer Projektleiter des Projektkonsortiums, den ersten Feldtest im Modellprojekt. Damit kann der Kunde seine Verbrauchs- und Einspeisedaten spartenübergreifend via Webportal abrufen. In ausgewählten Haushalten wurde zusätzlich ein systemoffenes Energiemanagement-Gateway mit der Kundenschnittstelle „Energiebutler“ installiert, das auf Basis eines variablen Tarifschemas angebundene Haushaltsgeräte genau dann einschaltet, wenn der Strom wenig kostet. Netzseitig entwickelt Moma zurzeit eine verteilte Automatisierungslösung mit eigenständigen Regelkreisen, die eine optimale Netz- und Marktführung bei zunehmender dezentraler Einspeisung gewährleisten.

Das Projekt **MeRegio**, Minimum Emission Region, hat seine ersten 1000 Testkunden im Großraum Göppingen und Freiamt an das Smart Grid angeschlossen und ermöglicht über mehrere webfähige Applikationen wie EnBW-Cockpit den Echtzeit-Abruf von Stromverbrauch und -einspeisung. Ein Ampelsystem zeigt dabei an, wann der Strom besonders kostengünstig ist. Fünf bis zehn Prozent Energieersparnis wurden durch die reine Transparenz laut den Projekt-Verantwortlichen bereits erreicht. Jörn Kröpelin, Projektleiter MeRegio bei EnBW, beschreibt den Fortschritt folgendermaßen: „Zusätzlich haben wir 250 Kunden mit einer Steuerbox sowie einem

„smarten“ Gefrierschrank von Liebherr ausgestattet. Dadurch erhoffen wir uns neue Erkenntnisse über die automatisierte Steuerung von Haushaltsgeräten, je nach aktuellem Stromtarif und Netzsituation.“

Versorgerseitig wird die Transparenz bis ins Niederspannungsnetz für den Aufbau eines marktkonformen Demand Management Systems genutzt, um durch die verbesserte Prognose von Energieverbräuchen und -erzeugung Netzengpässe zu vermeiden. Dabei muss auch die große Anzahl von dezentralen volatilen Energieeinspeisern berücksichtigt werden, die oftmals mehr Energie erzeugen, als gerade gebraucht wird.

**Smart Watts** in der Modellregion Aachen konzentriert sich auf die Interoperabilität des Internet der Energie. „Dafür haben wir mit dem EEBus einen offenen Standard entwickelt, der die IP-basierte ‚Intelligente Kilowattstunde‘ des elektronischen Marktplatzes in die Gerätestandards der Gebäudeautomatisierung übersetzt“, sagt Peter Kellendonk, Geschäftsführer des Konsortialpartners Kellendonk Elektronik.

Außerdem soll ein sogenannter „Energy Name Service“ entstehen, der Informationen über die Teilnehmer und Dienste im Smart Grid zur Verfügung stellt – ähnlich einem Domain Name Service im Internet. Auch Smart Watts plant noch in diesem Jahr den Start eines Pilotversuchs mit 500 Testkunden. Ingo Tiede, Geschäftsführer des Konsortialpartners Utilicount sagt dazu: „Die Akzeptanz des Endkunden soll durch die erkennbar lokale Herkunft des Stroms aus erneuerbarer Energie, entsprechend günstigen Tarife sowie Applikationen mit Mehrwert erreicht werden.“

## Vom Virtuellen Kraftwerk zum Stromhandel

Das Modellprojekt **eTelligence** ist in der Region Cuxhaven angesiedelt, die einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien und eine geringe Versorgungsdichte besitzt. Daher konzentrieren sich die Projektverantwortlichen hier auf die Steuerung dezentraler Stromerzeuger und bündeln beispielsweise Windkraftwerke, Solaranlagen und Biogasanlagen in einem Virtuellen Kraftwerk. „Seit Anfang 2011 werden die Stromprodukte des Virtuellen Kraftwerks sowie die Einspeisungen weiterer Anlagen auf dem elektronischen Marktplatz nach dem Prinzip ‚Day-Ahead-Handel‘ verkauft“, sagt Johan Steunenber, Senior Consultant beim Konsortialpartner BTC. „Ein Beispiel für die direkte Vermarktung von Strom an unserem regionalen Markt ist die Steuerung der beiden Blockheizkraftwerke (BHKW) des Schwimmbads Ahoi. Der Wärmebedarf des Bades wird prognostiziert und von den BHKW produziert. Zusätzlich erzeugter Strom wird auf dem Marktplatz verkauft“, sagt Dr. Tanja Schmedes, Projektleiterin eTelligence von EWE. „Außerdem

nutzen wir das Lastverschiebungspotenzial von örtlichen Kühllhäusern, um fluktuierende Einspeiser wie Windenergie- oder Solaranlagen zu verstetigen und somit deren Energie zu speichern“, so Schmedes weiter. Der nächste Schritt bei eTelligence ist die Einbindung von 600 Haushaltskunden.

Auch bei der Regenerativen Modellregion Harz **RegMod-Harz** wurden erneuerbare Erzeuger sowie örtliche Speicherlösungen in einem Virtuellen Kraftwerk zusammengefasst. Die Ausgangslage umreißt Thomas Hunecke, Projektleiter der Modellregion beim Konsortialpartner Eon-Avacon: „Hier im Harz werden bereits jetzt rund zwei Drittel der verbrauchten Elektrizität regenerativ gewonnen, vorwiegend über Windkraft- und Photovoltaikanlagen, aber auch über Wasserkraft.“

Zusätzlich konzentriert sich die Region auf die Entwicklung zuverlässiger Prognosesysteme auf Basis einer Online-Daten-Erfassung. „Teilnehmer des Virtuellen Kraftwerks, wie beispielsweise ein Biogaskraftwerk mit einem Biogasspeicher, Windkraftwerke oder das Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth, können nun auf Basis einer sicheren Wetterprognose ihre Energieflüsse ausgleichen und Strom zum jeweils optimalen Preis über einen Aggregator auf dem elektronischen Marktplatz verkaufen“, beschreibt Hunecke den Fortschritt.

## Erfolgsgrundlage Normen und Standards

Obwohl sich die Ausrichtung der Modellprojekte unterscheidet, eint sie alle die Forderung nach klaren bundeseinheitlichen rechtlichen Rahmenbedingungen und stabilen Standards für Geräte, Informationsmodelle, Schnittstellen und Formate als dringend notwendige Grundlage für das Smart Grid. Schützenhilfe bekommen sie dabei unter anderem vom VDE, der in seiner Smart-Grid-Analyse „Energieinformationsnetze und -systeme“ auch bessere finanzielle Anreize für die Einspeisung von Blindleistung fordert und die wirtschaftliche Bedeutung einer internationalen Vorreiterrolle Deutschlands betont [2]. □

## Weitere Informationen

- [1] Energietechnische Gesellschaft im VDE (2010): Smart Energy 2020, Frankfurt am Main, 2010
- [2] Informationstechnische Gesellschaft im VDE (2010): Energieinformationsnetze und -systeme, Frankfurt, 2010
- [3] [www.e-energy.de/de/kongress.php](http://www.e-energy.de/de/kongress.php)

[> MORE@CLICK E20311050](#)

*Hubertus von Monschaw, Projektleiter der Energiemessen bei der Hannover Messe*