

Modellregionen für intelligent vernetzte Energiesysteme



Fraunhofer IWES

Dr. Philipp Strauß

philipp.strauss@iwes.fraunhofer.de

Dr. David Nestle

david.nestle@iwes.fraunhofer.de

Dr. Kurt Rohrig

kurt.rohrig@iwes.fraunhofer.de

Florian Schlögl

florian.schloegl@iwes.fraunhofer.de

Sina Pezeshki

sina.pezeshki@iwes.fraunhofer.de

Fraunhofer ISE

Christof Wittwer

christof.wittwer@ise.fraunhofer.de

Raphael Hollinger

raphael.hollinger@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer IBP

Dr. Dietrich Schmidt

dietrich.schmidt@ibp.fraunhofer.de

MVV Energie

Andreas Kießling

a.kiessling@mvv.de

B.A.U.M. Consult

Ludwig Karg

l.karg@baumgroup.de

1. Einführung

Die Energiewende in Deutschland stellt hohe Anforderungen an das Gesamtsystem der Energieversorgung. Strom wird zukünftig von einer großen Zahl dezentraler, in vielen Fällen kleiner und auf erneuerbaren Energiequellen basierender Anlagen erzeugt werden. Gleichzeitig werden neue Verbraucher wie Ladestationen für Elektrofahrzeuge mit bisher nicht bekannten Lastprofilen Verbreitung finden. Dies stellt das Stromnetz und das gesamte Versorgungssystem vor Herausforderungen.

Schon jetzt zeichnet sich ein Paradigmenwechsel ab: wurde bisher die Stromerzeugung im Wesentlichen dem Lastprofil angepasst, sollte zukünftig der Verbrauch der fluktuierenden Erzeugung folgen soweit dies möglich ist. Den verbleibenden Ausgleichsbedarf werden zentrale und dezentrale Speicher übernehmen. Benötigt wird dafür ein „Internet der Energie“, in dem die gesamte Wertschöpfungskette – von der Erzeugung über die Speicherung und Verteilung bis zum Verbrauch – intelligent und bidirektional vernetzt ist.

Das „Internet der Energie“ aufzubauen, ist nicht allein eine technische Frage. Im zukünftigen Stromversorgungssystem wird es auch neue Marktrollen geben. Es gilt, kleine Erzeuger zu bündeln sowie die Verbrauchsflexibilitäten zu aggregieren und zu vermarkten. Es werden sich neue Dienstleistungen entwickeln für Steuerung und Fernwartung dezentraler Stromerzeuger und auch für automatisierte Gebäudetechnik. Außerdem wird es Dienstleistungen geben, die die effiziente Nutzung von Energie in Gebäuden und Fahrzeugen mit gleichzeitiger Komfortsteigerung verbinden. Solche Transaktionen werden in Zukunft auf sich entwickelnden elektronischen Marktplätzen stattfinden.

Die intelligente Steuerung und Verknüpfung von Energiesystemen mittels Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) bietet enorme Chancen hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und

Ressourceneffizienz. Um die notwendigen Grundlagen zu entwickeln und in der Anwendung zu testen, hat die Bundesregierung das so genannte Leuchtturmprojekt „E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ ins Leben gerufen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie fördert in Partnerschaft mit dem Bundesumweltministerium sechs Modellprojekte, in denen Konsortien aus der Energie- und IKT-Wirtschaft zusammen mit Wissenschaftseinrichtungen Schlüsseltechnologien und Geschäftsmodelle für ein „Smart Grid – Made in Germany“ entwickeln und erproben [1]. Ergänzt werden diese Aktivitäten durch das Programm „IKT für Elektromobilität“, in dem es unter anderem um die informationstechnische Integration von Elektrofahrzeugen in das Energieversorgungssystem geht [2].

2. E-Energy-Modellstadt Mannheim

Intelligent gesteuerte Energienetze funktionieren als lokal bzw. regional organisierte Systeme mit Strom-, Gas- und Wärmeerzeugern, Energiespeichern sowie Energienutzern. Im Strombereich berücksichtigen diese gleichzeitig die Vorgänge in weiteren Regionen und den Transport andernorts gewonnener Energie. Für die Steuerung werden zusätzliche Informationen über aktuelle Markt- und Netzzustände benötigt, die heute bei den entsprechenden Geräten und Komponenten noch nicht verfügbar sind. Deshalb ist es ein wichtiges Ziel sowohl intelligente Zählersysteme (Smart Metering) als auch intelligente Energienetze (Smart Grids) weiterzuentwickeln.

Im E-Energy-Projekt „Modellstadt Mannheim“ (kurz: moma) untersucht ein Konsortium von acht Partnern aus Forschung und Industrie, unter der Führung der Mannheimer MVV Energie, seit Oktober 2008 Möglichkeiten, wie eine solche Verbesserung der Netze aussehen könnte [3], um Stromerzeuger und Verbraucher mit Hilfe moderner IKT zu verknüpfen.

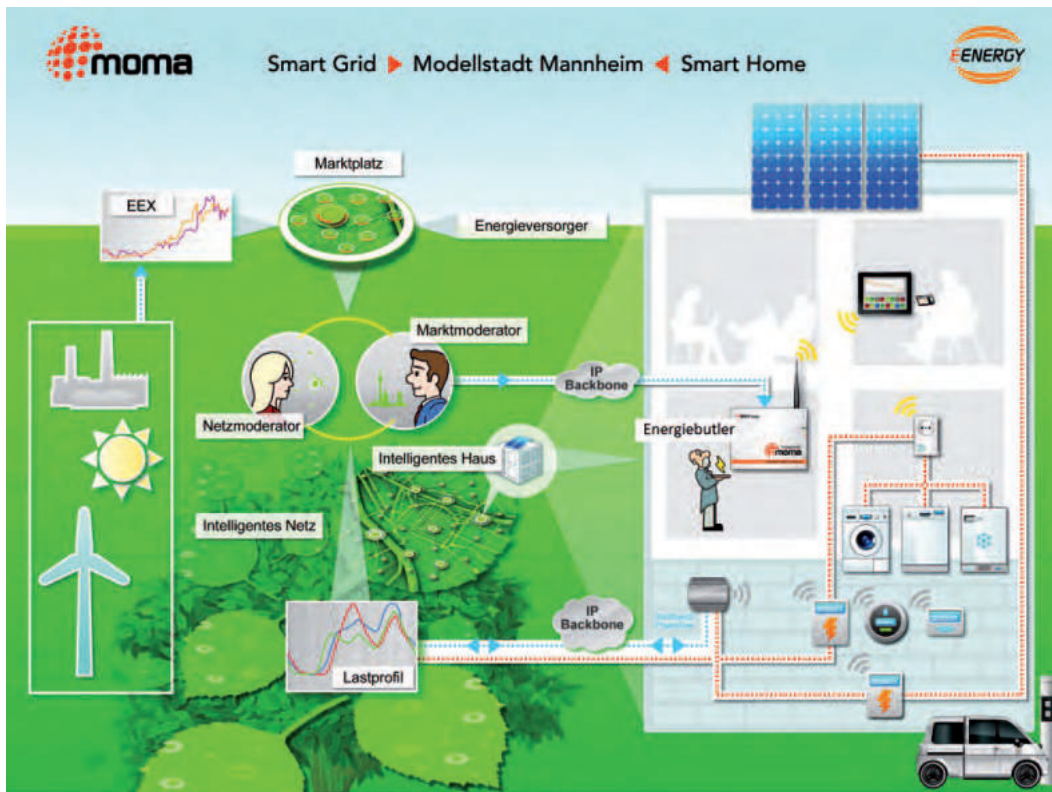


Abbildung 1
Einbindung von Kunden
in den moma-Feldtest

Erläuterung:
IP Backbone = Internet
Protocol Backbone.
Das ist die
netztechnische
Basisinfrastruktur
eines Internet Service
Providers (ISP)

Dabei werden auch neue regionale Marktmechanismen entwickelt, die das Ziel der starken Beteiligung von Kommunen und Bürgern stützen. Diesen Ansatz setzt das Projektkonsortium mit Hilfe eines Energiemarktplatzes und einer intelligenten Nachfrage- und Netzsteuerung um. Dieser Marktplatz wird auf einer serviceorientierten Softwarearchitektur realisiert. Voraussetzung hierfür ist ein echtzeitfähiges Kommunikationsnetz, das auf Grundlage des Mannheimer Breitband-Powerline-Netzes aufgebaut wird.

Die Steuerung der Nachfrage erfolgt indirekt über variable Preise, die abhängig vom Angebot aus erneuerbaren Energien entstehen, dazu wurde ein so genanntes Bidirektionales Energiemanagement Interface (BEMI – auch Energiebutler® genannt) als Energiemanagement Gateway entwickelt (siehe auch Abschnitt 5). Die Teilnehmer des Praxistests bekommen über zeitvariable Preise den Anreiz, ihren Stromverbrauch auf Zeiten zu verlagern, in denen das Angebot groß und die Nachfrage klein ist. Um unmittelbar eine Rückmeldung über den jeweiligen Stromverbrauch geben zu können, werden neue elektronische Messeinrichtungen eingesetzt. So können die

Kunden den Verbrauch viertelstundengenau abfragen. Außerdem erhalten sie monatliche Rechnungen, die zeitnah Überblick über die finanziellen Auswirkungen ihres Verbrauchsverhaltens geben. Die Steuerung der Endgeräte erfolgt über den Energiebutler, der die Preissignale in Steuersignale umsetzt, auf die die Nutzer reagieren können.

Für Ende 2011 ist die dritte Feldtest-Phase für moma vorgesehen, die bis zu 1000 Teilnehmer einbinden soll. Auch in Dresden wird ein auf die lokalen Anforderungen zugeschnittener Versuch starten, um weitere Erfahrungen in anderen Netzen zu sammeln.

3. E-Energy-Modellregion RegModHarz

Das Projekt RegModHarz [4] wirft einen Blick in die Zukunft einer sicheren und stabilen Energieversorgung mit einem sehr hohen Anteil erneuerbaren Energien (EE). Dabei liegt der Schwerpunkt auf drei Themen:

1. Aufbau eines virtuellen Kraftwerks zur koordinierten Steuerung von dezentralen Stromerzeugern, Speichern und Lasten.
2. Entwicklung von Geschäftsmodellen zur Vermarktung von Energieprodukten aus erneuerbaren Energien
3. Methodenentwicklung zur Erhaltung der Versorgungssicherheit durch Netzüberwachung mit Messgeräten für komplexe Spannungsanzeiger (PMU – phasor measurement units) und durch Systemdienstleistungen von EE-Stromerzeugern

Es werden verschiedene innovative Vermarktungsmöglichkeiten mit Strom aus erneuerbaren Energien entwickelt und simuliert. Ein zentrales Geschäftsmodell verwendet einen neuen „Regionalen Stromtarif aus Erneuerbaren Energien“. Dabei handelt es sich um einen zeitvariablen Strompreis, der vor allem an Haushaltskunden gerichtet ist. Der regionale variable Strompreis ermöglicht es, in den Haushalten ein automatisches Energiemanagement durchzuführen, das sowohl Stromkosten minimiert als auch das Verbrauchsprofil an das aktuelle Energieangebot anpasst. Die Kundenreaktion und -akzeptanz dieses dynamischen Tarifs soll in einem Feldversuch mit ca. 50 Haushalten überprüft werden. Dabei wird auch in diesem Projekt die in Kapitel 5 beschriebene Energiemanagement-Technologie (BEMI) verwendet.

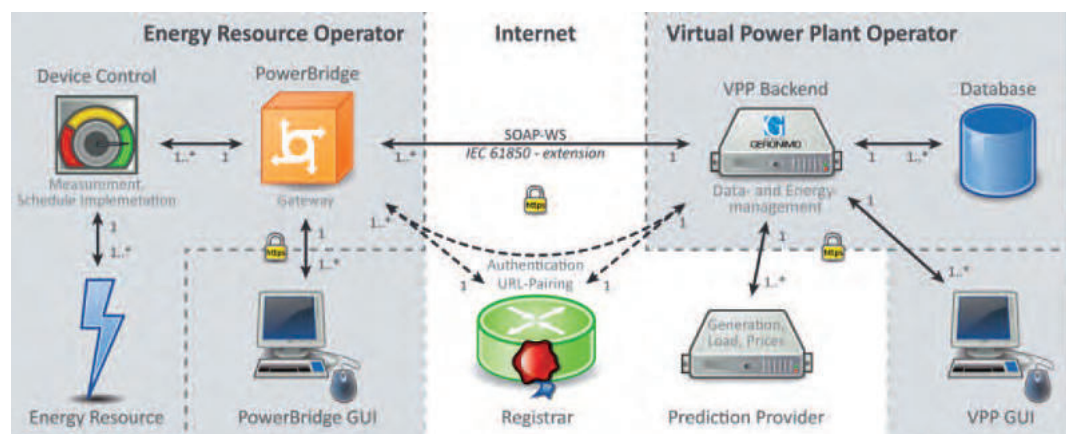
Bei dem Feldtest werden nicht nur technische Gesichtspunkte betrachtet: In dem parallel laufenden sozialwissenschaftlichen Projekt „Energienachhaltige Gemeinschaft“ wird die Akzeptanz und der Umgang der Feldtestteilnehmer mit der Technik untersucht.

Eine wichtige Eigenschaft des neuen Tarifmodells ist, dass der an die Haushalte gelieferte Strom aus EE-Anlagen aus der Region Landkreis Harz stammt und dass das gelieferte Profil jederzeit (in zur Bilanzierung relevanten Viertelstunden) abgedeckt wird. Dadurch grenzt es sich von anderen EE-Tarifen ab, welche die Energie nur langfristig bilanzieren.

Zur Umsetzung dieses Geschäftsmodells, aber auch für andere Vermarktungsmodelle, wird im Projekt ein virtuelles Kraftwerk (VK) erstellt, an das die unterschiedlichen EE-Anlagen angeschlossen werden können. Die Anbindung von Anlagen, externen Diensten (Prognosen) und funktionalen Benutzeroberflächen erfolgt über Webservices. Für den Datenaustausch zwischen der zentralen Leitwarte und den Anlagen (Energiefahrpläne bzw. Anlagendaten) wird der Kommunikationsstandard IEC 61850 verwendet. Mit einem neuen Datenmodell zur Beschreibung flexibler Anlagen als Erweiterung der IEC 61850 soll das Anmelden und Einbinden in das Energiemanagement automatisiert werden (Plug & Play). In der zentralen Leitwarte erfolgt die Berechnung der Fahrpläne für die Anlagen z. B. zur Deckung des Lastprofils der belieferten Haushalte (siehe *Abbildung 2*).

Darüber hinaus wurde in Simulationen untersucht, wie sich die Belastbarkeit von Stromleitungen gegenüber festen Grenzwerten (wie z. B. Temperaturbelastung bei erhöhtem Stromdurchfluss) erhöht, wenn auch Umgebungsfaktoren wie Wind, Umgebungstemperatur etc. in den Energiemanagementsteuerungen berücksichtigt werden.

Abbildung 2
Systemkomponenten der Leitwarte des virtuellen Kraftwerks RegModHarz



4. E-Energy-Modellregion eTelligence

In der Modellregion Cuxhaven wird im Rahmen des eTelligence-Projektes [3] unter der Führung der EWE AG ein zukunftsfähiges, regionales Energieversorgungssystem mit einem Energiemarktplatz als zentralem Element umgesetzt. Das integrative Konzept wurde im Zuge des Projektes entwickelt und im Jahr 2011 in einem einjährigen Feldversuch erprobt.

Eine besondere Herausforderung war dabei die Integration des Energiemarktplatzes in das Energiesystem. Für die Dauer des Feldtests waren die teilnehmenden Akteure dabei sowohl dem Vermarktungs- und Preisrisiko als auch dem Prognoserisiko ausgesetzt. Um das Vermarktungsrisiko so gering wie möglich zu halten, wurde über einen sogenannten Marketmaker die Liquidität am Markt in einem definierten Zeitraum jedes Handelstages sichergestellt. Der Marketmaker kauft und verkauft hierzu Strom auf dem eTelligence Markt und reicht die Bilanz aus diesen Geschäften ggf. an den Day-ahead-Markt der EPEX weiter. Das Prognoserisiko jedes Marktteilnehmers geht aus der Pflicht hervor, am Vortag (day-ahead) einen Energiefahrplan anzumelden. Abweichungen vom angemeldeten Fahrplan müssen mit Ausgleichsenergie nachgeregelt werden.

Die Komplexität und die Breite der Akteure am Markt machen eine Anbindung durch die Nutzung moderner Informations- und Kommunikationstechnologien unerlässlich. Um die Transaktions- und Integrationskosten so gering wie möglich zu halten, wird hierbei besonders auf einen hohen Automatisierungsgrad sowie auf Standardisierung Wert gelegt. Die Kommunikation mit dem Markt basiert auf dem CIM-Standard (IEC61968/61970). Für die Kommunikation eines am Markt teilnehmenden virtuellen Kraftwerks mit einzelnen Anlagen wurde auf den Standard IEC61850 zurückgegriffen. Hierzu wurde im Zuge des Projektes eine quelloffene Implementierung des IEC61850-Stacks entwickelt.

Das Fraunhofer ISE setzt die eigens entwickelte openMUC-Software-Plattform ein. Sie basiert auf der Funktionalität eines drahtlosen Energieportals (Gateway). Das eTelligence-Gateway wird eingesetzt, um Blockheizkraftwerke dezentral optimiert

zu betreiben und deren Energie automatisiert gewinnbringend am eTelligence-Markt zu vermarkten. Auf Basis der über Smart Meter erfassten Daten und über das Internet abgerufener Wetterprognosen werden hierzu Lastprognosen erstellt. Für den BHKW-Einsatz berechnet ein Optimierer Fahrpläne auf Basis der erwarteten thermischen Last und der aktuellen Preise am eTelligence Markt. Dabei wird die durch thermische Speicherkapazitäten verfügbare Flexibilität ausgenutzt, um den BHKW-Einsatz in Hochpreiszeiten zu verschieben. Der so errechnete Fahrplan wird day-ahead vermarktet und dann in Steuersignale umgesetzt. Abweichungen, die durch veränderte thermische Lasten auftreten, werden durch einen Controller abgefangen und mit der Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie bilanziert.

Neben dem reinen Handel von Wirkleistung wurden auch standardisierte Produkte entwickelt, die Netzbetreibern den Einkauf von dezentral erbrachten Netzserviceleistungen ermöglichen. So kann der Netzbetreiber Wirkleistung und Blindleistung einspeisepunktscharf über den Markt nachfragen. Dem Fraunhofer AST Institut obliegt in diesem Projekt die Marktteilnahme aus Sicht des Netzbetreibers. Hierzu wurde ein umfangreiches Messnetz zur Erfassung der Stromqualität aufgebaut, das über eine Echtzeitdatenerfassung ausgelesen wird.

5. Vernetzte Einbindung von Stromkunden in den Projekten Modellstadt Mannheim und RegModHarz

Zur Einbindung von Stromkunden in den Projekten moma und RegModHarz wird das Konzept des Bidirektionalen Energiemanagement Interface (BEMI) eingesetzt (in moma auch Energiebutler® genannt, siehe *Abbildung 1*). Das BEMI ermittelt den wirtschaftlich optimalen Betrieb der Lasten. Die Grundlage dafür bilden dezentrale Informationen über den Zustand der Lasten (z. B. die Temperaturen in Kühlgeräten und die Beladungszustände von Waschmaschinen) sowie zentrale Informationen in Form variabler Tarife für Stromverbrauch und -erzeugung [6].

Hierfür benötigt das BEMI verschiedene Hard- und Softwarekomponenten [7]:

- eine Kommunikationseinrichtung zum Empfang der Preisdaten
- eine automatische Steuerung der angeschlossenen Geräte
- die Einbindung von intelligenten Zählern sowie ein Energiemanagement-System mit interaktivem Display beim Kunden

Diese Komponenten können darüber hinaus auch für andere Anwendungen genutzt werden:

- Steuerung von Netzdienstleistungen
- Analyse von Zähler- und Messdaten (z. B. zur Unterstützung von Investitionsentscheidungen des Kunden in Energiesparmaßnahmen)
- Anbindung an die klassische Gebäudeautomation (z. B. zur Einzelraumregelung der Heizkörper)

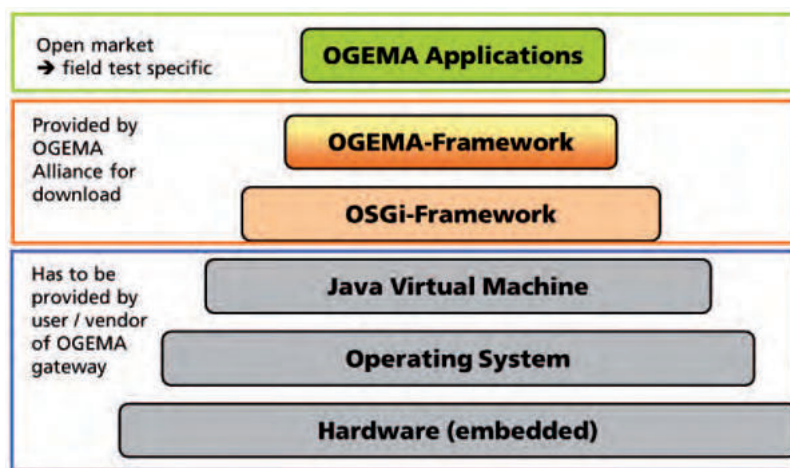
Das Fraunhofer IWES hat ein Software-Framework entwickelt, das es ermöglicht, auf dem BEMI Anwendungen unterschiedlicher Hersteller zu installieren. Das Framework wurde im Rahmen der Open Gateway Energy Management Alliance (OGEMA) [8] als offene Spezifikation und Open Source-Referenzimplementierung veröffentlicht. Die OGEMA-Laufzeitumgebung wurde in der Programmiersprache Java realisiert. Das auf Java aufbauende OSGi-Framework [9] stellt die Funktionalität zur Verfügung, verschiedene Anwendungen („Bundles“) parallel in einer Laufzeitumgebung auszuführen. Die Installation und Deinstallation einer Anwendung ist dabei im laufenden Betrieb und ohne Neustart des Frameworks möglich.

6. Elektromobilität im zukünftigen Versorgungssystem

Die Veränderungen im Erzeugungsmix bedürfen Investitionen in das Stromnetz. Erforderlich sind sowohl der Netzausbau als auch ein Umbau der lokalen Verteilungsnetze. Elektrofahrzeuge können in diesem intelligenten System der Stromversorgung und -nutzung zu hilfreichen Stellgliedern werden. Für das Laden der Batterien von Elektrofahrzeugen kann beispielsweise vorwiegend die Energie aus regenerativer Erzeugung genutzt werden. Um dies zu gewährleisten, muss eine Kommunikation zwischen dem intelligenten Stromnetz (Smart Grid), den Ladestationen und den Fahrzeugen aufgebaut werden. Zudem ist sicherzustellen, dass nicht durch gleichzeitiges Laden von zu vielen Fahrzeugen die Verteilnetze überlastet werden. In der Zukunft könnten die Batterien der Elektrofahrzeuge auch gezielt so angesteuert werden, dass sie im Bedarfsfall Strom in das Netz zurückspeisen.

Im Rahmen des zweiten Konjunkturpakets förderte die Bundesregierung die Einführung der Elektromobilität. Entsprechend den unterschiedlichen Forschungsschwerpunkten waren die Forschungs- und Modellvorhaben verschiedenen Ministerien zugeordnet. BMWi und BMU förderten unter anderem 7 Modellprojekte, deren Schwerpunkt bei der Entwicklung und beim Test von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) für die Alltagstauglichkeit der Elektromobilität lag [2]. Diese Modellprojekte arbeiteten eng zusammen.

Abbildung 3
OGEMA-Architektur



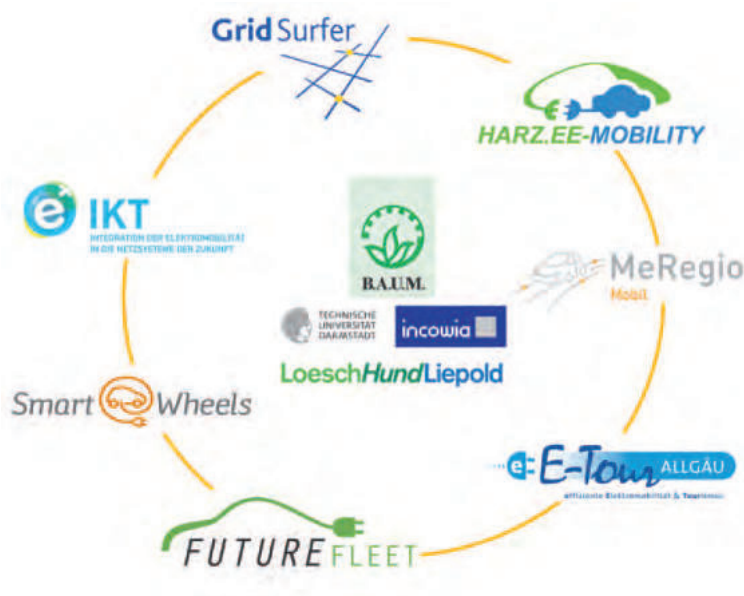


Abbildung 4
Die sieben Modellprojekte zu IKT für Elektromobilität von BMWi und BMU

Die Koordination oblag einem Begleitforschungsteam bestehend aus B.A.U.M., Incowia, TU Darmstadt, Institut für Zukunftstechnologien (IZT) und der Agentur LoeschHundLiepold.

Die Projektkonsortien bestanden aus Unternehmen der Automobilindustrie sowie aus den Branchen Energie, IKT und Forschung. Sie untersuchten in ganzheitlichen Ansätzen, welcher IKT-Elemente es bedarf, um Elektrofahrzeuge im Alltagsbetrieb zu nutzen. Dabei wurden diese IKT-Elemente nicht nur entwickelt sondern auch im Feld getestet. In drei Fachgruppen arbeiteten die Modellkonsortien und die Begleitforschung zu IKT für Elektromobilität eng zusammen und entwickelten Normen und Standards sowie Leitfäden zum Datenschutz und relevanten Rechtsfragen.

Heute wird daran gearbeitet, die Ladevorgänge für Elektrofahrzeuge netzverträglich zu gestalten, korrekt zuzuordnen und kostengünstig abzurechnen. In Zukunft kann es dann eine Vielzahl neuer Geschäftsmodelle rund um die Elektromobilität geben. Denn im Energiesystem der Zukunft wird es neue Technologien geben, die es erlauben, Stromverbraucher und -erzeuger in Realzeit aufeinander abzustimmen.

Im Zuge dessen werden im Energiemarkt neue Marktkrollen entwickelt, zum Beispiel die Rolle des Aggregators, der über elektronische Marktplätze,

wie sie von E-Energy entwickelt werden, kleine Erzeugungsmengen bündelt und zeitgenau auf dem Markt anbieten und ins Netz einspeisen kann. Der Aggregator kann die Stromverbrauchsflexibilität vieler Kunden und die dezentrale Stromerzeugung bündeln und sie dem Regelenergiemarkt zuführen. Es können auch vertragliche Vereinbarungen mit einzelnen Elektrofahrzeugnutzern getroffen und somit das Laden und Entladen jeweils mit Marktpreisen versehen werden. Der Aggregator kann zunehmend Partner von Mobilitätsprovidern werden, die Car-Sharing oder andere ganzheitliche Mobilitätsmodelle anbieten.

Mit den neuen dezentralen energiewirtschaftlichen Diensten können Elektrofahrzeugbetreiber ihre Fahrzeuge günstig laden oder ihre Traktionsbatterien sogar als Netzspeicher zur Verfügung stellen und damit an den neuen Energiemärkten teilnehmen.

Zusammenfassung und Ausblick

Durch die Transformation des Energiesystems und durch die großflächige Einführung der Elektromobilität entstehen neue Herausforderungen für den Netzbetrieb und für den Energiemarkt. Der Einsatz geeigneter Informations- und Kommuni-

kationstechnik kann helfen, das Verbrauchsverhalten ohne Komforteinbußen der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen anzupassen und die Elektromobilität unterstützend in das Gesamtsystem einzubinden.

In verschiedenen E-Energy Modellregionen sowie in Projekten zur Elektromobilität werden neue Konzepte zur Bewältigung der zukünftigen Herausforderungen entwickelt und im Feld erprobt. Dabei kommt der Einbindung der Stromkunden in Markt- und Netzbetriebsmechanismen eine entscheidende Rolle zu. Die Interaktionen zwischen den verschiedenen Akteuren (Netzbetreiber, Energieversorger, Messstellenbetreiber, Netzkunden, Anlagenbetreiber/-hersteller, Händler) werden immer komplexer, vor allem wenn neue Akteure, wie die Betreiber von virtuellen Kraftwerken hinzukommen. Das macht den umfassenden Einsatz standardisierter Kommunikation und teilweise auch standardisierter Softwareumgebungen notwendig.

Die Modellregionen erzielen wichtige Praxisergebnisse, die zurzeit in die internationale Normung eingebracht werden. Die bis Ende 2012 laufenden E-Energy-Projekte sind ein erster Schritt bei der Umsetzung neuer integrierter Energieversorgungskonzepte. Zukünftige Projekte sollten weitere branchenübergreifende Optimierungspotenziale für das Energiemanagement und insbesondere auch für Energietransport und -speicherung erschließen helfen. Die laufenden E-Energy-Projekte haben gezeigt, dass die hierfür notwendige interdisziplinäre Zusammenarbeit beschleunigt werden kann.

Literatur

- [1] Webpräsenz E-Energy: www.e-energy.de
- [2] www.ikt-em.de
- [3] Webpräsenz Modellstadt Mannheim: www.modellstadt-mannheim.de
- [4] Webpräsenz RegModHarz: <http://www.reg-modharz.de>
- [5] Webpräsenz eTelligence: www.etelligence.de
- [6] J. Ringelstein, D. Nestle: Application of Bidirectional Energy Management Interfaces for Distribution Grid Services, 20th Int. Conf. on Electricity Distribution (CIRED), Juni 2009, Prag
- [7] B. Buchholz, A. Kießling, D. Nestle, "Individual customers influence on the operation of virtual power plants", Proceedings of IEEE PES-GM, Calgary, 2009.
- [8] OGEMA Alliance, <http://ogema-alliance.org>
- [9] OSGi Alliance, www.osgi.org