



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie



Smart Energy made in Germany

Erkenntnisse zum Aufbau und zur Nutzung intelligenter Energiesysteme
im Rahmen der Energiewende

Impressum

Herausgeber

Bundesministerium für
Wirtschaft und Energie
10115 Berlin
www.bmwi.de

Stand

Mai 2014

Gestaltung und Produktion

LoeschHundLiepold Kommunikation GmbH, Berlin

Bildnachweis

BMWi (S.3), Fotolia (S.1, 5, 9, 23, 71, 73), E-Energy Begleitfor-
schung/B.A.U.M. Consult (S.7, 9, 11, 12, 15, 19, 23, 27, 31, 36, 37, 38,
39, 40, 42, 43, 44, 46, 47, 48, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 61, 62, 67,
75), RWE AG (S.10, 11, 12), EWE AG (S.14), eTelligence (S.16, 42),
ABB AG (S.19), EnBW AG (S.21), MVV AG (S.22, 24), moma (S.24,
42, 48, 51), RegModHarz (S.28, 42, 45), Smart Watts (S.30, 32, 42),
MeRegio (S.20, 42), Smart Grid Mandat M/490 (S.55), EEBus e. V.
(S.63), acatech (S.65)

Text, Redaktion

B.A.U.M. Consult GmbH, München/Berlin

Diese Broschüre ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit des Bundes-
ministeriums für Wirtschaft und Energie. Sie wird kostenlos
abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Nicht zulässig
ist die Verteilung auf Wahlveranstaltungen und an Informations-
ständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Auf-
kleben von Informationen oder Werbemitteln.



Das Bundesministerium für Wirtschaft und
Energie ist mit dem audit berufundfamilie®
für seine familienfreundliche Personalpolitik
ausgezeichnet worden. Das Zertifikat wird von
der berufundfamilie gGmbH, einer Initiative der
Gemeinnützigen Hertie-Stiftung, verliehen.



Diese und weitere Broschüren erhalten Sie bei:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Referat Öffentlichkeitsarbeit
E-Mail: publikationen@bundesregierung.de
www.bmwi.de

Zentraler Bestellservice:

Telefon: 030 182 722 72

Bestellfax: 030 181 027 227 21

Vorwort



Im Rahmen des Technologieprogramms E-Energy – Smart Energy made in Germany wurden in sechs Modellregionen während der letzten fünf Jahre Schlüsseltechnologien sowie Geschäftsmodelle für ein „Internet der Energie“ entwickelt und erprobt. E-Energy hat die Diskussion um Smart Energy in Deutschland wie international mit geprägt. Schon während der Projektlaufzeit konnten wichtige Erkenntnisse gewonnen werden für die Anpassung technischer, rechtlicher und wettbewerblicher Rahmenbedingungen.

Der Umbau der Energieversorgung hin zu dezentralen und erneuerbaren Erzeugungsstrukturen ist eine der zentralen Herausforderungen in Deutschland. E-Energy hat hier ebenfalls wichtige Erkenntnisse geliefert: Intelligente Netze – sogenannte Smart Grids – können die Kosten für den Netzausbau abfedern. Darüber hinaus können neue Märkte und Geschäftsmodelle für Unternehmen der Energiewirtschaft entstehen. Ein Beispiel ist die Direktvermarktung der erzeugten Energie vieler kleiner Anlagen oder etwa die Vermarktung von Flexibilitäten im Energieverbrauch. Für die Verbraucher können auch anwenderfreundliche Smart Home-Technologien eine bedeutende Rolle spielen.

Auf dem Weg zur Energiewende – mit dem Ziel einer sicheren, umweltverträglichen und bezahlbaren Energieversorgung – hat das Projekt E-Energy einen wichtigen Beitrag geleistet.

Die vorliegende Broschüre gibt einen Überblick über die Ergebnisse der sechs E-Energy-Modellregionen und der E-Energy-Begleitforschung. Ich wünsche den Teilnehmerinnen und Teilnehmern in den Modellregionen weiterhin viel Erfolg und uns allen ein gutes Gelingen auf dem Weg zur Energiewende.

Ihr

A handwritten signature in blue ink that reads "Sigmar Gabriel". The signature is written in a cursive, flowing style.

Sigmar Gabriel
Bundesminister für Wirtschaft und Energie

Die 13 zentralen Erkenntnisse aus E-Energy

Energieübertragung bzw. Energienetze

1. Auf Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) basierende Energiesysteme können die wachsenden Anforderungen an eine stabile Netzführung und an einen subsidiären Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zunehmend dezentraler Erzeugungsstrukturen insbesondere im Verteilnetz erfüllen.
2. Durch den Einsatz moderner Smart Grid-Technologie wie aktiven und teilautomatisierten Verteilnetzen können die bestehenden Netzkapazitäten wirksam ausgeschöpft werden. Entlang eines Ampelmodells (grün: ausreichende Kapazitäten, gelb: knappe Transportkapazitäten, rot: kritisch) können hierbei Netzzustände räumlich und zeitlich differenziert werden und das Zusammenspiel von Marktmechanismen und regulierenden Eingriffen des Netzbetreibers besser koordiniert werden.
3. Mit Hilfe von IKT können der Netzentwicklungsbedarf und mögliche Netzengpässe besser lokalisiert und abgeschätzt werden. Spezifische Lösungen der Netztechnik, Sensorik, Automatisierung, Regelungstechnik sowie der systemgeführten Ein- und Ausspeisung können auf die lokalen Herausforderungen angepasst werden und die Kosten für den Netzausbau merklich abfedern.
4. Intelligente Sekundärtechnik wie regelbare Ortsnetztrafos oder Sensorik in Umspannwerken und an anderen Netzpunkten ermöglichen den Zubau zusätzlicher Erneuerbare Energien-Anlagen ohne Netzausbau.

Energieverbrauch

5. Durch Anreiz-, Tarif- und Steuerungssignale für Energieproduzenten, -konsumenten und „Prosumer“ können Verbrauch und Einspeisung besser aufeinander abgestimmt werden. Durch intelligente Steuerung und ökonomische Anreize kann der Eigenverbrauch dezentraler Erzeuger netzfreundlich gestaltet werden. Der Aufbau einer IKT-Basisinfrastruktur für das Energiesystem ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe.
6. Verbraucher können – abhängig vom jeweiligen Kundensegment – zu Lastverlagerungen von bis zu

zehn Prozent motiviert werden, wenn variable Tarife oder andere vertragliche Vereinbarungen ausreichende ökonomische Anreize schaffen. In Einzelfällen, bei besonders hohen Anreizen, sind sogar noch stärkere Verlagerungen möglich. Das derzeitige Kosteneinsparpotenzial bewegt sich zwischen wenigen Euro bis etwa 100 Euro im Jahr und liegt im Mittel bei etwa 60 Euro.

7. Vor allem automatisierte Abläufe können dazu beitragen, dass Komforteinbußen beim Verbraucher verhindert werden und die Akzeptanz steigt (z. B. der Energiebutler im Smart Home). Die Technologie zur Anbindung der Liegenschaften (outhouse) und Heimvernetzung (inhouse) muss fallgruppenspezifisch kombiniert werden. In E-Energy hat sich jedoch vor allem die IP-basierte Anbindung der Haushalte als zielführend erwiesen und mit dem EEBus ist quasi ein Übersetzungs-Protokoll für unterschiedliche inhouse Kommunikationsprotokolle geschaffen worden.
8. Durch die Visualisierung des Verbrauchsverhaltens (auf Basis von z.B. Smart Meter-Daten) können Energieeinsparpotenziale von bis zu zehn Prozent aufgedeckt und der Verbrauch entsprechend reduziert werden. Bei Gewerbebetrieben sind sogar Einsparpotenziale von bis zu 20 Prozent möglich.
9. Die Lastverlagerungspotenziale bei Gewerbebetrieben und Großhaushalten mit hohem Verbrauch liegen weit höher als in durchschnittlichen Privathaushalten (ca. 20 Prozent, teils höher). Vor allem Betriebe mit thermischen Speichern (z.B. Kühllhäuser, Supermärkte etc.) haben sich als „tief hängende Früchte“ für Lastmanagement erwiesen und können bereits heute ökonomisch sinnvoll erschlossen werden.

Energieerzeugung

10. Durch intelligente Netze, Lastprognosen und die Ausschöpfung von Flexibilitäten können erneuerbare Energien reibungsloser und umfanglicher in das Energiesystem integriert werden. Einspeisespitzen dezentraler Erneuerbarer und damit schwankender Erzeugung (z.B. aus Wind- oder Sonnenenergie) könnten merklich reduziert werden und die Netzanschlusskapazität für zusätzliche erneuerbare Erzeugungsanlagen ohne Netzausbau teils sogar verdoppelt werden.



11. Für Unternehmen der Energiewirtschaft sowie für Kleinerzeuger, Gewerbebetriebe und große Privatverbraucher ergeben sich durch Smart Grids-Technologien gänzlich neue Marktchancen und Geschäftsmodelle z.B. in der Zusammenfassung und Vermarktung dezentraler Erzeuger (Pooling) oder von Verbrauchsflexibilitäten (Aggregation). Wichtige Voraussetzung sind jedoch standardisierte Schnittstellen (IEC 61850).
12. Virtuelle Marktplätze tragen als Informations- und Dienstplattformen erheblich zur Transparenz und Zugänglichkeit für neue Marktakteure (z.B. Aggregatoren) bei. Sie vereinfachen und beschleunigen Geschäftsprozesse merklich. Ansprechende und handhabbare Smart Home-Technologien sind entscheidend für die Akzeptanz und die Verbreitung von Smart Grid-Lösungen.
13. Virtuelle Kraftwerke können im ländlichen Raum eine Deckung des Energiebedarfs weitestgehend aus erneuerbaren Energien unterstützen. Je genauer die Erzeugungsprognosen erneuerbarer Energien und je zuverlässiger die Kraftwerksfahrpläne sind, umso besser planbar ist der Bedarf an Speichern und Regelkraftwerken.

Inhalt

Vorwort	3
Die 13 zentralen Erkenntnisse aus E-Energy	4
Das Technologieförderprogramm „E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“	7
Die E-Energy-Modellregionen	
E-DeMa – Entwicklung dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft	10
eTelligence – Intelligente Vernetzung von Stromproduzenten und -verbrauchern zur besseren Integration von erneuerbaren Energien	14
MeRegio – Minimum Emission Regions	18
Modellstadt Mannheim (moma) – Ein Energieorganismus zur intelligenten Verteilung dezentral erzeugter Energie	22
RegModHarz – Regenerative Energie aus dem Harz	26
Smart Watts – Die intelligente Kilowattstunde	30
Die E-Energy-Begleitforschung	34
Die Vernetzung von E-Energy	36
Das Energiesystem im Wandel	38
Herausforderungen und Lösungsansätze für die Netze	38
Effizienzsteigerung durch Partizipation und Kooperation	41
Integration erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung	42
Großes Potenzial bei Erzeugung	44
Eigenverbrauch nutzerfreundlich gestalten	45
Speicher sind entscheidend	46
Systemstabilität durch Dezentralität und Subsidiarität	49
Versorgungssicherheit verbessern	50
Das Internet der Energien	54
Trends in der IKT für die Energie-Domäne	54
Von Smart Grid zu Smart Energy	55
Zentrale und verteilte Komponenten	56
Smart Grid und Smart Home	60
Ansteuerung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen	61
Der Mensch im Mittelpunkt	63
Akzeptanz gezielt steigern	64
Automatisiert und manuell	66
Geschäftsszenarien für ein Internet der Energie	68
Funktionen im neuen Energiesystem	70
Voraussetzungen für den Wandel	72
Rechts- und Regulierungsrahmen	72
Prinzipien für ein neues Marktdesign	72
Gesellschaftliche Akzeptanz	75
Ansprechpartner von E-Energy	76

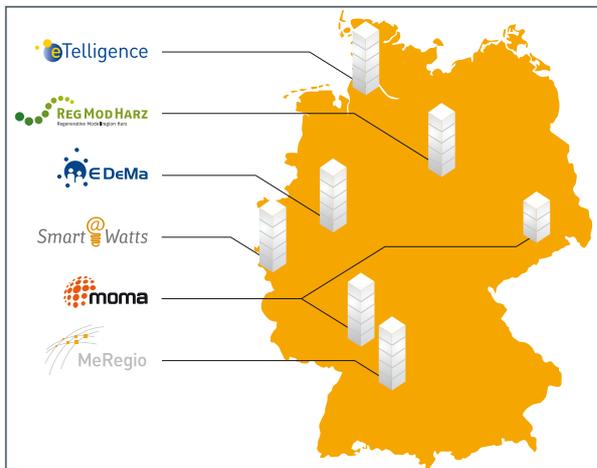
Das Technologieförderprogramm

„E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“

Mit dem Förderprogramm „E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in ressortübergreifender Partnerschaft mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) neue Wege aufgezeigt, wie der Stromverbrauch gesenkt, Energie effizienter eingesetzt und eine regenerative Energieversorgung umgesetzt werden kann.

Das Hauptaugenmerk lag dabei auf der Einbeziehung der erneuerbaren Energien in die Energienetze der Zukunft mit Hilfe neu entwickelter Systeme aus dem Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT). Als Leuchtturmprojekt der Bundesregierung ist E-Energy Teil des Aktionsplans „Green IT-Pionier Deutschland“ sowie zentraler Bestandteil der Hightech-Strategie und der IKT-Strategie „Deutschland Digital 2015“ der Bundesregierung.

Leuchtturmprojekte in sechs E-Energy-Modellregionen



Aufgrund seiner herausragenden innovations- und wirtschaftspolitischen Bedeutung wurde das E-Energy-Programm auf dem IT-Gipfel 2008 durch die Bundeskanzlerin zum nationalen Leuchtturmprojekt erklärt. Der Kurzbegriff „E-Energy“ steht – analog den Bezeichnungen „E-Commerce“ oder „E-Government“ – für die umfassende digitale Vernetzung sowie computerbasierte Kontrolle und Steuerung des Gesamtsystems der Energieversorgung. Die Elektrizitätssparte wurde in diesem Forschungsprogramm als Einstieg gewählt, weil hier die Herausforderungen bezüglich Echtzeitinteraktionen und Computerintelligenz wegen der begrenzten Speicherkapazität von Strom besonders groß sind.



Start der Feldversuchsphase anlässlich des E-Energy-Jahreskongresses 2010. V. l. n. r.: Michael Zinke (BMWi), Ludwig Karg (B.A.U.M.), Dr. Andreas Goerdeler (BMWi), Christian Spanik (Moderator)

Von 2008 bis 2013 erforschten und erprobten Industrie- und Wissenschaftskonsortien in sechs Smart-Energy-Regionen den Einsatz von IKT im Energiebereich. Zudem wurden Querschnittsthemen wie z. B. zielführende Gesamtarchitekturen, Geschäftsmodelle, rechtliche Rahmenbedingungen, Datenschutz und Datensicherheit oder die Standardisierung projektübergreifend mit Unterstützung durch eine speziell dafür beauftragte Begleitforschung bearbeitet. Das Gesamtvolumen dieser Projekte betrug über 140 Mio. Euro. Dazu steuerten das BMWi 40 Mio. Euro und das BMU 20 Mio. Euro an Fördermitteln, den Rest trugen die Modellkonsortien.

Hintergrund des Forschungsprogramms waren die großen Optimierungspotenziale der IKT für das Erreichen der Ziele im energiepolitischen Zieldreieck in der Stromversorgung – Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit. Des Weiteren wurde die Möglichkeit der Entstehung neuer Beschäftigungsfelder und Märkte gesehen, die es zu erschließen galt. Analysen und Experteneinschätzungen, z. B. die von Wik-Consult im Auftrag des BMWi durchgeführte Studie „Potenziale der Informations- und Kommunikationstechnologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (E-Energy)“ vom Dezember 2006, hatten zuvor zunehmend deutlich gemacht, dass der weitere Fortschritt der Energiewirtschaft ohne die umfassende

Ausschöpfung der Potenziale von digitaler Intelligenz und Vernetzung nicht möglich sein wird. Übereinstimmend wird festgestellt, dass demgegenüber die IKT-Nutzung in der Energieversorgung bislang noch keine große Rolle spielt. Sowohl von der IKT- als auch von der Energiewirtschaft wurde erheblicher technologiepolitischer Handlungsbedarf gesehen, damit die hohen Optimierungspotenziale der IKT für den Energiebereich erschlossen werden können.

So erfolgte im April 2007 die Ausschreibung des E-Energy-Technologiewettbewerbs durch das BMWi unter Fokussierung auf drei Themenschwerpunkte:

1. Schaffung eines E-Energy-Marktplatzes, der den elektronischen Geschäfts- und Rechtsverkehr zwischen allen Marktteilnehmern ermöglicht.
2. Digitale Vernetzung und Computerisierung der technischen Systeme und Komponenten sowie der darauf beruhenden Prozessführungs- und Wartungsaktivitäten, so dass eine weitgehende Selbstautomation der Kontrolle, Analyse, Steuerung und Regelung des technischen Gesamtsystems gewährleistet ist.
3. Online-Kopplung von elektronischem Energie-marktplatz und technischem Gesamtsystem, so dass eine zeitnahe digitale Interaktion von Geschäfts- und Technikbetrieb sichergestellt wird.

Mit diesen drei Themenschwerpunkten wurde erstmals dazu aufgerufen, integrierte Ideen und Systemkonzepte für ein „Internet der Energie“ zu entwickeln. Informations-, Kommunikations- und Transaktionsprozesse auf den Strommärkten sollten vereinfacht und die technische Energieinfrastruktur auf Basis durchgehender digitaler Vernetzung intelligent kontrolliert, gesteuert und geregelt sowie mit elektronischen Marktplätzen gekoppelt werden, so dass z. B. eine effiziente, zeitnahe und transparente Koordination von Energieangebot, (End-)Energienachfrage und komplementären Dienstleistungen in allen Bereichen des Versorgungssystems möglich wird. In der E-Energy-Ausschreibung wurde deutlich gemacht, dass hierfür nicht nur Technologie-Fortschritte, sondern auch Anpassungen von Organisationsstrukturen und Rahmenbedingungen notwendig sind.

Mit Blick auf die große Bedeutung von E-Energy für das energiepolitische Zieldreieck, den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Erhöhung der Energieeffizienz erfolgte die Förderung der Preisträgerprojekte in einer

ressortübergreifenden Partnerschaft mit dem BMU. Durch die Kooperation beider Ministerien konnte eine größere Anzahl von Projekten unterstützt werden (sechs statt wie ursprünglich geplant vier), was die Ausstrahlung und Wirkung von E-Energy weiter verstärkte.

Mit der Umsetzung von E-Energy und der Arbeit in den sechs Modellregionen wurden so in den folgenden Jahren die Bausteine für mehr Transparenz und Wettbewerb entlang der gesamten Wertschöpfungskette vom Kraftwerks- über den Netzbetrieb bis zum Endverbraucher erarbeitet. Dadurch konnten Innovationen im technischen wie im wirtschaftlichen Bereich angestoßen werden. Das wird unter anderem auch den weiteren Fortschritt bezüglich der Liberalisierung des Energiemarkts und der Dezentralisierung der Stromnetze beschleunigen.

Insgesamt gelang es durch die im Rahmen von E-Energy durchgeführten Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten (FuE), gemäß den Zielen der ursprünglichen Ausschreibung dabei zu helfen, einen neuen Markt für automatisierte Steuerungs- und Regelsysteme bei Erzeugungsanlagen und Endgeräten, für IKT-Gateways und Smart Meter, für intelligente Speichermodule, für Prognose- und Abrechnungssysteme, für benutzerfreundliche Online-Ratgeber sowie Anzeige- und Bediensysteme und vieles mehr zu entwickeln. Das wird zukunftsfähige Arbeitsplätze schaffen und neue Wachstumseffekte hervorrufen. In Verbindung damit werden neue Dienstleistungen mit unterschiedlichsten Tarifangeboten auf den Markt kommen. Es werden aber auch ganz neue Geschäftsmodelle entstehen, so zum Beispiel das Bündeln von Erzeugern und Verbrauchern, das Optimieren des privaten oder gewerblichen Lastprofils oder eine weitgehend automatisierte Strom(spar)steuerung von Hausgeräten unter Nutzung bidirektionaler IKT-Gateways.

E-Energy ist ein Schlüssel für den Ausbau und die Netzintegration der erneuerbaren Energien. Durch die Netzintegration dezentraler erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen mit Hilfe intelligenter Steuerung wird nicht nur die Energiewende profitieren, sondern es wird auch der Bereich des Maschinen- und Anlagenbaus starke Wachstumsimpulse erhalten. E-Energy konnte Türen öffnen für eine Vielzahl von neuen technischen Produkten. Viele kleine und mittlere Unternehmen – nicht zuletzt das Elektrohandwerk –

werden davon ebenso profitieren wie Ingenieurunternehmen, Hard- und Softwareproduzenten und die am Weltmarkt operierenden Unternehmen für Energieanlagen und Energieinformationssysteme.

Die Ergebnisse der Modellregionen sind in deren Schlussberichten sowie zahlreichen veröffentlichten Studien dem Fachpublikum und der breiten Öffentlichkeit zugänglich gemacht worden. Einen Überblick über die Erkenntnisse aus dem Förderprogramm gibt ein umfangreicher Abschlussbericht der Begleitforschung. Er stellt die Ergebnisse und Erkenntnisse im Zusammenhang dar und enthält weitreichende Empfehlungen, die sich aus der Arbeit der Modellprojekte und der Begleitforschung ergeben haben. Der Abschlussbericht kann von der Website des E-Energy-Programms bezogen werden: www.e-energy.de



Ludwig Karg, B.A.U.M. Consult,
Leiter der Begleitforschung

„E-Energy ist ein wichtiger Baustein der Energiewende. Und ich freue mich persönlich sehr, dass ich dabei sein durfte. Die Modellregionen und die Begleitforschung konnten gemeinsam aufzeigen, wie man ein Internet der Energien bauen kann – wenn man will. Nun ist es vor allem an den vielen großen und kleinen Versorgern und Netzbetreibern, die Ergebnisse aufzunehmen und in ihre tägliche Praxis zu integrieren. Sicher müssen dafür auch weiterhin entsprechende Rahmenbedingungen für die Technik und das neue Marktdesign geschaffen werden. Die konstruktive Zusammenarbeit von Ministerien, Verbänden, Regulierungsbehörde, Standardisierungsorganisationen, Wissenschaftlern und Praktikern bei E-Energy lässt mich hoffen, dass alle gemeinsam auf dem eingeschlagenen Weg weitergehen. Wir Begleitforscher würden uns freuen, wenn sie dabei unsere umfassenden Ergebnisberichte stets als Wegweiser nutzen.“



Die Verantwortlichen aus den Modellregionen, von beteiligten Ministerien und Projektträgern sowie der Begleitforschung beim Abschlusskongress im Januar 2013 im BMWi

Entwicklung dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft



Ziel des Projekts E-DeMa in der Modellregion Rhein-Ruhr war die Konzeption von IKT-basierten Lösungen, die die intelligente Nutzung aller zur Verfügung stehenden Ressourcen sowie die Optimierung und Integration des Gesamtsystems der Elektrizitätsversorgung von der Gewinnung des Stroms über die Speicherung, den Transport, die Verteilung bis hin zur effizienten Verwendung ermöglichen.

E-DeMa verstand sich dabei als eine Gesamtkonzeption, die nicht nur technische Lösungen präsentiert, sondern sich auch mit den Möglichkeiten befasst, diese Lösungen in der heutigen Marktsituation umzusetzen. Dreh- und Angelpunkt der neuen Lösungen war der im Projekt konzipierte und implementierte E-DeMa-Marktplatz, der den vormals passiven Konsumenten zu einer aktiveren Teilnahme am Marktgeschehen verhelfen kann.

Im Rahmen von E-DeMa wurden für den Feldtest 13 Mikro-Blockheizkraftwerke (Mikro-BHKW) installiert, die bei Bedarf als dezentrale Kleinerzeuger zugeschaltet werden und über den Marktplatz zu handelbaren Erzeugungsmengen aggregiert werden können. Außerdem wurden fast 700 Haushalte mit IKT-Gateways (I und II) ausgestattet, die es den Verbrauchern erlaubten, aktiv am E-DeMa-Marktplatz teilzunehmen. Am E-DeMa-Marktplatz wurden die Verbraucher dazu ermächtigt, jeden Monat neu darüber zu entscheiden, in welchem der neuen unterschiedlichen E-DeMa-Tarifmodelle sie abgerechnet werden. Neben Erzeugungsmengen können am Marktplatz auch verschiebbare Lasten als Flexibilitäten aggregiert und vermarktet werden. Die Flexibilitäten können am Marktplatz auch einem Aggregator, der diese zusammenfasst und vermarktet, zur Verfügung gestellt werden. Damit verschmelzen die klassischen Rollen von Energiever-

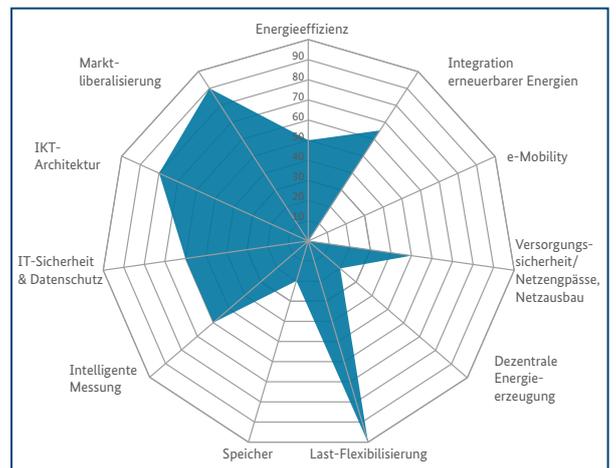


Johannes Funck,
E-DeMa-Projektleiter bei der
SWK Stadtwerke Krefeld AG

„In der Testregion Krefeld haben 125 Bürgerinnen und Bürger im Stadtteil Kliebbruch an unserem Feldtest teilgenommen. Kliebbruch zeichnet sich durch eine passende Ein- und Zweifamilienhausstruktur aus. Auch die technologischen Voraussetzungen sind in diesem Stadtteil gegeben. Einige Haushalte erhielten neben digitalen Stromzählern auch „intelligente“ Gas- und Wasserzähler. Zehn Kunden bekamen zudem Haushaltsgeräte wie Spülmaschine, Waschmaschine und Trockner, um zu testen, wie sich diese Geräte über die „intelligenten“ Messsysteme steuern lassen. Die Lernkurve für uns war enorm. Natürlich lief nicht alles reibungslos und ganz so einfach, wie man sich das in der Theorie am Anfang vorstellt, ist es in der Praxis nicht immer. Aber auch dafür ist ein solches Pilotprojekt ja da.“

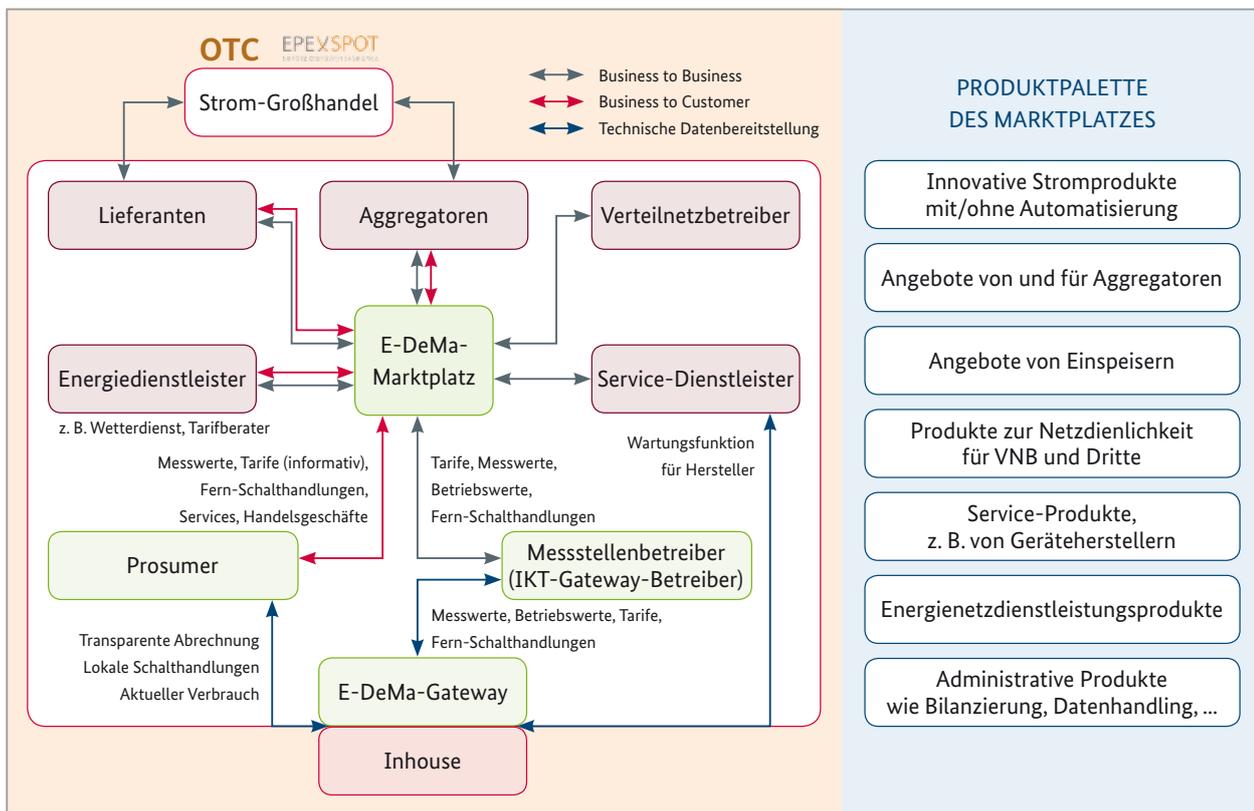


Charakteristik von E-DeMa





Der E-DeMa-Marktplatz und seine Produkte



braucher und -erzeuger im Rhein-Ruhr-Gebiet zum „Prosumer“, der nicht nur Energie verbraucht, sondern auch als Erzeuger und Bereitsteller von Flexibilitäten am Markt teilnimmt.

Funktionell betrachtet stellt der E-DeMa-Marktplatz einen kontraktbasierten marktunterstützenden Koordinationsmechanismus dar, der alle Phasen der Vertragsabschlüsse zwischen Anbietern und Verbrauchern sowie auch B2B-Prozesse unterstützen und abwickeln kann. So entstand innerhalb von E-DeMa ein für alle Teilnehmer einheitlicher Markttraum. Während im Feldtest selbst nur private Haushalte in die Infrastruktur integriert wurden, sind sämtliche Lösungen auch für Gewerbe- und Industriekunden nutzbar. Mit Hilfe der im Feldtest erhobenen Zählerwerte konnte der Verbrauch der integrierten Haushalte zu jeder Viertelstunde erfasst und abgebildet werden. Im Feldversuch wurden sowohl automatisierte Lösungen als auch Anreize getestet, die nur manuell verarbeitet werden konnten. Bereits in einem einfachen zeitvariablen Tarif haben besonders aktive Kunden 8,7 Prozent ihres Verbrauchs in die günstigen

Tarifzeiten verlagert. Im Durchschnitt erreichten die aktiven Kunden mit Automatisierung ähnliche Verbrauchsverlagerungen wie die Kunden ohne Automatisierung. Die Verbrauchsverlagerung der passiven Kunden bzw. aller Kunden aus den Tarifzeiten, die besonders teuer abgerechnet wurden, ist jedoch höher als bei den Kunden ohne Automatisierung.



Prof. Dr. Michael Laskowski,
Gesamtprojektleiter von E-DeMa
bei der RWE Deutschland AG

„In Mülheim haben wir knapp 600 Haushalte mit ‚intelligenter‘ Kommunikationstechnologie ausgestattet, die sowohl dafür sorgte, dass die Teilnehmer stets über ihr Verbrauchsverhalten informiert wurden, als auch dafür, dass ausgewählte Geräte der weißen Ware gesteuert wurden. Damit konnten die Teilnehmer ihren Energieeinsatz an das Angebot erneuerbarer Energien anpassen. Im Fokus standen dabei die Flexibilisierung des Energieverbrauches und somit die Anpassung an die Energieangebote aus Wind und Sonne. Unsere Projektteilnehmer haben die neuen Möglichkeiten zur Verbrauchsflexibilisierung genutzt. Dabei konnten wir unsere zunächst theoretisch erarbeiteten Lösungen im Feldversuch intensiv testen und verbessern.“

Modelle

- E-DeMa-IKT-Architekturmodell – TU Dortmund
- IT-Security-Konzept – RWE, TU Dortmund, Prosyst, Siemens

Simulationen

- Simulationsmodelle zur Analyse von Einzel- und Gruppenlastgängen von Haushalten, Gewerbe- und Industriekunden; Skalierung der Ergebnisse auf unterschiedliche Szenarien – TU Dortmund, Universität Duisburg-Essen, Ruhr-Universität Bochum
- Simulation und Bewertung von Kommunikationstechnologien für Smart Metering und Demand-Side-Management – RWE und Stadtwerke Krefeld

Pilotprodukte

- Marktplatzsystem – Siemens
- IKT-Gateway 2 als Kommunikations- und Steuerungssystem inkl. MPRM-System als Betriebsumgebung – Siemens, Prosyst
- Innovative Tarifprodukte – RWE, Stadtwerke Krefeld, TU Dortmund
- Android-basierte App als Energy Display zur Darstellung und Verarbeitung der neuen Tarifprodukte – FH Dortmund, Stadtwerke Krefeld
- Netzleitsystem zur Erfassung und Prognose – Siemens
- Aggregatorleitsystem für das Management von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen – Siemens
- Zählerdatenmanagementsysteme – Siemens und RWE
- Multimeteringsysteme im Gas- und Wasserbereich zur Anbindung der Spartenzähler über MBus (Funk) – Stadtwerke Krefeld

Zentrale Veröffentlichungen

- IT-Security-Lösungen aus E-DeMa wurden veröffentlicht und gingen ins BSI-Schutzprofil ein – RWE, TU Dortmund, Prosyst, Siemens

Intelligente Vernetzung von Stromproduzenten und -verbrauchern zur besseren Integration von erneuerbaren Energien



In der Region Cuxhaven testete das Projekt eTelligence ein komplexes IKT-basiertes System zur Ausbalancierung der Fluktuation von Windenergie, PV-, Biogas- und KWK-Anlagen, das den Strom intelligent in die Netze und in einen regionalen Markt integriert und gleichzeitig die aktive Einbindung von Haushaltskunden ermöglicht. Kern von eTelligence war die tatsächliche Erprobung eines Strom-Marktplatzsystems mit regionalen Produkten, auf dem Erzeuger, gewerbliche Verbraucher mit verschiebbaren Lasten und Energiedienstleister zusammengeführt wurden. In Simulationen hat auch der Netzbetreiber am Marktplatz teilgenommen. So konnten neue Lösungen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit aus erneuerbaren Energien und zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit erfolgreich erprobt werden.

Eine besondere Herausforderung stellte dabei die im Zuge eines einjährigen Praxistests getestete Integration des Marktplatzes in die bestehenden Geschäftsprozesse des übergeordneten Energieversorgungssystems dar. Für die Dauer des Praxistests waren die teilnehmenden Akteure dabei sowohl dem Vermarktungs- und Preisrisiko als auch dem Prognoserisiko ausgesetzt. Am Marktplatz agierten zwei Kühlhäuser, ein Windpark und eine Photovoltaikanlage, die in einem virtuellen Kraftwerk zusammen vermarktet wurden, sowie das ahoi!-Bad Cuxhaven, eine Kläranlage und ein Blockheizkraftwerk. Die Anlagen des virtuellen Kraftwerks konnten entweder individuell oder gemeinsam flexibel angeschlossen werden und wurden damit insgesamt ähnlich steuerbar und vorhersehbar wie ein konventionelles Kraftwerk.



Im Rahmen der Integration der dezentralen Erzeugungsanlagen und größeren Verbrauchsanlagen wurden Anlagentypen weiterentwickelt, so dass eine standardisierte Plug-and-play-Anbindung von Verbrauchs- und Erzeugungsflexibilitäten möglich wurde. eTelligence konnte nachweisen, dass gerade thermisch-elektrische Energiesysteme wie Kühlhäuser und Schwimmbäder sehr gut als Energiespeicher genutzt werden können: In Zeiten, in denen viel Wind zur Verfügung stand, kühlte das Cuxhavener Kühlhaus seine Temperatur herunter und schaffte sich einen Kältepuffer. In Zeiten hoher Strompreise wurden die Kühlaggregate abgeschaltet. Unter Ausnutzung des zuvor aufgebauten Kältepuffers konnte das Kühlhaus dann für einige Tage mit erheblich geringerer Strom-



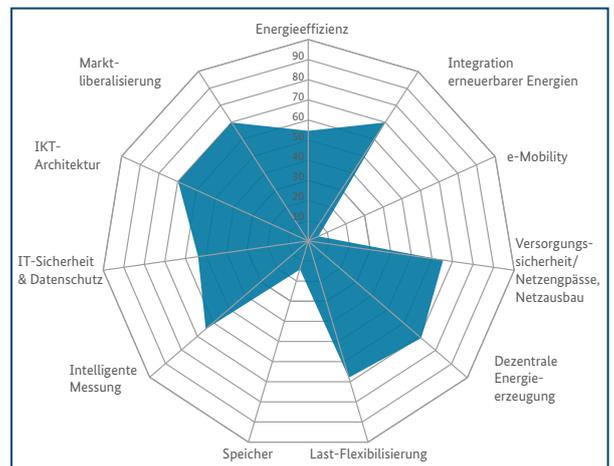
Dr. Tanja Schmedes, Projektleiterin eTelligence bei EWE AG

„Unser Ziel war es, Verbrauchern den bewussten Umgang mit Strom zu ermöglichen. Das ist gelungen. Über einen zeitvariablen Event-Tarif konnten wir eine Verlagerung des Stromverbrauchs erreichen. Das heißt, dass Strom vor allem dann genutzt wurde, wenn ausreichend Energie aus erneuerbaren Quellen zur Verfügung stand. Im Schnitt konnte jeder Teilnehmer im zurückliegenden Testjahr rund 100 Euro Stromkosten sparen – zum einen durch das Auffinden von Energiefressern im Haushalt, zum anderen durch die Nutzung günstigen Stroms bei entsprechendem Überangebot. Die Cuxhavener Teilnehmer haben gezeigt, dass jeder Einzelne nicht nur in der Lage, sondern auch willens ist, zum Gelingen der Energiewende beizutragen. Von den während des Tests befragten Teilnehmern gaben 70 Prozent an, dass sie ihren Stromverbrauch regelmäßig überwachen, 20 Prozent sogar mehrmals pro Woche. Ihr Umweltbewusstsein sei dadurch gestärkt worden.“



aufnahme betrieben werden. Über das Jahr gesehen konnten die Stromkosten um bis zu sechs Prozent reduziert werden. Dabei ist das volle Potenzial für Einsparungen noch nicht erreicht. Die Anbindung von Gewerbekunden mit thermischen Speichern an das eTelligence-System war so erfolgreich, dass sie großes Interesse erzeugte und mittlerweile mit Hilfe des EWE Strom Intelligenten Lastmanagers weitere Gewerbebetriebe an die Strukturen angeschlossen wurden. Aber auch für BHKWs bietet das in eTelligence erprobte Marktplatzsystem nachhaltige Chancen: Es ermöglicht beispielsweise einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb der dezentralen Anlagen vor allem nach Auslaufen der Förderungen.

Charakteristik von eTelligence



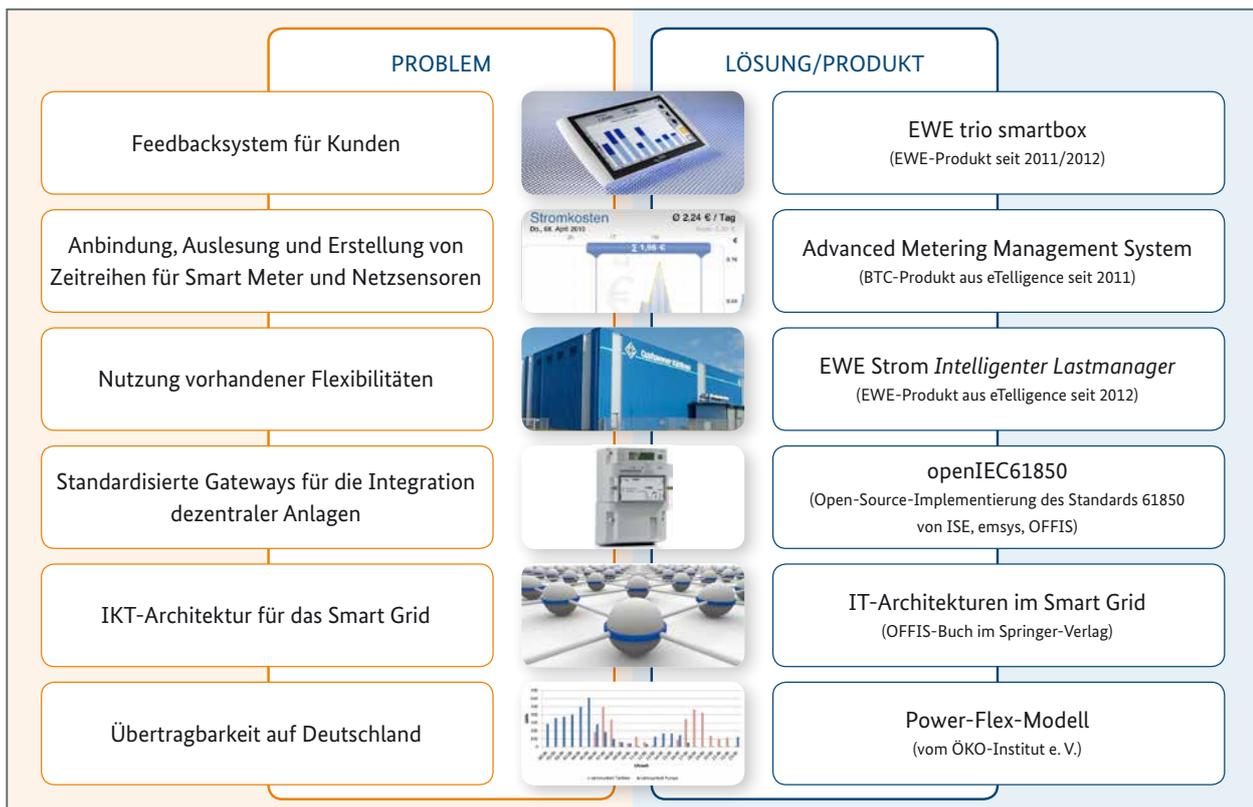


Dr. Werner Brinker,
Vorstandsvorsitzender EWE AG

„In vier Jahren Projektlaufzeit haben wir Antworten auf viele Fragen gefunden: In Kühlhäusern z. B. ist Strom aus volatilen erneuerbaren Quellen in Form von thermischer Energie „speicherbar“. Privathaushalte sind bereit, Strom genau dann zu nutzen, wenn der Wind weht oder die Sonne scheint – sprich wenn viel Strom aus erneuerbaren Energien im Netz ist. Der regionale Marktplatz ermöglicht die Vermarktung von Strommengen auch kleiner Anlagen und weist den Weg zu einer späteren wirtschaftlichen Nutzung. Viele Schritte waren notwendig, um das eTelligence-Szenario fertig zu entwickeln. Messtechnik wurde an rund 100 Ortsnetzstationen in Cuxhaven installiert. 650 Privathaushalte erhielten elektronische Stromzähler, die den individuellen Stromverbrauch ermittelten. Stromerzeuger und -verbraucher wurden zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengeschlossen.“

Zusätzlich haben über 650 Haushalte Smart Meter auf Alltagstauglichkeit getestet. Anhand verschiedener Feedbacksysteme konnten die Teilnehmer den eigenen Stromverbrauch und damit die Stromkosten sowie die CO₂-Emission im Blick behalten und ihr Verbraucherverhalten analysieren. Zwei unterschiedliche innovative Tarife, der Mengentarif und der Event-Tarif konnten vielversprechende Ergebnisse erzielen. Der Mengentarif, der einen Anreiz für die Reduzierung des Verbrauchs bietet, hat in den Praxistesthaushalten zu einer monatlichen Verbrauchsreduktion von 13 Prozent geführt. Der Event-Tarif, der durch Bonus- und Malus-Events hohe bzw. geringe Verfügbarkeiten von erneuerbaren Energien im Energiemix abbilden kann, führte zu starken zeitlichen Verschiebungen des Verbrauchs. Malus-Events führten beispielsweise dazu, dass während der Wirksamkeit 20 Prozent weniger Strom verbraucht wurde. Während der Bonus-Events konnte der Energieverbrauch sogar um bis zu 30 Prozent gesteigert werden.

Das IKT-Lösungsportfolio aus eTelligence





Dr. Christoph Mayer, Bereichsleiter OFFIS

„Im Projekt eTelligence wurden zu zwei wichtigen Herausforderungen für das IKT-basierte Energiesystem der Zukunft

wesentliche Beiträge geleistet: Erstens, bei der effizienten und automatisierten Systemintegration von kleinen Erzeugungseinheiten und zweitens bei der Gewährleistung von IT-Sicherheit.

Um die reibungslose Kommunikation mit kleinen Erzeugungsanlagen sicher zu ermöglichen, sind eine Referenzarchitektur und dazugehörige Softwarewerkzeuge entwickelt worden. Zu der Referenzarchitektur wurden außerdem verschiedene Sicherheitsaspekte und Bedrohungsszenarien ausgiebig untersucht. Basis bei allen Arbeiten waren internationale Standards, so dass ein wichtiger Beitrag zur Interoperabilität geleistet wurde. Der Vorteil des in eTelligence gewählten Ansatzes liegt dabei in der herstellerübergreifenden Kommunikation zwischen Einzelkomponenten des Systems und ihrer herstellerunabhängigen Austauschbarkeit. Durch den Technologievorsprung, der durch die E-Energy-Projekte erreicht wurde, konnten viele Ergebnisse direkt in die internationale Normung einfließen.

Die Gewährleistung von Informationssicherheit im Smart Grid und dabei besonders auch des Datenschutzes beim Smart Metering ist eine weitere wichtige Grundlage der eTelligence-Konzepte. Für den Datenschutz wurde ein Verzeichnis erarbeitet, das technisch-organisatorischen Maßnahmen zur Gewährleistung von Datenschutz im Feldtest unterliegt. Dieses wurde mit dem niedersächsischen Landesdatenschutzbeauftragten abgestimmt.“

Modelle

- IKT-Architekturen für das Smart Grid – OFFIS
- Kraftwerksmodell PowerFlex vom Öko-Institut

(Pilot-)Produkte

- eTelligence-App als Feedbacksystem für Kunden – EWE
- EWE trio *smartbox*
- Advanced Metering Management System – BTC
- EWE Strom *Intelligenter Lastmanager* für Gewerbekunden – EWE
- Innovative Tarife orientiert nach Verbrauch und Zeit (Bonus- und Malus-Events) – EWE
- Prognose-Software – energy and meteo systems

Zentrale Veröffentlichungen

- Schmedes, T.; Stadler, M.; Klose, T.; Hollinger, R.; Rüttinger, H.; Koch, M.; Rosinger, C. (2012): Integratives Smart-Market-Konzept zur Systemintegration dezentraler Erzeuger und als Handelsplattform für Netzbetreiber, VDE-Kongress 2012, Stuttgart
- Appelrath, Beenken, Bischofs, Uslar (Hrsg.): IT-Architecturentwicklung im Smart Grid: Perspektiven für eine sichere markt- und standardbasierte Integration erneuerbarer Energien, Springer 2012
- Bauknecht, D.; Koch, M.; Illing, B.; Ritter, S.; Rüttinger, H. (2011): Nutzen von Smart Grids – Untersuchungen im E-Energy-Projekt „eTelligence“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 12/2011, etv Energieverlag GmbH, Essen
- Raabe, T.; Sonnenschein, M.; Beenken, P.; Hüwel, A.; Meinecke, C. (2012): Energieberatung in Haushalten auf Basis des Smart Meterings. In: Ökologisches Wirtschaften 1/2012, S. 46–50
- Koch, M.; Bauknecht, D.; Heinemann, C. (2012): Der zukünftige Wert von Smart Grids im deutschen Stromsystem – eine modellgestützte Szenarienanalyse von 2010 bis 2030, VDE Kongress Smart Grid, Stuttgart, 5.–6.11.2012
- Beer, Sebastian; Rüttinger, Hannes; Bischofs, Ludger; Appelrath, Hans-Jürgen (2010): Towards a Reference Architecture for Regional Electricity Markets. In: it – Information Technology, Vol. 52, No. 2, S. 58–64

Standards und Patente

- Open-Source-Implementierung des Standards 61850 – energy and meteo systems, Fraunhofer ISE, OFFIS

Minimum Emission Regions



Das Ziel des Forschungsvorhabens MeRegio (Minimum Emission Region) in Göppingen und Freiamt/Ettenheim bei Freiburg war es, den Forderungen nach effizienteren dezentralen Energiesystemen durch die Integration fortschrittlichster Informations- und Kommunikationstechnologien in allen Teile der Energie-Wertschöpfungskette zu begegnen. Dabei sollte eine Verknüpfung zwischen der physikalischen Ebene mit der Handelsebene erfolgen. Im Projekt MeRegio wurde eine Steigerung der Energieeffizienz durch die Integration von Energieverbrauchern und dezentralen Erzeugern in den Markt erprobt.

Die gemeinsam entwickelten Konzepte wurden vier Jahre lang praxisnah getestet, weiterentwickelt und ausgewertet. Als Modellregionen boten sich der Raum Göppingen und Freiamt/Ettenheim bei Freiburg an. In den beiden Gemeinden wurden insgesamt rund 1.000 gewerbliche und private Kunden zu einem „Netz der Zukunft“ verknüpft: Sie erhielten spezielle Netzwerkverbindungen sowie den von der EnBW entwickelten intelligenten Stromzähler, das MeRegio-Cockpit und eine Stromampel. Der intelligente Stromzähler spielte laufend Verbrauchsdaten der Pilotkunden direkt an das zentrale Abrechnungssystem der EnBW. Dieses wiederum schickte per Internetverbindung die Auswertungen über den Energieverbrauch an das MeRegio-Cockpit auf den PC jedes Teilnehmers.

Mit der Stromampel, die es auch als App für den iPod gibt, wurde der Kunde zusätzlich über die aktuellen Tarife und die Strompreisentwicklung innerhalb der nächsten 24 Stunden informiert: Rot signalisiert einen hohen Strompreis, gelb einen mittleren Tarif und grün steht für günstig.

Stück für Stück bekamen die Testpersonen zusätzlich clevere neue Haushaltsgeräte gestellt: Etwa einen Gefrierschrank von Liebherr und eine Geschirrspülmaschine von Bosch, die über eine spezielle Steuerbox kontrolliert werden und den jeweils günstigsten Strom nutzen. Während einer späteren Projektstufe wurde zusätzlich ein Batteriesystem installiert, das selbsterzeugten Strom

oder günstige Energie aus dem Netz speichert und dann bei Bedarf in einer Hochpreisphase wieder abgibt.



Dr. Britta Buchholz, ABB AG

„Bevor ein Smart Grid geplant werden kann, muss eine zielgerichtete Analyse auf Basis der vorhandenen Betriebsmitteldaten erfolgen. Im Projekt MeRegio haben wir auf diese

Weise die neuralgischen Punkte im Netz identifiziert. Weiterhin haben wir im Projekt die Mess- und Regelungstechnik weiter entwickelt, um an kritischen Punkten künftig gezielt messen und regeln zu können.

Um das beim konventionellen Einspeisemanagement gängige Abschalten erneuerbarer Energien zu vermeiden, wurden zwei Lösungsmöglichkeiten entwickelt: Zum einen lassen sich mit einer Spannungsregelung in der Ortsnetzstation Mittel- und Niederspannungsebene entkoppeln und so die verfügbaren Spannungsbänder besser ausnutzen. Zum zweiten ermöglicht eine vorausschauende Betriebsführung dem Netzbetreiber, anhand von Erzeugungs- und Lastprognosen Engpässe frühzeitig zu erkennen und so gezielt manuelle Schaltungen vorzunehmen oder sein Einspeisemanagement anzupassen.

Engpässe lassen sich auch über einen Marktplatz regeln. Hier werden in einem Angebots- und Auswahlprozess bei den angeschlossenen Demand-Side-Managern zuvor abgefragte Lastverschiebepotenziale eingekauft. Kann der Engpass durch diesen Verhandlungsprozess nicht rechtzeitig gelöst werden, muss der vertraglich gebundene Demand-Side-Manager über die automatische Steuerung der angeschlossenen Kunden geeignete Schaltmaßnahmen durchführen. Dies ist geeignet für das Ampelmodell der Bundesnetzagentur.“



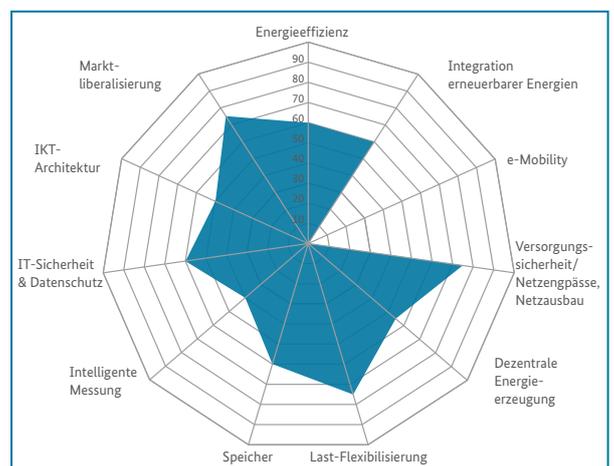
Diese Koordination von dezentralem Energieangebot, Energienachfrage und neuen Dienstleistungen hat viele Vorteile:

Stromkunden wie auch dezentrale Erzeuger werden zu eigenständigen Energiemanagern. Sie steuern ihre Verbräuche und damit die Stromkosten ebenso wie etwa den Einsatz eines Blockheizkraftwerks. Auch die Energieunternehmen profitieren von dem permanenten Datenaustausch, denn sie können die Netze besser führen und ihre Kraftwerke effizienter betreiben. Damit schon das MeRegio-Modell auch die Umwelt: Es bindet die erneuerbaren Energien besser ins Stromnetz ein, steigert die Energieeffizienz und reduziert den Ausstoß von CO₂ erheblich.

Das „MeRegio Hybrid Modell“

Im Feldversuch von MeRegio wurden in einer Region mit sehr hohem Anteil dezentraler Erzeugung Ansätze der gezielten Beeinflussung des Verbrauchs bei Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden getestet. Dazu wurde ein Day-Ahead-Preissignal als dynamisches Tarifmodell sowie ein Intraday-Regelsignalprozess

Charakteristik von MeRegio





Dr. Hellmuth Frey, Projektleiter MeRegio bei der EnBW Energie Baden-Württemberg AG

„In der ‚Minimum Emission Region‘ MeRegio ging es darum, mit verbraucherorientierten und anwenderfreundlichen Lösungen die Chancen der neuen Energiewelt zu nutzen. Gemeinsam mit den Projektteilnehmern – rund 1.000 Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden – konnten wir im ‚Smart Home‘ erleben, wie das Zusammenspiel von intelligentem Stromzähler, PV-Anlage und Wärmepumpe funktionieren und unseren Alltag positiv verändern kann.

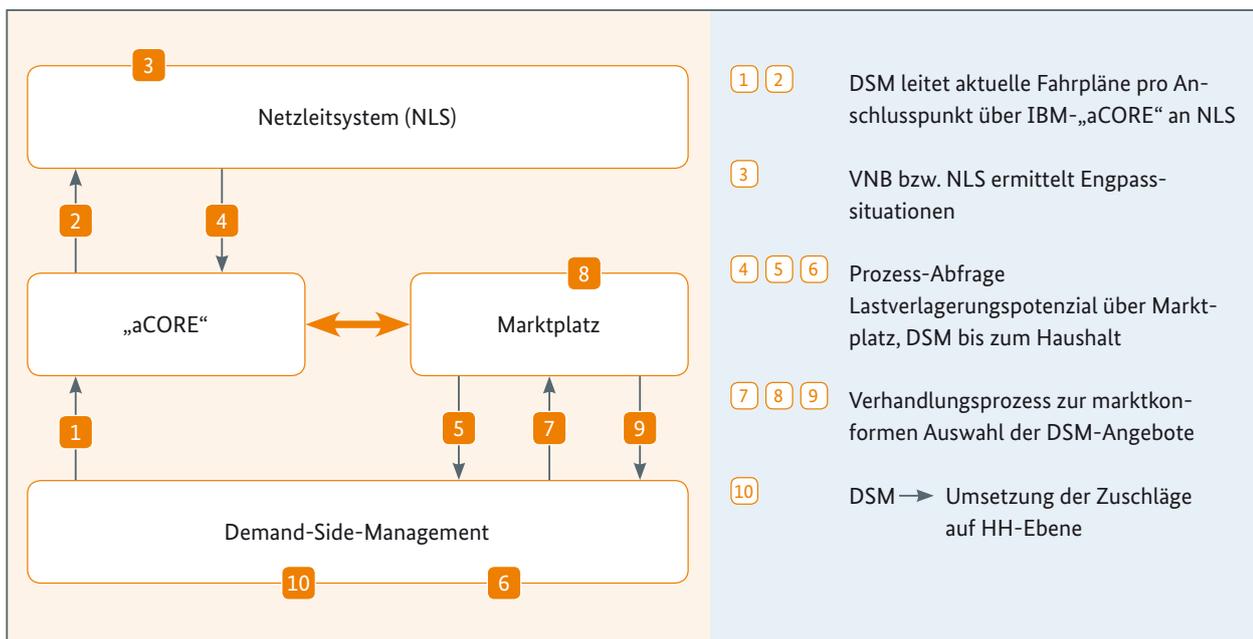
Intelligente Haushaltsgeräte, Elektrofahrzeuge und spezielle Services waren ebenfalls in das Projekt eingebunden. Die Steuerung sämtlicher Geräte und ihrer Aktivitäten erfolgte über die EnBW-Steuerbox.

Das Feedback der Teilnehmer war überaus positiv. Die Stromampel, die die aktuellen Strompreise anzeigt, ebenso wie die Informationen in der Auswerte-Software respektive auf dem iPod wurden regelmäßig genutzt. Mit diesen Tools erhielten die Kunden deutlich mehr Informationen über ihren Energieverbrauch als bisher. Durch die Verlagerung ihres Verbrauchs in Zeiten mit großem Energieangebot profitierten sie von günstigen Energiepreisen und entlasteten gleichzeitig das Netz.

Auch Flexibilitäten im Verbrauch sind durch die eingesetzten Mechanismen und Technologien nachhaltig aktiviert worden. In einzelnen Stunden wurden Lastverlagerungen von bis zu 20 Prozent, im Durchschnitt von 7 bis 15 Prozent gemessen. Bei einer nur um 1 Prozent gesteigerten Energieeffizienz können die Testpersonen der Umwelt etwa 20 Tonnen Kohlendioxid pro Jahr ersparen.

Die Bereitschaft zur aktiven Mitarbeit des Verbrauchers ist vorhanden, muss aber immer wieder neu motiviert werden. Im Projekt MeRegio haben wir Erfahrungen gesammelt, Probleme gelöst und viel gelernt. Vor allem eines: MeRegio ist machbar. Die weitere Entwicklung ist von den Rahmenbedingungen des regulatorischen Umfelds und des Markts abhängig.“

Verarbeitung des Prioritätssignals in der MeRegio-Architektur





realisiert. Das Preissignal zielt – gemäß dem „BNetzA-Ampelmodell“ in „grünen“ Zeiten – vor allem auf Lieferanten oder Aggregatoren ab, um die Möglichkeit einer stetigen Vermarktung von Lastverlagerungskapazitäten auch abseits von Netzengpässen zu schaffen. Für die Netzbewirtschaftung hingegen sind Mechanismen notwendig, die gemäß dem Ampelmodell in „gelben“ (oder gar „roten“) Zeiten eine – eher kurzfristige – Beeinflussung der Lasten oder deren Verlagerungskapazitäten durch den Netzbetreiber ermöglichen. Dieses „MeRegio Hybrid Modell“ genannte Prinzip lässt den Verteilnetzbetreiber auf Basis von Last- und Erzeugungsprognosen aller im betrachteten Netzgebiet angeschlossener Netzknoten eine permanente Prognose der Engpässe berechnen und über einen Marktplatz die entsprechende Beseitigung marktconform ausschreiben. Die Erfahrungen haben gezeigt, dass über solche Mechanismen grundsätzlich der „klassische“ Weg des Netzausbaus über Betriebsmittel (Kabel, Trafo etc.) in bestimmten Szenarien sinnvoll vermieden bzw. reduziert oder zumindest verzögert werden kann.

Neben der Wirksamkeit der Engpassvermeidung haben die Ergebnisse bei MeRegio weiterhin gezeigt, dass durch die Nutzung der vielfältigen Daten die Transparenz für den Netzbetreiber im Niederspannungsnetz deutlich steigen kann und somit viel frühzeitiger mögliche Handlungsfelder erkannt werden können. Die Erfahrungen insbesondere der realen Nutzbarkeit

heutiger Lastverlagerungspotenziale zeigten im Feldversuch aber auch die Herausforderungen auf, wie das grundsätzlich fehlende Potenzial in Haushalten und Gewerbe und das noch gering ausgeprägte Bewusstsein der Bevölkerung für solche Lösungen. In Gewerbe und Industrie zeigten die Erfahrungen, dass die Bereitschaft zur Teilnahme zwar sehr hoch, aber sowohl der (geringen) technische Reifegrad der Anlagen oder die hohe Taktung der Produktion („just-in-time“) oftmals gegen eine Verlagerung von Lasten sprachen.

MeRegio hat auch gezeigt, dass dezentrale elektrische und thermische Speichersysteme bei Haushalts- und Gewerbekunden bereits heute erhebliche Beiträge zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit dezentral erzeugter Energie liefern können. Geeignete Anreizsysteme können eine Marktdurchdringung beschleunigen.

Pilotprodukte

- MeRegio-Steuerbox – EnBW
- MeRegio-App – EnBW
- Power Submeter – systemplan GmbH
- Stromampel – EnBW
- Network Manager – ABB
- CORE-Plattform – IBM
- Marktplatz – SAP

Modellstadt Mannheim – Ein Energieorganismus zur intelligenten Verteilung dezentral erzeugter Energie



Im E-Energy-Projekt moma in der Modellstadt Mannheim wurde erstmals eine gesamte Energiesystemarchitektur wie eine natürliche Zellstruktur entwickelt, die eine Multispartenlösung für die größtmögliche Nutzung erneuerbarer Energieträger sowie die Einbindung von Energiespeichern ermöglicht.

Zur Umsetzung der IKT-basierten Struktur wurden Hardware und Software, insbesondere das Energiemanagementsystem BEMI/Energiebutler entwickelt und erprobt. Zudem wurden Smart-Grid-basierte Geschäftsmodelle und Anreizsysteme systematisch untersucht und umgesetzt.

Die zellulare Netzarchitektur im moma-Projekt schafft die Grundlage für die Beherrschung der Komplexität wachsender Vielfalt und Verbundenheit. Die Energiezellen können durch Gebäude, Stadtteile, Kommunen und Regionen als selbstoptimierende Energiekreisläufe gebildet werden, die regional und in hierarchischer Weise auch überregional miteinander verbunden sind

und somit eine Art Energieorganismus bilden. Die moma-Architektur besteht zunächst aus den einzelnen ans Verteilnetz angeschlossenen Gebäuden, die Objektzellen genannt werden.

Etwa 200 dieser Objektzellen sind in einer Verteilnetzzelle zusammengefasst, die Agentenstrukturen zur Netz- und Marktunterstützung enthält. Die ca. 300 moma-Verteilnetzzellen sind die Bestandteile einer Systemzelle. Eine CORE-Plattform dient der Integration und verbindet die Netzzellen für die gesamte Netzführung mit der Netzleitwarte sowie weiterführend mit dem Übertragungsnetz. Die CORE-Plattform verbindet darüber hinaus auch die lokalen Marktmechanismen über den Marktplatz der Energien in der Systemzelle mit den übergeordneten Energiemärkten. Die Kommunikation in und zwischen den Zellen erfolgt IP-basiert über Breitband-Powerline. Diese Form der Systemarchitektur ermöglicht darüber hinaus Security by Design. So muss ein Ausfall in einer Verteilnetzzelle das Gesamtsystem nicht notwendigerweise beeinträchtigen, so dass die Versorgungssicherheit erhöht ist.



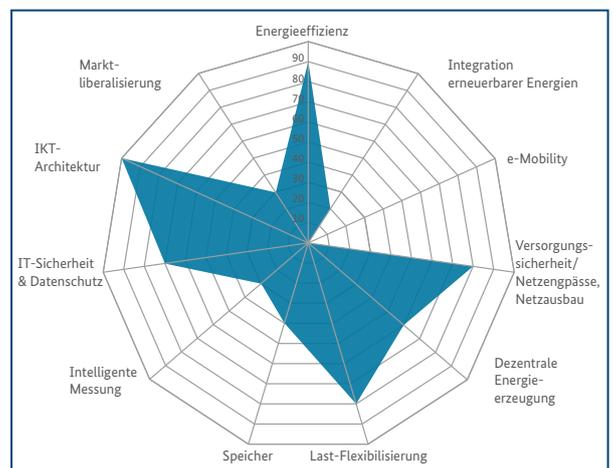
Dr. Robert Thomann, Projektleiter moma bei der MVV Energie AG

„In Zukunft sind Haushalte nicht mehr nur Verbraucher sondern auch Erzeuger, die Strom ins Netz einspeisen. Die Stromflüsse im öffentlichen Stromnetz werden dadurch immer komplexer – und bei einer ausschließlich zentralen Steuerung irgendwann unbeherrschbar. Darum wurde im Rahmen von moma nicht nur der Energiebutler erprobt, sondern auch so genannte Netzautomaten. Sie überwachen und koordinieren, ähnlich dem Energiebutler im Haus, an den Trafostationen Erzeugung und Verbrauch in einer Region. Diese Zellen sind nicht nur energetisch sondern auch informatorisch verbunden. Zusammen mit den Marktautomaten entsteht ein verbundenes Gesamtsystem.“



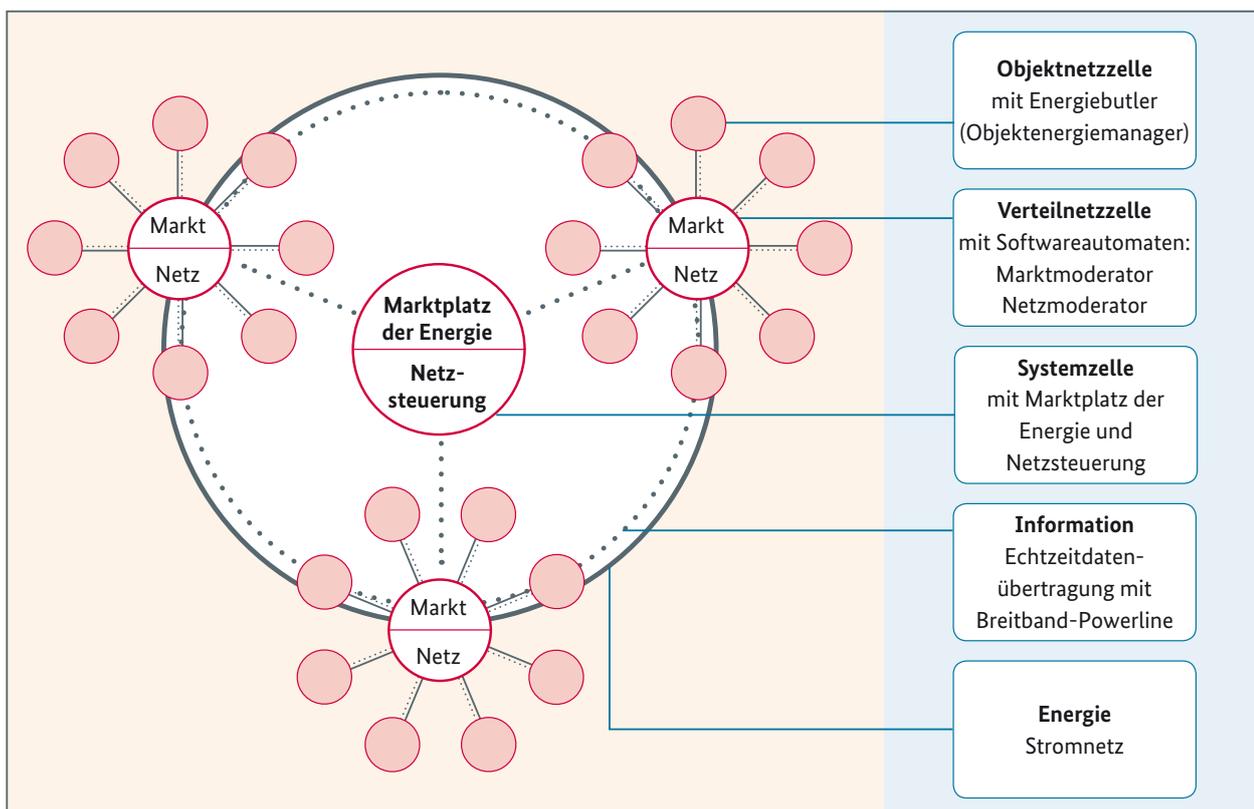
Für das Management der Objektzellen ist es wichtig, dass den Geräten in den Haushalten entsprechend den Markt- und Netzparametern die wesentlichen Informationen und Signale zukommen. In den insgesamt drei moma-Feldtests wurden in 671 Haushalten neue Steuerungsgeräte und -mechanismen getestet. Vor allem der Einbau der Energiebutler, die die Schnittstelle zwischen dem Energiemanagement, den anderen Zellen sowie den tatsächlich verfügbaren Geräten mit Flexibilitätspotenzialen in der Objektzelle bilden, war ein zentraler Baustein der Optimierung innerhalb der moma-Zellstruktur. Der Energiebutler hilft Stromkunden, ihren Verbrauch an den variablen Preisen des Energiemarktes auszurichten. Er kann Verbrauchsgeräte ansteuern und entscheidet innerhalb der vom Kunden gesetzten Parameter selbständig, wann ein Gerät ein- oder ausgeschaltet wird. Die wichtigste Größe dabei ist der aktuelle Strompreis. So schafft es der Energiebutler, die Geräte nur dann anzustellen, wenn es aus monetärer Sicht für den Verbraucher am sinnvollsten ist. Die über den dynamischen Tarif

Charakteristik von moma





Die zellulare moma-Architektur



kommunizierten Preissignale geben jedoch auch Netzbedürfnisse wieder, so dass der Energiebutler markt- und netzdienlich agieren kann.

Nachdem in den ersten, vielversprechenden Pilotfeldtests bereits einzelne technologische Komponenten betrachtet worden waren, begann der große Feldtest, der die gesamte moma-Infrastruktur ans Netz führte. Erklärtes Ziel war es, nicht nur das Zusammenwirken der moma-Komponenten zu untersuchen, sondern auch das Verhalten der Feldtestteilnehmer bezüglich seiner Preis-Elastizität. Die Feldtests zeigten eine hohe Akzeptanz für den dynamischen Tarif bei den Kunden und konnten nachweisen, dass die Haushalte auf eine 100-prozentige Preisänderung durchschnittlich mit einer 11-prozentigen Verbrauchsreaktion reagieren, zu besonderen Tageszeiten sind sogar 35-prozentige Verbrauchsveränderungen möglich.



Ingo Schönberg, Vorstandsvorsitzender Power Plus Communication AG (PPC)

„Das moma-Prinzip funktioniert. Die zellulare Systemarchitektur von moma und insbesondere Breitband-Powerline als Kommunikationstechnologie hat sich in der Praxis bewährt. Die zeigt sich nicht zuletzt an der hohen Datenverfügbarkeit im moma Gesamtsystem. Auch die weiteren Projektergebnisse zeigen die Potenziale, die in den intelligenten Energienetzen stecken. Energieversorger wie private Haushalte können mit von der Energiewende profitieren. Aufbauend auf den Ergebnissen können wir jetzt die nächsten Schritte planen. Mit der Einführung von Smart Metering in Deutschland werden wir in den kommenden Jahren die Basis für ein intelligentes Stromnetz legen.“

Modelle

- Zellulare Netzarchitektur im Energiesystem mit Anwendung auf Referenzarchitektur EU Smart Grid Mandat M/490 – MVV Energie, IBM
- Algorithmen als Grundlage für das automatisierte Energiemanagement, die die Interaktion mit Energiemarkt und -netz im Rahmen variabler Tarife und automatisierte Ableitungen von Steuerungssignalen ermöglichen – Fraunhofer IWES, MVV Energie
- Untersuchung thermischer Potenziale und von Algorithmen zur Potenzialerschließung zur Flexibilisierung des Energiesystems mit Kühlgeräten – Fraunhofer IWES, ifeu
- Methodik zur Modellierung von Anwendungsfällen, Ableitung von Maßnahmen für Interoperabilität und Informationssicherheit bis hin zu Normenprofilierung für Kommunikation und Sicherheit – IBM, MVV Energie

Simulationen

- Preisspreizungen analysieren, Skalierbarkeit der moma-Ergebnisse in Deutschland – ifeu
- Modellierung und Simulation der Netzführung mit Hilfe von verteilter Automation in eigenständigen, aber verbundenen Regelkreisen mit Markt- und Netzautomaten – Fraunhofer IWES, MVV Energie, IBM

Pilotprodukte

- Kommunikationsnetzwerk Breitband-Powerline – PPC
- Smart Meter Gateway als Grundlage von Messdatenerfassung und Datenschutz – PPC
- Energiemanagement Gateway als bidirektionale Kommunikationsschnittstelle zu Verbrauchs-/Erzeugungseinheiten in der Liegenschaft – MVV Energie, Fraunhofer IWES, PSE

- moma-App – MVV Energie
- Energiebutler (-software) – MVV Energie, Fraunhofer IWES, PSE
- OGEMA-Plattform – OGEMA-Allianz, Fraunhofer IWES, MVV Energie

Zentrale Veröffentlichungen

- Verantwortlicher Konsortialpartner MVV Energie: Abschlussbericht zum E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma). Mannheim Mai 2013
- Andreas Kiessling, Michael Niemann, Frieder Schmitt (2013). Why Smart Grids? it - Information Technology Methoden und innovative Anwendungen der Informatik und Informationstechnik. Band 55, Heft 2, Seiten 52–62, April 2013
- Arne Grein (ifeu), Martin Pehnt (ifeu), Markus Duscha (ifeu), Holger Kellerbauer (UDE); Ergebnisstudie E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma), Mannheim, 2009

Standards und Patente

- Patent zu Abstimmungsverfahren in Netzzellen mit Automaten – MVV Energie
- OGEMA-Plattform – OGEMA-Allianz, Fraunhofer IWES, MVV Energie

Strukturen

- OGEMA-Allianz – Fraunhofer IWES, MVV Energie
- Kooperation zwischen OGEMA-Allianz und EEBus Initiative – Fraunhofer IWES, MVV Energie

Regenerative Energie aus dem Harz



Im Landkreis Harz wurde ein stark regional fokussiertes Modellprojekt – RegModHarz – umgesetzt. 18 Partner sowie vier assoziierte Firmen – viele sind im Landkreis selbst aktiv und teilweise sogar dort ansässig – stellten das RegModHarz-Konsortium dar. Zusammen setzten die Partner ein virtuelles Kraftwerk um, das unterschiedlichste Verbraucher, Erzeuger und Speicher integrierte. Die Koordination von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicherflexibilitäten sowie der Versuch, die lokalen Verteilnetzkapazitäten zu erhöhen, hatten dabei insbesondere die maximal mögliche Integration von erneuerbaren Energien zum Ziel.

Die Modellregion im Harz setzte sich schwerpunktmäßig mit der gebündelten Vermarktung der regional vorhandenen erneuerbaren Erzeugungsmengen, die zu

einem virtuellen Kraftwerk zusammengefasst wurden, auf unterschiedlichen Märkten auseinander. Dafür wurde eine Erweiterung des IEC-61850-Standards entwickelt, die eine einfache und sichere Plug-and-play-Anbindung von Anlagen an eine Leitwarte ermöglicht. Mit diesem neuentwickelten generischen Datenmodell kann eine automatisierte Einbeziehung von Anlagen in das Energiemanagement bewerkstelligt werden. Während des Vollbetriebs der gesamten IKT-Architektur des virtuellen Kraftwerks im Sommer 2012 erhielten sechs unterschiedliche dezentrale Anlagen (zwei Photovoltaikanlagen, zwei Windenergieanlagen, eine Biogasanlage und eine Brennstoffzelle) Fahrpläne, die von ihnen umgesetzt wurden, so dass die geplant generierten Energiemengen optimiert an simulierten EPEX-Day-Ahead- und Intraday-Märkten angeboten werden konnten. Innerhalb von 14 Tagen konnte das virtuelle Kraftwerk im Harz auf diese Weise 3,3 GWh Strom aus den Anlagen vermarkten und gemäß einer auf EPEX-Daten von 2008 basierenden Simulation 250.000 € Umsatz erwirtschaften. Der neu entwickelten Funktion des Poolkoordinators, der den dezentral erzeugten Strom bündelt und vermarktet, kam dabei eine besondere Bedeutung zu.

Besonders hervorzuheben ist die bewiesene Stabilität der zugrunde liegenden IKT-Architektur. Das virtuelle Kraftwerk hat während des Feldtestzeitraums stabil Messwerte aufzeichnen und Fahrpläne an die Anlagen verschicken können. Die Versendung der Fahrpläne konnte dabei trotz Optimierungsalgorithmen schnell vonstattengehen und auch das generische Datenmodell, das nicht alle anlagenspezifischen Daten erfassen kann, hat sich im Feldtest als praktikabel erwiesen.

Mit dem „Regionalen innovativen Stromtarif aus erneuerbaren Energien“, der im Rahmen des Projekts geschaffen und im Feldtest erprobt wurde, können die Verbraucher im Harz regionalen Strom aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind, Sonne oder Biogas beziehen. Der Tarif war an der Minimierung der Residuallast innerhalb der Region orientiert, so dass die Kunden aktiv zur Ausbalancierung von Erzeugung und Verbrauch beitragen konnten. Er wurde durch ein Energiemanagementsystem und smarte Haushaltsanwendungen automatisch verarbeitet. Regionalstrom dient



Guluma Megersa, CUBE Engineering GmbH in Kassel

„KWK-Anlagen und Wärmepumpen müssen den Wärmebedarf bedarfsgerecht decken, was der Flexibilität in der Stromerzeugung Grenzen setzt. Stattet man

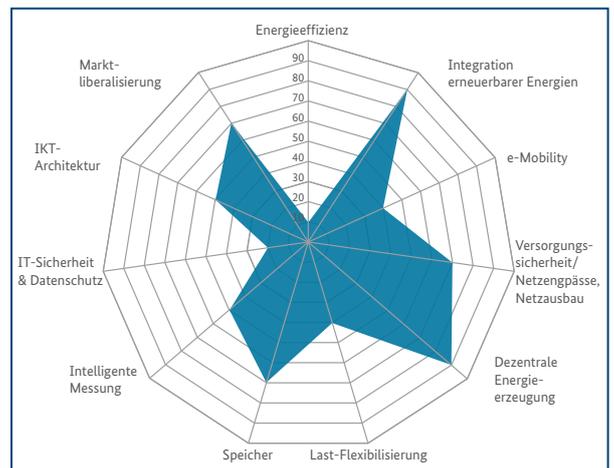
die Anlagen mit größeren Wärmespeichern aus, werden Stromerzeugung bzw. -verbrauch flexibel. Nun kann eine Betriebsweise gewählt werden, die die schwankende Wind- und PV-Einspeisung sinnvoll ergänzt. In der Simulation galt es festzustellen, wie deutlich sich der Speichereinsatz hier durch reduziert. Vereinfacht wurde angenommen, dass die Modellregion sich zu jeder Stunde mit der benötigten Leistung selbst versorgt.

Mittels Management der flexibilisierten Stromverbraucher und -erzeuger erhöhte sich die Anzahl an Jahresstunden, in denen weder Stromimporte noch Bezug von Speicherstrom nötig sind, um über 20 Prozent gegenüber der unflexiblen Betriebsweise. Thermische Speicher sind kostengünstiger als Stromspeicher. Deren Ausbau sollte forciert werden, um die erforderliche Flexibilität im Stromversorgungssystem herzustellen.“



im Harz zudem als Instrument zur Kundenbindung und Identifikation mit der heimischen Energieversorgungsstruktur. So wird auch die Akzeptanz dezentraler Erzeugungseinheiten wie Windparks gesteigert. Eine Online-Plattform bot darüber hinaus die Möglichkeit, Informationen über den Tarif und die aktuelle, die vergangene und die zukünftige Erzeugung von erneuerbarem Strom zu analysieren und zu beziehen.

Charakteristik von RegModHarz





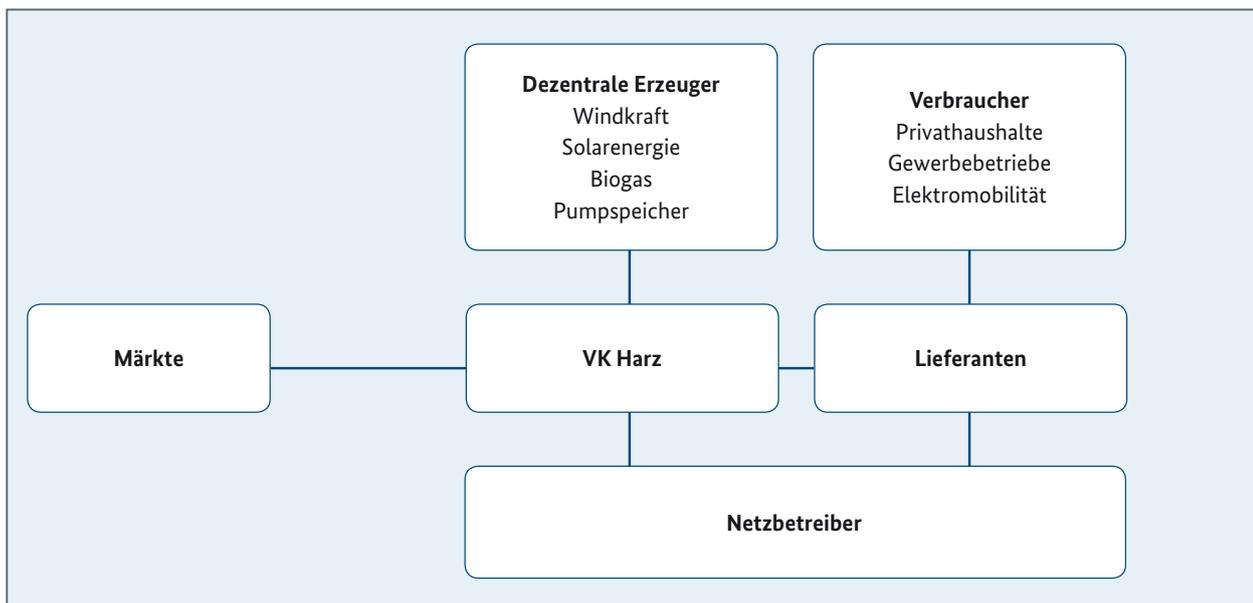
Martin Winter, Software-Architekt und Forscher bei der Siemens AG

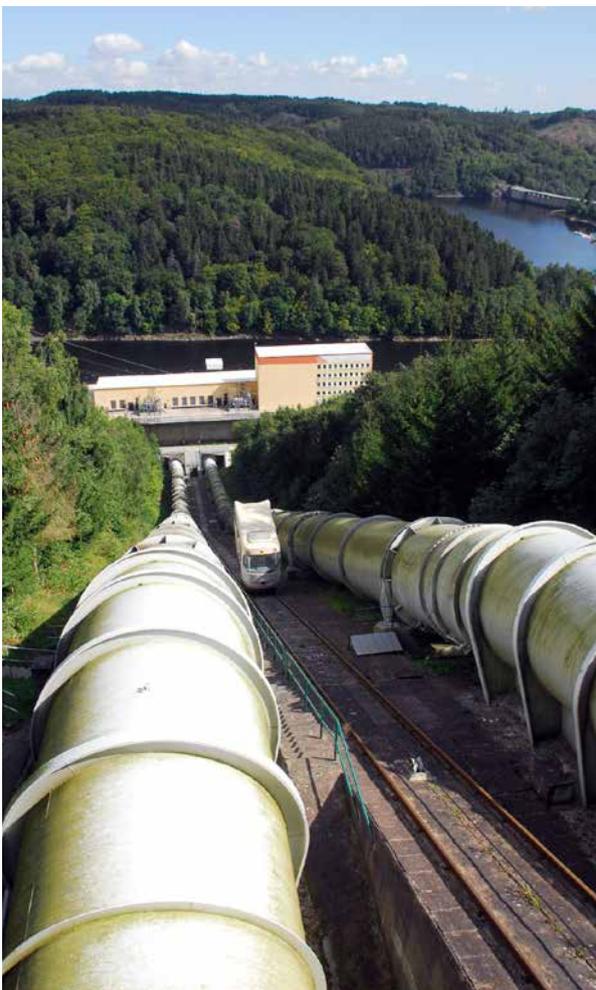
„Schon heute gibt es hunderte kleiner Energieerzeuger im Landkreis Harz, und täglich werden es mehr. Damit alle diese Anlagen ihre Stärken und Potenziale in ein Smart Grid einbringen können, benötigen sie eine einheitliche Kommunikationsschnittstelle. Die RegModHarz-PowerBridge ermöglicht dem Anlagenbesitzer, seine Energiedienstleistungen dem Smart Grid anzubieten. Umgekehrt gibt sie dem Netz die Möglichkeit, diese Dienstleistungen zu nutzen und die Variabilität der Anlagen optimal in den Netzbetrieb zu integrieren. So entsteht ein Mehrwert auf beiden Seiten.“

Auch im Harz konnte gezeigt werden, dass durch Wind-Kurzfristprognosen Gewinne bei der Direktvermarktung von erneuerbaren Energien erhöht werden können. Durch den flexiblen Einsatz von Biogasanlagen kann ein Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung aus Sonne und Wind geleistet werden.

Eine weitere zentrale Komponente des RegModHarz-Projekts war die Einbindung von Phasor Measurement Units (PMU) zur Verbesserung des Netzmonitorings. Insgesamt wurden 10 PMUs in vier lokalen Teilnetzen der E.ON Avacon AG installiert und ein Datenspeichersystem zur Messdatenspeicherung sowie eine Online-Webapplikation zur sekundengenauen Anzeige ausgewählter PMU-Messgrößen programmiert und in Betrieb genommen. Über das erste Halbjahr 2012 wurde so im Feldtest das Netz in der Region detailliert analysiert, was zu der Feststellung führte, dass lokale Spannungs- und Frequenzereignisse im Harzer Netz weiter zunehmen.

Zentrale Komponenten des RegModHarz-Systems und ihr Zusammenspiel





(Pilot-)Produkte

- PowerBridge – Siemens
- energyPRO-Prognosesystem – Cube Engineering, EMS International, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
- Leitwarte – Fraunhofer IWES
- OGEMA – Fraunhofer IWES
- RedSim-Software als Energiemanagementsystem zur Erstellung von Fahrplänen für dezentrale Anlagen – Fraunhofer IWES

Zentrale Veröffentlichungen

- Tagungsband 17. Kasseler Symposium Energiesystemtechnik mit zentralen Projektergebnissen und Ausblick – Fraunhofer IWES
- „Landkreis als Vorreiter – Regenerative Modellregion Harz“, Sammelband mit sämtlichen Projektinfoblättern – Fraunhofer IWES

Standards und Patente

- Aufsetzen von Kommunikationsdiensten und Datenmodellen auf IEC 61850 – Siemens

Strukturen

- Weiterentwicklung von OGEMA und OpenMUC im Folgeprojekt OGEMA 2.0 – Fraunhofer IWES und ISE
- Folgeprojekte EE-Konzept und SECVE

Die intelligente Kilowattstunde



Ziel des Smart-Watts-Systems ist ein unbundlingkonformes Informations- und Steuerungsmodell für das Energiesystem, bei dem den Marktakteuren zeitnah Ist-Daten der Erzeugung und des Verbrauchs zur Verfügung stehen. Somit können über ein intelligentes Versorgungsmanagement die übergreifende Steuerung und Optimierung des Energieportfolios (die sogenannte Ende-zu-Ende-Optimierung) erfolgen. Der Ausgleich erfolgt neben den konventionellen Methoden des Portfoliomanagements auch durch direkte Beeinflussung der Erzeugung und des Verbrauchs. Dies ermöglicht, die Verfügbarkeit, aber auch die Schwankung in der Erzeugung der erneuerbaren Energien optimal zu nutzen.

Durch das anreizbasierte System werden Einspeisung und Verbrauch, Angebot und Nachfrage gezielt beeinflusst. Der Preis für Erzeugung und Verbrauch wird entsprechend vorgegebener Regeln dynamisch gestaltet und an die jeweiligen Endgeräte gesendet. Im Smart Home bietet die intelligente Kilowattstunde dem Verbraucher über die Einflussgröße Preis einen Anreiz, seinen Energieverbrauch (manuell oder automatisiert) in günstige Zeiträume zu verlagern – bei gleichbleibendem Komfort. Die mittels Smart Meter erhobenen Verbrauchsdaten sind Grundlage für variable Tarife und werden mit einem flexiblen Abrechnungs- und Reportingsystem abgerechnet und transparent gemacht. Damit können Angebote gestaltet werden, die energiesparendes Verhalten anregen.



Robert Delahaye, Gesamtprojektleiter Smart Watts

„Wir sind sehr zufrieden, im Rahmen des Projektes ein Gesamtsystem realisiert zu haben, dessen Prozessstabilität im

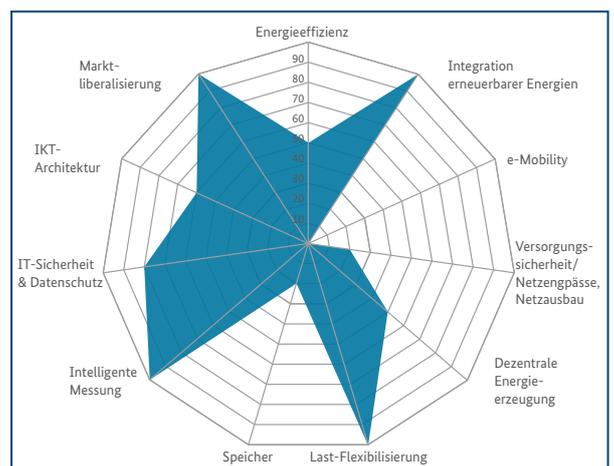
Feldtest nachhaltig bewiesen wurde. Die Ergebnisse von Smart Watts zeigen deutlich, dass die wesentliche Herausforderung der Energiewende in der durchgängigen und sicheren Vernetzung der Energiewelt mit stabilen und flexiblen IKT-Systemen liegt. Im Laufe der Projektarbeit konnten wir im erfolgreichen Zusammenspiel der unterschiedlichen Disziplinen Produkte und Dienstleistungen entwickeln, die vielfältige Anwendungen für smarte Systeme ermöglichen – insbesondere auch für kommunale Versorgungsunternehmen. Für eine wirtschaftliche Anwendung dieser Lösungen müssen gesetzliche Regelungen z.B. in Bezug auf technische Gerätestandards oder klare Investitionsanreize festgelegt werden sowie Geschäftsmodelle und Märkte weiterentwickelt werden.“

Mit Hilfe des offenen Standards EEBus wird die notwendige Vernetzung des Haushalts mit den Informations- und Steuerungssystemen sichergestellt. Die damit bereitgestellten Informationen können von intelligenten Steckdosen und Haushaltsgeräten gemäß den Benutzervorgaben automatisch verarbeitet werden. Über eine funktionsstarke iOS-basierte Feedback- und Steuerungs-App erhalten die Kunden detaillierte Informationen zu ihrem Stromverbrauch und können die Parameter, innerhalb derer das Energiemanagement automatisiert Verbrauchsinformationen schaltet, bestimmen. Sie können durch die Smart-Watts-App ihr Nutzerverhalten anpassen und zur Erhöhung der Effizienz im Energiesystem beitragen. In einem Feldtest in Aachen wurde das Zusammenspiel der verschiedenen Smart-Watts-Bausteine getestet. Insgesamt fast 300 Haushalte, die in drei Gruppen unterschiedliche technische Set-ups ausprobieren, sind in die Feldtestinfrastruktur integriert. Nach den ersten Monaten



der Feldtests deutet vieles darauf hin, dass integrierte automatisierte Lösungen am zuverlässigsten größere Lastverschiebungen erzielen. Mit intelligenten Geräten waren in günstigen Tarifzonen Verbrauchserhöhungen von fast 10 Prozent umsetzbar. In teuren Tarifzonen wurden Verbrauchsreduzierungen um bis zu 5 Prozent nachgewiesen.

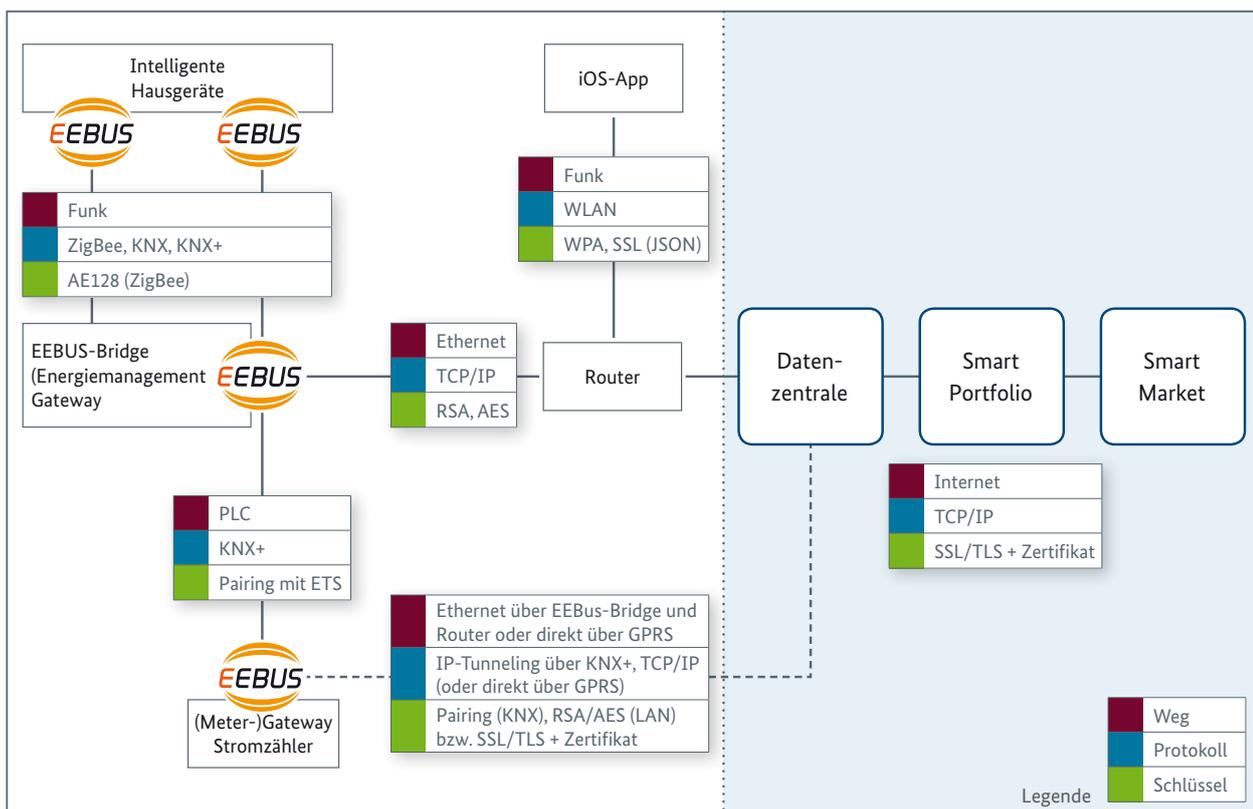
Charakteristik von Smart Watts





Der EEBus als Teil des Smart-Watts-Projekts hat inzwischen eine beachtliche Erfolgsgeschichte geschrieben und wurde bereits als eine Pionierleistung für die Energiewende gefeiert. Der Schlüssel zum Erfolg ist seine Funktion als Dolmetscher: Der EEBus beschreibt die Nutzung bestehender Kommunikationsstandards und -normen für unterschiedliche Akteure – Energieversorger, Netz, Erzeuger, Verbraucher –, deren Vernetzung im Rahmen der Energiewende immer wichtiger wird, und ermöglicht damit den Austausch von Anwendungen und Diensten. So werden Komfort und Effizienz des Zusammenspiels erhöht. Auf der HANNOVER MESSE 2012 wurde so der EEBus-Verein gegründet, dem inzwischen große Energieversorger wie E.ON, aber auch führende Produzenten von Netztechnik wie ABB oder weißer Ware wie Miele oder BSH und viele weitere zentrale Smart-Grid-Akteure angehören. Der EEBus-Verein wächst weiter und gewinnt stetig an Einfluss. Der Durchbruch des Standards ist greifbar geworden.

Systeme und Komponenten im Smart-Watts-Feldversuch





Til Landwehrmann, Kellendonk Elektronik GmbH

„Der Ansatz, über den EEBus ein normenbasiertes Vernetzungskonzept aufzubauen, hat zu einer hohen Akzeptanz in der Industrie geführt, auf deren Basis künftige Smart-Home-Projekte realisiert werden können. Wir müssen uns aber auch zugestehen, dass die Zusammenführung der unterschiedlichen Akteure zu einem Gesamtsystem komplex ist. Es war eine Herausforderung, die sich aber mit vereinten Kräften meistern ließ. Meines Erachtens ist es mit dem Smart-Watts-Projekt gelungen, die Voraussetzung für den Einsatz von Smart-Energy-Konzepten in der Fläche zu schaffen. Denn hier steht ein großes Potenzial an Verbrauchern und Prosumern zur Verfügung, das – entsprechend gesteuert – einen wichtigen Beitrag zur Netzentlastung leisten kann. Um die Idee des Smart Homes weiter voranzubringen, sollte die Konnektivität zwischen den einzelnen Bausteinen des Systems systematisch ausgebaut werden. Im Mittelpunkt stehen neben dem Energiemanagement sicherlich auch mehr Komfort, höhere Sicherheit und damit weitere Anwendungsmöglichkeiten.“

Modelle und Verfahren

- Dynamische Bezugskonditionen
- „VKW-Strom“ – Modell für ein Handelsprodukt
- Großhandelsprodukte für die intelligente Kilowattstunde

Simulationen

- BHKW-Simulation
- Voruntersuchung Preissensitivität (Simulation)

Pilotprodukte

- EEBus intelligente Steckdosen – Kellendonk
- EEBus Bridge – Kellendonk
- EEBus Stack – Kellendonk
- Innovative Tarifprodukte – Stawag
- Smart Portfolio-Management – PSI
 - Smart Forecasting – PSI
 - Smart Balancing – PSI
 - Smart Accounting – PSI
 - Smart Information & Advice – PSI
- Gateway-Basissoftware
- Datenzentrale
- Smart Market als Handelsplattform für die intelligente Kilowattstunde – SOPTIM AG

Standards und Patente

- EEBus zur Beschreibung der effizienten Nutzung bestehender Kommunikationsstandards, die herstellerunabhängige Kommunikation zwischen allen Netzteilnehmern ermöglicht – Kellendonk Elektronik
- Security Token für die Energiewirtschaft
- Energy Name Service (ENS)

Strukturen

EEBus Initiative e. V. – Kellendonk Elektronik

Die E-Energy-Begleitforschung

Das BMWi legt bei Förderprogrammen Wert auf die Qualitätssicherung, die projektübergreifende Kommunikation sowie die Sicherstellung einer beschleunigten Vermarktung bzw. Anwendung von Innovationen. Dazu setzt das Ministerium auf das Instrument der Begleitforschung – so auch bei E-Energy: Mit der Begleitung der Modellprojekte und des gesamten Programms beauftragte das BMWi ein Konsortium unter der Leitung von B.A.U.M. Consult GmbH. Der E-Energy Begleitforschung gehörten folgende Organisationen an:

- ▶ B.A.U.M. Consult GmbH, München/Berlin (Konsortialführung)
- ▶ TU München
- ▶ TU Darmstadt
- ▶ incowia GmbH, Ilmenau
- ▶ LoeschHundLiepold Kommunikation GmbH, München/Berlin

Als zentrales Instrument für die Vernetzung und den Wissenstransfer zwischen den Projekten wurden Fachgruppen gebildet. Sie dienten dem Aufbau von projekt- und programmübergreifenden Kooperationen sowie eines gemeinsamen Vorgehens der Modellregionen. Für spezielle Aufgaben wurden von den Fachgruppen Task-Forces eingerichtet.

Die Fachgruppen sollten die Vertreter aus den Modellprojekten untereinander sowie mit der Begleitforschung und mit ausgewählten Experten zusammenführen. Die Begleitforschung war insbesondere für die Arbeitsprozesse und die Moderation verantwortlich und unterstützte die Treffen bei Bedarf auch organisatorisch.

Folgende Fachgruppen wurden anhand einer Bedarfsanalyse in Abstimmung mit den Modellprojekten sowie den Auftraggebern und Projektträgern eingerichtet:

- **Fachgruppe Interoperabilität** mit den Arbeitsschwerpunkten Architekturen, Hard- und Softwaretechnologien, Schnittstellen, Informationssicherheit und Normen (in Kooperation mit Standardisierungsorganisationen).
- **Fachgruppe Rechtsrahmen** mit den Arbeitsschwerpunkten Energierecht und Regulierung sowie Datenschutz.
- **Fachgruppe Markt** mit den Arbeitsschwerpunkten Marktentwicklung, Bedarfe und Akzeptanz sowie IKT-Unterstützung für Geschäftsprozesse.

– **Fachgruppe Systemarchitektur** mit den Arbeitsschwerpunkten Modellierung von IKT-Lösungen für zukünftige Energiesysteme, Ontologien und Referenzarchitekturen, IKT Unterstützung für Geschäftsprozesse und Security by Design.

Vor allem über die Mitglieder der Fachgruppe Interoperabilität unterstützten die Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (DKE) und das dafür eigens in ihren Strukturen geschaffene Kompetenzzentrum E-Energy/ Smart Grids bei ihren nationalen und internationalen Normungsaktivitäten. So konnte das Kompetenzzentrum die in E-Energy gewonnenen Erkenntnisse in zwei Normungsroadmaps aufarbeiten sowie auf europäischer Ebene mitbringen.

Die Konsortialpartner in der Begleitforschung teilten die unterschiedlichen Evaluationsdimensionen nach Know-how-Schwerpunkten auf. So widmete sich der Systems-Engineering-Lehrstuhl der TU München vor allem der Evaluation der in E-Energy entwickelten und eingesetzten IKT-Komponenten. Das Fachgebiet regenerative Energien der TU Darmstadt widmete sich maßgeblich der elektrotechnischen Evaluation der Modellregionen. B.A.U.M. Consult beschäftigte sich vor allem mit den sozioökonomischen Ergebnissen und den wirtschaftlichen Ansätze der Modellregionen. So wurden z. B. die entwickelten Marktmodelle skizziert und verglichen, die in den Modellregionen eingesetzten Tariftypen und ihre Effekte spezifiziert und Rekrutierungs- und Kommunikationskampagnen verglichen. Ein weiterer Fokus der Arbeiten im Bereich Marktevaluation lag in der vergleichenden Analyse von Ansätzen zur Einbindung von Gewerbetunden in die Smart-Energy-Strukturen.

Die Fördermaßnahme E-Energy sollte FuE-Aktivitäten beschleunigen, die einer zielgerichteten Entwicklung der Informations- und Kommunikationstechnologien für den Bereich der zukünftigen Energieversorgung dienen. Damit gewährleistet werden konnte, dass die Ergebnisse auch außerhalb der Projekte ausreichend zur Kenntnis genommen werden und ihre Potenziale zur Geltung bringen können, wurde eine auf die gesamte Projektlaufzeit ausgerichtete Transferstrategie entwickelt.

E-Energy erfreute sich großer internationaler Aufmerksamkeit. So waren und sind die Akteure der



Die Teilnehmer des ersten länderübergreifenden DACH-Workshops 2009.

Modellregionen und die Mitglieder der Begleitforschung fragte Experten bei internationalen Konferenzen und für weitergehende Kooperationen. Mit zunehmendem Fortschreiten des Programms fand die Begleitforschung vor allem in der Germany Trade and Investment (GTAI) und der Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) leistungsfähige Partner für den internationalen Transfer der E-Energy-Ergebnisse.

Die Präsenz der E-Energy-Begleitforschung in Sitzungen der European Energy Grid Operator Initiative (EEGI) sowie beim International Smart Grid Action Network

(ISGAN) brachte E-Energy eine europa- und weltweite Beachtung und legte den Grundstock für diverse Folgeprojekte von E-Energy auf internationaler Ebene.

Besonders eng war die Zusammenarbeit mit den Smart-Grid-Experten in Österreich und der Schweiz im Rahmen der Smart-Grid-DACH-Kooperation. Sie wurde anlässlich des E-Energy-Kongresses 2009 mit einem „Memorandum of Understanding“ ins Leben gerufen und verfolgt eine enge Kooperation in den deutschsprachigen Ländern bei der Entwicklung intelligenter Energiesysteme (siehe www.smartgrids-dach.eu).

Die Vernetzung von E-Energy

E-Energy war weit mehr als das Durchführen von sechs Modellprojekten. Die Modellregionen und die Begleitforschung pflegten intensiven Kontakt zu weiteren nationalen und internationalen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten in den Bereichen Smart Energy, Smart Grid, Smart Home, Smart Mobility und Smart City.

Sehr eng war die Zusammenarbeit mit den einschlägigen Verbänden sowie den Standardisierungsinstitutionen.

Eine weitere zentrale Aufgabe der Begleitforschung bestand darin, die E-Energy-Projekte mit anderen Smart-Grid-Projekten zu vernetzen. Das BMWi förderte über die E-Energy-Modellregionen hinaus weitere Projekte und schrieb Smart-Grid-Studien aus, für die die Modellregionen wertvollen Input aus ihren praktischen Erfahrungen liefern konnten. Besonders zu erwähnen sind hier die Projekte IRENE, Future Energy Grid, ZESMIT und Sikt.

Das Projekt IRENE widmet sich Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsarbeiten im Allgäuer Dorf Wildpoldsried. IRENE steht dabei für „Integration regenerativer Energien und Elektromobilität“. Die Konsortialpartner Allgäuer Überlandwerk, Hochschule Kempten, RWTH Aachen und Siemens kooperieren, um das im Jahr 2020 für ganz Deutschland zutreffende Energieszenario zu erforschen, da in Wildpoldsried bereits jetzt die entsprechenden EE-Einspeisebedingungen und Netzzustände vorliegen und dort IKT-basierte Lösungen erprobt werden können, die bei der Bewältigung der entstehenden Herausforderungen im Netz eingesetzt werden können.

Im Rahmen des Projekts Future Energy Grid erstellten unter der Leitung der acatech viele Experten auch aus den Modellregionen die Studie „Future Energy Grid – Migrationspfade ins Internet der Energie“. Diese Studie zeigt unterschiedliche Szenarien für die Entwicklung und den Rollout von Smart Grids in Deutschland. Sie beschäftigt sich mit einer Kundensegmentierung für Smart-Grid-Angebote sowie einem internationalen Vergleich der Aktivitäten im Bereich Smart Grids.

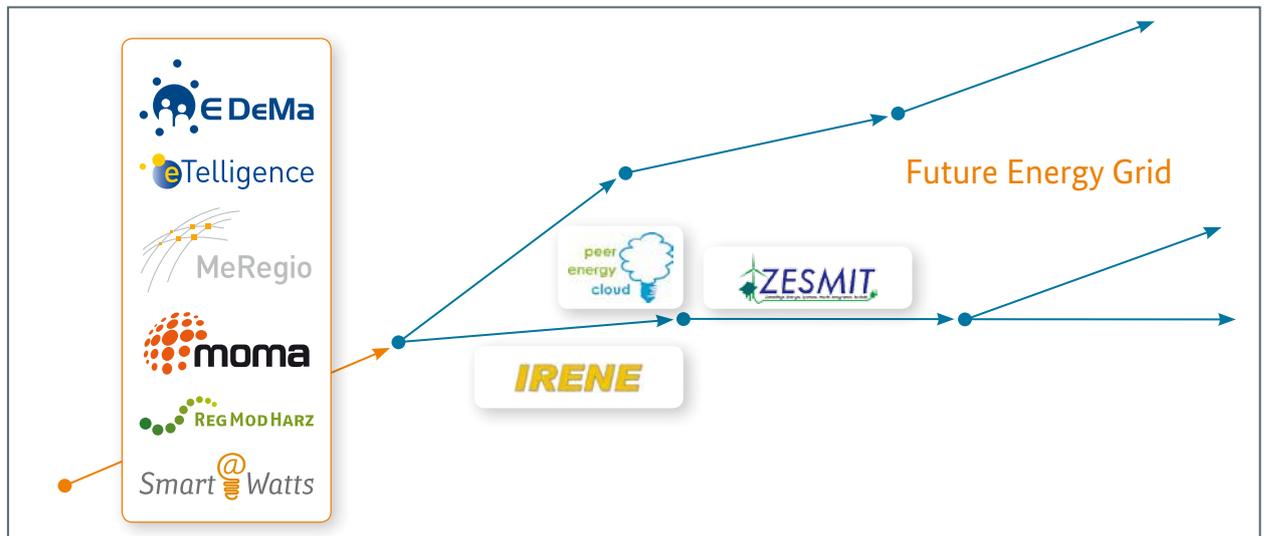
Das Projekt ZESMIT – Energiesysteme der Zukunft: Markt, Integration, Technik wurde vom Center for Digital Technology and Management (CDTM) an der TU München geleitet und beschäftigte sich in seinen Schwerpunkten mit der Entwicklung von Produkt- und Geschäftsideen im Energiebereich unter Zuhilfenahme von Smart Grids. So entwickelten die CDTM-Wissenschaftler z. B. Energy-Apps zur Visualisierung von Verbräuchen oder Tarif-Apps, die Verbraucher dabei unterstützen, unter einer Vielzahl von Optionen den für sie optimal passenden Tarif zu finden. Im Rahmen von ZESMIT entstanden so mehrere Publikationen, die die Produkt- und Geschäftsideen im Bereich E-Energy detailliert darstellen.

Das Projekt Sikt – Sichere Informations- und Kommunikationstechnologien für ein intelligentes Energienetz wurde ebenfalls vom BMWi gefördert und unter der Konsortialführung von secunet Security Networks AG bis zum 3. Quartal 2013 umgesetzt. Am Ende des Projekts stand eine IT-Security-Studie, die auf Basis einer ersten abstrakten Referenzarchitektur aus EU-Projekten sicherheitsrelevante Anforderungen für das

Enge Zusammenarbeit von E-Energy mit den relevanten Verbänden



Die Modellprojekte: erste Schritte auf einem längeren Weg.



Energieinformationsnetz im Smart Grid spezifiziert. Die Studie beschreibt sicherheitsrelevante Themen in Bezug auf unterschiedliche Segmente bzw. Domänen der Referenzarchitektur, einschließlich der Endgeräte in Unternehmen und Haushalten mit Energiemanagement- und Smart-Meter-Systemen.

Auch wenn die E-Energy-Modellregionen durch ihre komplementären Ansätze unterschiedlichste Bereiche des Smart Grids abdecken konnten, ist die Arbeit noch nicht getan. Die Modellregionen haben nur den ersten Teil des Wegs bewältigt und dabei grundlegende Erkenntnisse gewonnen. Den weiteren Weg werden andere Projekte definieren und gehen (z. B. ZESMIT, IRENE oder Future Energy Grid).

Mit der Netzplattform wurde während der E-Energy-Laufzeit ein zentrales Stakeholder-Gremium geschaffen, das maßgeblich an der Umsetzung der Energiewende beteiligt sein wird. Vor allem in der AG „Intelligente Netze und Zähler“ unter Vorsitz der Abteilung III des BMWi engagierten sich Akteure aus Modellregionen und Begleitforschung gleichermaßen in einem konstruktiven Dialog über die Gestaltung und die rechtlichen und regulatorischen Bedingungen für Smart Grids in Deutschland. So konnten die in E-Energy gesammelten Erfahrungen direkt in den politischen Prozess zum Netzaus- und -umbau überführt werden.

Seine Fortsetzung findet E-Energy in weiteren Förder-

schwerpunkten der Bundesregierung:

- 2014 startet eine Reihe von Förderprojekten, die für die ressortübergreifende Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ ausgewählt wurden. Ihr Schwerpunkt liegt bei innovativer Technologie für die Netzführung, weniger im Bereich der Märkte oder der Aktivierung von Kunden.
- Im Rahmen einer Ausschreibung für „Schaufensterprojekte“ werden ab 2014 Regionen gesucht, in denen die in E-Energy und anderen Forschungs- und Entwicklungsprojekten erarbeiteten Lösungen (von der Technologie bis zu den marktorientierten Diensten) im großen Stil ausgerollt werden. Dabei soll eine Region mit intelligenten Lösungen dem Druck eines starken Ausbaus von PV-Anlagen begegnen, eine andere sich mit der Integration von Windenergieanlagen mit hoher Gesamtleistung auseinandersetzen.
- Die Bundesregierung beteiligt sich an der Vorbereitung eines europäischen Förderprogramms zu Smart Grids: ERA-NET plus. Hieran beteiligen sich bisher 13 europäische Länder. Die Förderbekanntmachung ist für 2014 geplant. Erste Projekte sollen 2015 starten.

Auf Basis der abgeschlossenen Evaluation hat die Begleitforschung Hinweise auf weiteren Forschungsbedarf gegeben. Insbesondere kann und wird Deutschland die Chancen nutzen, die Ergebnisse von E-Energy im Rahmen von internationalen Programmen (z. B. Horizon 2020, ISGAN oder das im Aufbau befindliche Smart Grid ERANet plus) nutzbar zu machen.

Das Energiesystem im Wandel

Drei Ziele stehen seit jeher im Fokus der deutschen Energiepolitik: Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit. Diese in Zeiten von steigender Nachfrage, Rohstoffknappheit und Klimawandel zu erreichen, stellt uns alle vor große Herausforderungen. Deutschland hat die gesellschaftliche Grundentscheidung getroffen, unsere Energie in Zukunft weitestgehend aus erneuerbaren Quellen zu beziehen. Die Bundesregierung hat die Weichen für den Einstieg in das neue Zeitalter gestellt. Der Ausstieg aus der Kernenergie ist beschlossen und die fossilen Energieträger haben nur eine Brückenfunktion, bis die erneuerbaren Energien zuverlässig ihre Rolle übernehmen können und die dafür notwendige Energieinfrastruktur ausgebaut ist.

Durch einen beschleunigten Netzausbau und Netzausbau, die Verbesserung der Markt- und Systemintegration sowie die verstärkte Nutzung von Speichern soll der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von heute 25 Prozent des Bruttostromverbrauchs bis 2025 auf 40 bis 50 Prozent steigen und bis 2035 55 bis 60 Prozent erreichen.

Der grundlegende Umbau der Energieversorgung bedeutet eine große Chance für kommende Generationen. Als erste Industrienation kann Deutschland die Wende zu einem hocheffizienten erneuerbaren Energiesystem schaffen. Dies verlangt aber auch ein hohes Maß an Realismus, Vernunft und Augenmaß. Dabei spielen Innovation und fortschrittliche Technologien eine ebenso große Rolle wie geeignete Rahmenbedingungen, die von einer zugleich markt- und wettbewerblich orientierten Politik gesetzt werden. Dabei kommt Fragen der Technologie eine ebenso wichtige Rolle zu wie der notwendigen Veränderung des gesamt-

ten Marktgeschehens im Energiebereich – nicht nur in Deutschland, sondern europaweit.

Eine auf mehr dezentraler und erneuerbarer Erzeugung basierende Stromversorgung kann nur gelingen, wenn es eine möglichst breite gesellschaftliche Unterstützung für diesen Umbau und die damit für uns alle verbundenen Veränderungen gibt. Bund, Länder und Kommunen, Wirtschaft, Industrie und Gewerkschaften, Umwelt- und Verbraucherverbände, Bürgerinnen und Bürger sind gemeinsam gefordert. Um den notwendigen Dialog zu fördern, bringt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit der „Netzplattform“ Vertreter all dieser Gruppen an einen Tisch. Der dort gepflegte Austausch soll helfen, dass alle Maßnahmen auf dem Weg in eine veränderte Energieversorgung und Energienutzung von einem hohen Maß an gesellschaftlicher Akzeptanz geprägt sind.

Herausforderungen und Lösungsansätze für die Netze

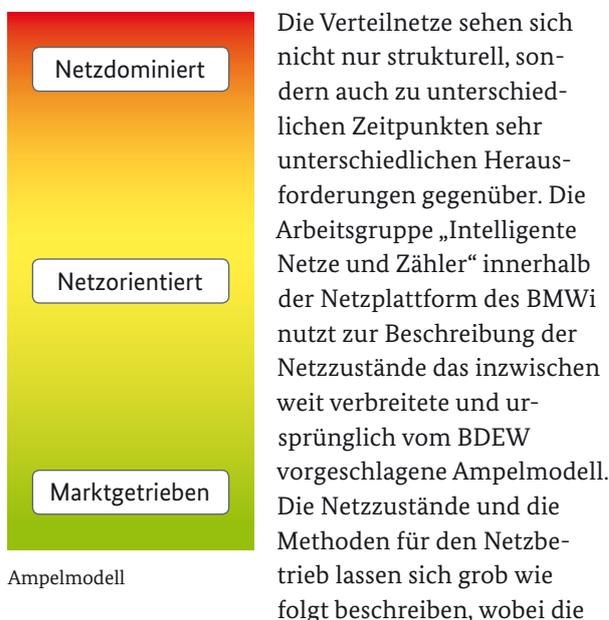
Der Fokus von E-Energy lag auf dem Stromversorgungssystem. Zu über 80 Prozent findet der rasche Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten, insbesondere mit dezentralen Windkraft- und Photovoltaikanlagen, im Verteilnetz und häufig auf Mittel- und Niederspannungsebene statt. Nicht zuletzt wegen der zeitlich schwankenden Stromerzeugung dieser Anlagen geht dies einher mit erheblichem Regelungsbedarf zur Sicherung der Netzstabilität. Fragen der Spannungshaltung, des Verhältnisses von Wirk- und Blindleistung und der Lastflussumkehr, d. h. des Rückspeisens aus dem Verteilnetz in das Übertragungsnetz, stellen die Verteilnetzbetreiber vor immer größere Herausforderungen. Es gibt nicht den einheitlichen Ausbaubedarf der Verteilnetze. Es gibt auch nicht das eine Smart Grid.



Einordnung der in E-Energy repräsentierten Verteilnetztypen

Die Modellregionen mit eher städtisch-geprägten Verteilnetzen geraten dank ausreichender Transportkapazitäten und Vermaschung sowie moderat ausfallender Zubau-Erwartungen bezüglich volatiler Erzeugungskapazitäten weniger unter Druck als die ländlichen Verteilnetze. Weiterhin sind die von „Wind“ und „PV“ ausgehenden Anforderungen an den Netzausbau und den Netzbetrieb teilweise unterschiedlich.

Dementsprechend haben sich die Modellprojekte mit den Herausforderungen jeweils unterschiedlicher Verteilnetzsituationen beschäftigt. Diese Herausforderungen sind in ländlichen PV-dominanten Netzen z. B. mit Problemen bei der Spannungshaltung oder der Notwendigkeit der Blindleistungsbereitstellung auf Niederspannungsebene andere als in Windkraftregionen mit Transportengpässen auf Mittelspannungsebene in Starkwindzeiten oder in ausreichend dimensionierten städtischen Netzen, in denen der erzeugungsorientierte Verbrauch und die Beschaffung marktbasierend zusammen mit den dezentralen Erzeugern optimiert werden können.



Diskussion über die genaue Definition der Bereiche und damit über die erforderlichen gesetzlichen bzw. regulatorischen Anforderungen noch zu Ende geführt werden muss.

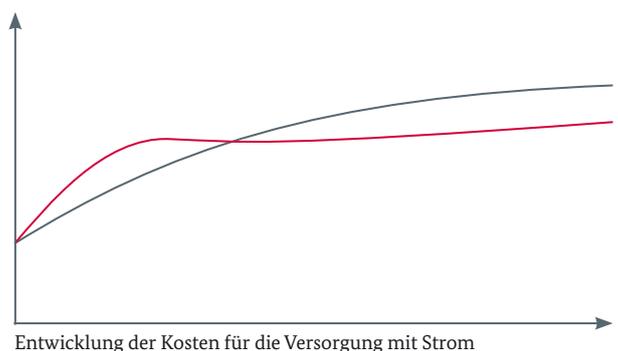
Im grünen Bereich stehen ausreichend Netzkapazitäten zur Verfügung, um den gehandelten Strom ungehindert zu transportieren.

Im gelben Bereich fließen Informationen zu Netzengpässen in die Transportsteuerung ein. Das Abschalten, Zuschalten oder Drosseln von Ein- oder Ausspeisung kann zu verschiedenen Zeiten und an verschiedenen Orten unterschiedliche Effekte auf die verbleibenden knappen Netzkapazitäten haben. Die Entscheidungsprozesse erfolgen (noch) marktgetrieben.

Im roten Bereich befindet sich das Netz im kritischen Zustand. Der Netzbetreiber entscheidet, welche Transportleistungen nicht mehr erbracht werden können und schaltet entsprechende Erzeuger oder Verbraucher ab (und, wenn die zukünftigen Rahmenbedingungen es erlauben, auch zu).

Eine zentrale Frage ist, wie lange wir mit der existierenden Infrastruktur den Herausforderungen des neuen Erzeugungsparks und den sich schnell verändernden Verbrauchsmustern begegnen können. Mit E-Energy sollte untersucht werden, inwiefern die Nutzung bestehender oder leicht zu realisierender Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) helfen kann, mittel- und langfristig zu einer günstigen Entwicklung bei den Kosten des Gesamtsystems zu kommen.

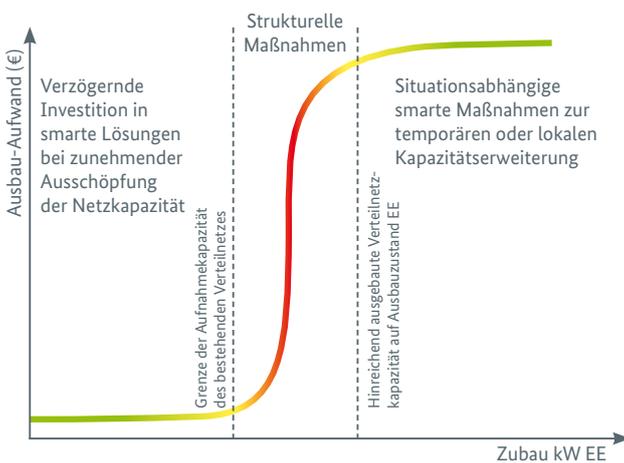
Würde man kurzfristig in den Umbau der Netze und das Etablieren intelligenter Systeme investieren, würden sich die Kosten jetzt vielleicht erhöhen, aber auf Dauer würde sich diese Investition für uns alle rentieren.



Die in E-Energy entwickelten und erprobten IKT-Lösungen liefern den Verteilnetzbetreibern neue Optionen. Für die Netzbetreiber bedeutet das jetzt und auch in den nächsten Jahren immer wieder aufs Neue, eine Entscheidung zu treffen. Sie haben nun die Wahl zwischen konventionellen strukturellen Maßnahmen

des Netzausbaus und der Nutzung von intelligenten Lösungen zur Ergänzung bzw. Verzögerung dieses Ausbaus.

Das folgende Schema skizziert die Optionen: Bei zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien kann zunächst eine Investition in „smarte Lösungen“ helfen, mit der bestehenden Infrastruktur möglichst lange auszukommen. Doch immer häufiger wird das Netz im gelben Bereich des Ampelmodells sein und schließlich die Gefahr drohen, oft in den roten überzugehen. Dann dürfte der Zeitpunkt gekommen sein, das Netz mit strukturellen Maßnahmen zu stärken.



Smarte und strukturelle Netzanpassung

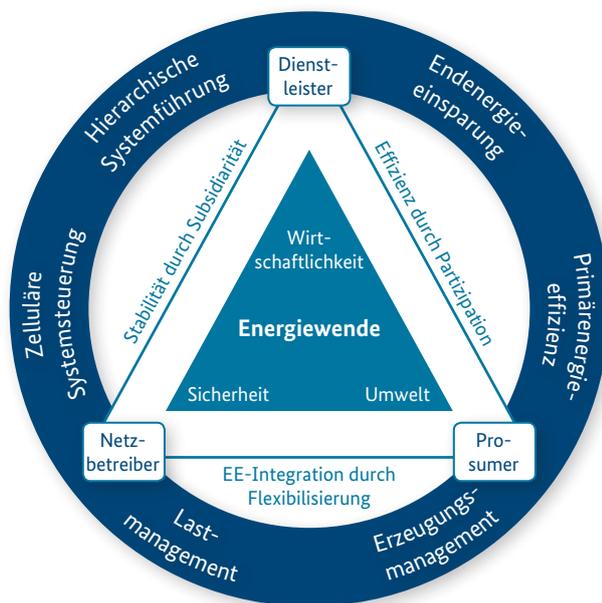
Die in E-Energy erprobten Methoden können helfen, den geeigneten Zeitpunkt und Umfang der Investitionen gut abzuschätzen. Der IKT-Ausbau sollte so gestaltet werden, dass die etablierten IKT-Methoden auch einen weiteren Ausbau der dezentralen volatilen Erzeugung meistern und weitere Methoden zur Bewältigung aufgesattelt werden können, zumal allgemein damit gerechnet wird, dass es bei einem sehr hohen Anteil solcher Erzeuger auch wieder einfacher werden wird, die notwendigen Ausgleichs- und Regelmechanismen zu etablieren.

Mit zunehmenden Anteilen volatiler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigt in jedem Fall der Flexibilitätsanspruch an die übrigen Komponenten im Energiesystem. Durch regelbare Erzeugung und regelbaren Verbrauch, regelbare Verteilung und Speicherung sowie deren Zusammenspiel sind diese Schwankungen auszugleichen, um eine zuverlässige Stromversor-

gung aufrechtzuerhalten. Das Prinzip des subsidiären Abgleichs ist dabei Voraussetzung für Netzentlastungseffekte und entsprechende Einsparungsmöglichkeiten in der Transportinfrastruktur.

Mit dem Um- und Ausbau des Energiesystems soll der Ausstoß der Treibhausgasemissionen deutlich reduziert werden. Einen Anteil daran hat der Übergang zur Nutzung erneuerbarer Energien. Einen weiteren Anteil werden die Reduktion des Energieverbrauchs und die Steigerung der Energieeffizienz besitzen. Für Bürgerinnen und Bürger ebenso wie für Unternehmen wird dies einen erheblichen Beitrag zum Kontrollieren ihrer Energiekosten leisten.

Die Veränderungen im Energieversorgungssystem sind auch Ausdruck des gesellschaftlichen Drangs nach energetischer Selbstbestimmung, nach Teilautonomie auf unterschiedlichen Ebenen – national, regional, nachbarschaftlich, zu Hause. Erzeuger und Verbraucher werden mehr als heute die Möglichkeit haben, sich marktkonform zu verhalten. Wer in seinem betrieblichen oder häuslichen Umfeld Strom erzeugt, ist dann nicht mehr nur Konsument, sondern auch Produzent, kurz: Prosumer. Doch diese Prosumer verhalten sich noch nicht immer entsprechend betriebswirtschaftlichen Grundsätzen. Wie wäre es sonst zu erklären, dass immer mehr Hausbesitzer versuchen, sich mit teuren



Speichersystemen unabhängig vom öffentlichen Versorgungssystem zu machen? Umso weniger ist zu erwarten, dass sie von sich aus ein volkswirtschaftliches Optimum anstreben. Prosumer werden zukünftig nicht nur Nutzen aus dem Verbrauch des selbst erzeugten Stroms oder dessen Verkauf ziehen können. Sie werden auch mehr Verantwortung für das Gesamtsystem übernehmen und Systemdienstleistungen erbringen. Zumindest werden sie mithelfen können, Erzeugung und Verbrauch weitestgehend aneinander anzupassen. Wenn nicht im eigenen Haus, dann vielleicht in einer Gruppe von Objekten. Dies führte in E-Energy direkt zu der Frage, wie zellulare Systeme leichter zu beherrschen sowie kostengünstig und sicher zu betreiben sind.

Die Frage einer sicheren, kostengünstigen und umweltverträglichen Stromversorgung und der dafür notwendigen Netze lässt sich also nicht auf Fragen des Netzausbaus und einer optimierten Netzführung reduzieren. Vielmehr gestalteten sich die Handlungsfelder und Lösungsansätze folgendermaßen:

Effizienzsteigerung durch Partizipation und Kooperation

Wer über seinen Stromverbrauch Bescheid weiß, kann gezielt anfangen, diesen zu reduzieren. In den Modellprojekten wurde eine Vielzahl von Visualisierungen und Informationskanälen genutzt, um die Verbraucher über ihren Stromverbrauch zu informieren und sie zu animieren, ihn zu überdenken. Doch Transparenz bezüglich des zeitlichen Verlaufs des Stromverbrauchs allein reicht nicht aus, um zu Einsparungen zu gelangen. Stromverbraucher müssen in die Lage versetzt werden, die entsprechenden Informationen zu bewerten und daraus Handlungsmöglichkeiten abzuleiten. In den Modellprojekten erhielten die Haushalte in der Regel konkrete, meist persönliche Beratung seitens des Stromversorgers. Unter dem Strich war der Erfolg größer als erwartet.

In den Feldtests konnten Verbrauchsreduktionen von bis zu 10 Prozent beobachtet werden. Mit besonderen Anreizen waren zeitweise sogar noch höhere Verbrauchsreduktionen möglich. Doch wie viel dazu die technische Information beitrug und wie viel schlicht dem Umstand zuzuschreiben ist, dass sich die Teilnehmer – angeregt durch die Betreuung der Versorger – einfach mehr mit dem Thema beschäftigten, lässt sich nicht mit Sicherheit belegen. Sicher ist dagegen, dass es neben rein monetären Anreizen weitere Methoden gibt, Menschen zu energie-

effizientem Verhalten zu bewegen. Ein Beispiel dafür ist die schnell wachsende Community von co2online, in der Netzbildung und Wettbewerbe einen hohen Anreiz bieten. Mit dem „Energiesparkonto“ konnten in eTelligence ohne weitere Maßnahmen bereits Einsparungen von 3,5 Prozent erzielt werden.

Sicher ist auch, dass die Beschäftigung mit dem Stromverbrauch in vielen Fällen zum Wechsel auf neue energiesparende Geräte führte, womit die Verbrauchsreduktion auf Dauer sichergestellt wurde.

Sofern die Verbrauchsformation über das Internet erfolgt, kommen auch automatisierte Effizienzhinweise in Frage. Mit Mitteln der IKT wäre sogar eine detaillierte Analyse der Verbrauchskurven möglich, aus der sich konkrete Vorschläge zum verbesserten Verhalten oder zu Ersatzbeschaffungen ableiten und eine entsprechende Beratung durchführen ließen. Hier gilt es allerdings, die Regeln des Datenschutzes zu beachten, die eine derartige Analyse der Verbrauchskurven nur nach Abschluss einer entsprechenden Vereinbarung erlauben. Zielführend scheint hier eine intensivere Auseinandersetzung mit den Bedürfnissen verschiedener Verbrauchergruppen.

Um Einsparpotenziale konkret zu lokalisieren, bedarf es mitunter in Haushalten, mit Sicherheit aber in Betrieben, einer genaueren zeitlichen Erfassung der Verbräuche. Dafür wurden beispielsweise in MeRegio Submeter eingesetzt, die dazu dienen, die Stromverbrauchsmuster in den betrachteten Unternehmen besser zu verstehen und die Potenziale der Energieeffizienz und der Lastverschiebung zu erkennen. Solche intelligenten Messsysteme können in Betrieben vor allem im Rahmen von auch vom Staat geförderten (hier: KfW) Beratungsmaßnahmen eingesetzt werden. Zunehmend kommen sie auch beim Aufbau von Energiemanagementsystemen zum Einsatz, z. B. zur Erfüllung der Anforderungen der DIN EN ISO 50001. In E-Energy konnte bestätigt werden, dass es in vielen Betrieben Einsparpotenziale in der Größenordnung von 20 Prozent gibt.

Bisher werden die Steigerung der Effizienz und die Reduktion des Ressourcenverbrauchs meist im Zusammenhang mit der Endenergie und dem betriebswirtschaftlichen Erfolg durch Kostensenkungen betrachtet. Kostensenkungen werden vielfach allein dadurch

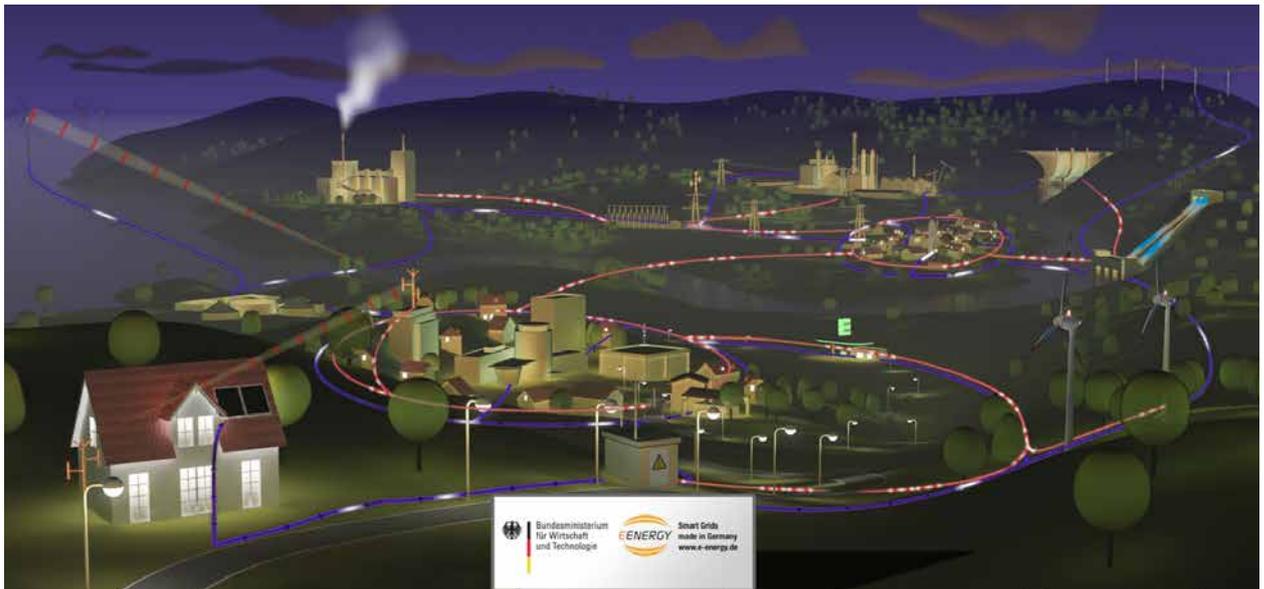
erzielt, dass über Lastwächter verhindert wird, dass ein Betrieb eine festgelegte maximale Leistungsaufnahme überschreitet. Hier schien ein Paradigmenwechsel hin zu einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung und einer Honorierung entsprechender Beiträge angebracht. So kann es mitunter sinnvoll sein, zu bestimmten Zeiten sogar mehr Strom zu verbrauchen und dadurch die Netzbetreiber dabei zu unterstützen, zu hohe Spannungsanstiege durch hohe Einspeisung von Strom z. B. aus Solaranlagen zu verhindern. Eine solche Flexibilisierung von Verbräuchen kann einer verstärkten Nutzung von erneuerbaren Energien Vorschub leisten und damit zu einer Verbesserung der Ressourcenbilanz führen. Die Steigerung der Primärenergieeffizienz befasst sich dabei nicht nur mit der optimalen Verwendung erneuerbarer, sondern auch mit der nachhaltigen Verwendung fossiler Rohstoffträger – auch wenn sie deren langfristigen Ersatz zum Ziel hat. Die E-Energy-Modellprojekte (z. B. E-DeMa) haben sich deshalb auch intensiv mit dem optimalen Betrieb kleinerer und größerer Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung mit fossilen Energieträgern beschäftigt.

Integration erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung

Um eine weitgehende Stromversorgung auf Basis der erneuerbaren Energien zu ermöglichen, ist die Effizienzsteigerung beim Stromverbrauch nicht das einzige Mittel. Je besser sich die Verbraucher an die Volatilität der Erzeugung anpassen, umso leichter wird die Integration der Erneuerbaren in das Versorgungssystem gelingen. Zur Stabilisierung der Verteilnetze kann es dabei mitunter auch erforderlich sein, dass kurzfristig mehr Strom verbraucht wird. Zum Beispiel dann, wenn mehr Sonnenstrom erzeugt wird, als prognostiziert wurde. In E-Energy wurden die diesbezüglichen Flexibilitäten bei einem Großteil der beteiligten fast 4.000 Haushalte und in zahlreichen Betrieben untersucht. Dabei wurde gezeigt, dass sich 5 bis 10 Prozent des Stromverbrauchs in Haushalten zeitlich beeinflussen lassen, zu bestimmten Zeiten und mit besonders hohen Anreizen sogar noch mehr (teilweise zwischen 10 und 30 Prozent). Die Zahlen erscheinen gering, zumal die Testhaushalte vielfach interessierte Einfamilienhausbesitzer sind und damit nicht dem Durchschnittshaushalt entsprechen. Den-

Vielfalt von Feedbacksystemen in den E-Energy-Feldtests





noch kann ihre Flexibilität für Verteilnetzbetreiber ein wichtiger Beitrag zur Reduktion einer lokal kritischen Netzbelastung sein.

Um dieses Potenzial zu heben, bedarf es allerdings erheblicher Anstrengungen. Insofern ist es angebracht zu betrachten, bei welchen Verbrauchern die Lastverschiebungspotenziale diese Anstrengungen eines Demand-Side-Managements (DSM) rechtfertigen. Gemäß den Erfahrungen aus den E-Energy-Projekten sind es in absteigender Ordnung die folgenden zentralen Anwendungen, die Verbrauchsflexibilitäten zur Verfügung stellen können (eingehende Darstellungen zu den Feldtestergebnissen finden sich im Abschlussbericht der Begleitforschung):

- Ladestationen für Elektrofahrzeuge
- Wärmepumpen
- Stromspeicherheizungen
- Kühlgeräte inkl. Klimaanlage
- Weiße Ware wie Geschirrspüler, Trockner und Waschmaschinen

Bei der Betrachtung des Lastverschiebungspotenzials kommt es nicht nur auf die jeweils verschiebbare Leistung, sondern auch auf die Länge bzw. Dauer der Verschiebung und auf die Reaktionsgeschwindigkeit an. Gezeigt wurde, dass bis zu 10 Prozent der Anschlussleistung von Haushalten grundsätzlich zeitlich nach vorn oder hinten verschoben werden können. Aus diesen Erfahrungen kann als Skalierungswert für Deutschland angenommen werden, dass 5 Prozent des Haushaltsstromverbrauchs für eine Stunde verschoben werden können.

Im Einzelnen gaben die Feldversuche wichtigen Aufschluss darüber, von welchen Faktoren die Bereit-

stellung von Lastflexibilität abhängig ist. Zu diesen zählen vor allem:

- **Haushaltscharakteristik:**
IKT-Ausstattung, Milieu und selbstbestimmbarer Zugriff auf flexibilisierbare Anlagen
- **Kosten-Nutzen-Verhältnis:**
Ökonomischer Anreiz, Integrationsaufwand für Kommunikation und Technik
- **Komfort:**
Einfache bzw. teilautomatische Integration in bestehende Haustechnik bzw. Haushaltsabläufe, Mehrfachnutzen
- **Vertrauen:**
Verständnis für die Bedeutung des Datenschutzes und das diesbezügliche Sicherheitsbedürfnis der Kunden, Aufklärung, Akzeptanz und Beschäftigung mit den Kunden
- **Zeitverfügbarkeit:**
Gerade bei manueller Umsetzung der Anreize müssen die Kunden anwesend sein, um ein gutes Ergebnis erzielen zu können

Fraglos sind die Lastverschiebungspotenziale in Gewerbebetrieben attraktiver zu nutzen als in Haushalten. Dies gilt vor allem auf Grund der absolut größeren spezifischen Anschlussleistungen, die es erlauben, von 50 kW bis zu mehreren MW zu verschieben. Die Modellregionen haben gezeigt, dass bis zu 20 Prozent der Lasten verschiebbar sind, und dies zu weit geringeren Transaktionskosten als in privaten Haushalten. Auf der Hitliste stehen:

- Kühlanlagen
- Thermische Prozesse
- Druckluftsysteme
- Pumpenanlagen
- Batterien von Gabelstaplern u. Ä.

Für Haushalte wie Betriebe gilt, dass es einer erheblichen Anstrengung bedarf, die jeweiligen Akteure für das reale Bereitstellen solcher Flexibilitäten zu gewinnen. Insofern sind bei der Hochrechnung der Ergebnisse auf ganz Deutschland erhebliche Abschläge einzukalkulieren. Im Hinblick auf das erschließbare Potenzial kann mit Blick auf verschiedene Potenzialerhebungen davon ausgegangen werden, dass das gesamte Verschiebpotenzial von Industrie und Gewerbe in der Größenordnung von 5 GW liegt, das von privaten Haushalten bei ca. 3 GW – zusammen immerhin die Leistung von vier Großkraftwerken bzw. annähernd die Leistung aller deutschen Pumpspeicherkraftwerke.

Selektoren	Verschiebbare Leistung	Verlagerbare Energie
Haushalt	2010: ca. 2,6 GW 2020: ca. 3,8 GW 2030: ca. 6,0 GW	2010: ca. 8,0 TWh pro Jahr 2020: ca. 12,4 TWh pro Jahr 2030: ca. 32,3 TWh pro Jahr
GHD	2010: ca. 1,4 GW 2020: ca. 1,7 GW 2030: ca. 1,8 GW	2010: ca. 5,0 TWh pro Jahr 2020: ca. 5,6 TWh pro Jahr 2030: ca. 9,7 TWh pro Jahr
Industrie	2010, 2020, 2030 Verschiebepotenzial von 2,8 GW bis 4,5 GW	



Methoden zur Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens abhängig vom Netzstatus
Quelle: B.A.U.M., 2013

In den Modellprojekten wurden zahlreiche Instrumente entwickelt, um die privaten und gewerblichen Verbraucher zum „smarten Verhalten“ zu motivieren. Sie reichten vom reinen Appell über gezielte Informationsbereitstellung und Beratung, lockere nichtmonetäre Anreize sowie eine Vielzahl von Tarifen und vertraglich klar definierten Schaltoptionen bis hin zum gezielten Abschalten von Verbrauchern in netzkritischen Situationen.

Speziell bei privaten Feldtestteilnehmern konnten aufschlussreiche Beobachtungen gemacht werden:

- Kunden können besser auf eine Verbrauchserhöhung als auf eine Verbrauchsreduzierung reagieren. Wenn z. B. bei Event-Tarifen Strom zu bestimmten Zeiten außergewöhnlich günstig war oder Stromverbrauch sogar honoriert wurde, kannte die Fantasie der Kunden keine Grenzen. Sie erhöhten ihren Verbrauch um bis zu 30 Prozent. Da wurde bei eTelligence auch schon beob-

achtet, dass Nachbarn kurzfristig zum gemeinschaftlichen Kuchenbacken eingeladen wurden. Wurde der Preis für die kWh stark erhöht, konnten die Kunden ihren Verbrauch jedoch nur um 20 Prozent verringern. Dieselbe Asymmetrie in der Verarbeitung konnte auch in anderen Modellregionen festgestellt werden.

- E-Energy konnte (noch) keinen größeren Unterschied zwischen der Höhe der Lastverschiebung durch automatische Steuerung und der durch manuelle Umsetzung von Preissignalen feststellen. Grundsätzlich war das Realisieren von Lastverschiebungen dann am höchsten, wenn die Feldtestteilnehmer zu Hause waren und über die erforderliche Zeit verfügten, sich mit den Anreizen auseinanderzusetzen. So stellte sich der Freitagnachmittag als eine Zeit mit besonders hohem Potenzial für Lastverschiebungen heraus.
- Einige Modellregionen beobachteten nach mehreren Monaten der Feldtests einen Ermüdungseffekt bei der manuellen Umsetzung von Anreizen und der Nutzung der Feedbackgeräte. Die Verbrauchsveränderungen pendelten sich dennoch zumeist auf einem signifikanten Stand ein und trugen zur grundsätzlichen Sensibilisierung der Verbraucher für Verbrauchsverlagerungen und nachhaltige Verbrauchsminderungen bei.
- In vielen Fällen versprechen Automaten einen nachhaltigen Erfolg. Einmal eingestellt, können sie abhängig von empfangenen Preissignalen im Rahmen der Vorgaben ihres Besitzers die Schalthandlungen zeitgenau und auf Dauer vornehmen. So können sie nachweislich dabei helfen, Anreize wahrzunehmen, die nachts oder während der Arbeits- und Schulzeit erfolgen, und so die Verbrauchsverlagerungen erhöhen. Außerdem unterstützt eine Automatisierung den Kunden dabei, komplexe Tarife ohne Komfortverlust umzusetzen.

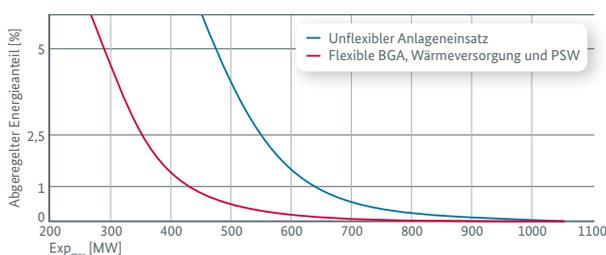
Großes Potenzial bei Erzeugung

Alle Erfolge bei der Aktivierung von Flexibilitäten auf der Verbrauchsseite dürfen aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass das systemrelevante Anpassungspotenzial insbesondere im Bereich der Erzeugung liegt. Die größten Potenziale dafür bieten, neben den bekannten Methoden des Bereitstellens von Ausgleichs- und Regelenergie mit konventionellen Kraftwerken, der gezielte, stromgeführte Einsatz von großen KWK-Anlagen (speziell Biogasanlagen und Biomasseheizkraftwerken), der stromgeführte Betrieb von Kleinst-BHKWs, die optimale Nutzung der Staufähigkeit von Wasserkraftwerken, die Bereitstellung von Blindleistung (und anderen Systemdienstleistungen) durch entsprechend

ansteuerbare Wechselrichter von PV- und Windkraftanlagen, der gezielte Einsatz von Speichersystemen, die Strom zeitversetzt wieder in das Netz einspeisen können (z. B. Batterien von Elektroautos oder Elektrotraktoren), die Nutzung von überschüssigem Strom zur Gewinnung von Heizenergie und zukünftig die Erzeugung von Wasserstoff und Methan aus nicht benötigtem Strom.

Die technischen Herausforderungen für das Erzeugungsmanagement bestehen vor allem in der Befähigung von großen, aber auch von kleineren, in größerer Zahl vorhandenen dezentralen Erzeugungsanlagen zur Kommunikation mit einer Leitwarte bzw. einem Marktplatz. Das Konzept „Plug in your plant“ ist dabei die Voraussetzung für eine einfache, flexible Anlagenan- und -entbindung. Dieses Konzept wurde durch die in den Modellregionen entwickelten und eingesetzten IKT-Gateways erfolgreich umgesetzt. Diese bilden als Energiemanager äquivalent zum Verbrauchsmanagement den zentralen Knotenpunkt für die Marktteilnahme.

Ausführlich wurden diese Potenziale im Projekt RegModHarz untersucht. In einer Simulation wurde gezeigt, dass das bestehende Verteilnetz bei optimaler Nutzung der Flexibilität aller Erzeugungsanlagen und Speicher den geplanten Zubau von erneuerbaren Energien ohne klassische Netzertüchtigung bis zu einer bilanziellen Versorgung von 100 Prozent aus der Region bewältigen kann. Die folgende Grafik zeigt, dass bereits mit der geringfügigen Abregelung von Einspeisespitzen (blau) die erforderliche Anschlusskapazität der Region RegModHarz deutlich gesenkt werden kann. Wie auch seitens EWE als Konsortialführer von eTelligence berechnet wurde, kann ein Verzicht auf 5 Prozent der Jahreseinspeisemenge (Einspeise-Spitzen) im Rahmen eines gezielten Einspeisemanagements zu erheblichen Kapazitätserweiterungen (Verdopplung der Aufnahmekapazität für erneuerbare Anlagen) im Netzbetrieb führen. Allerdings hat diese Abregelung



Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Abregelung und flexible Erzeugung

zeit- und ortsgenau zu erfolgen und bedarf deshalb einer intelligenten Planung und Steuerung.

Einen zusätzlichen Effekt zeigt die rote Linie. Hier werden die Biogasanlagen und die Nutzung des Pumpspeicherkraftwerks in der Region optimal an die Erzeugung angepasst und zudem die Potenziale des Übergangs von Strom nach Wärme genutzt. Entwickelt wurde dafür eine Leitwarte, die es erlaubt, alle Erzeugungsanlagen zu beobachten und gezielt einzusetzen – auch im Hinblick darauf, welche Bedarfe das Übertragungsnetz anmeldet. Das so entstandene virtuelle Kraftwerk der gesamten Region Harz kann Netzausbaukosten sparen und den wirtschaftlichen Ertrag aller Erzeugungsanlagen maximieren. Allerdings ist es unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht bzw. nur teilweise realisierbar. Wie in allen anderen Modellregionen war es auch bei RegModHarz nicht das Ziel, mittels des Regionalkraftwerks eine komplett autarke Zelle zu bauen. Vielmehr sollte an der Leitgröße Residuallastminimierung gezeigt werden, dass eine subsidiäre Bewältigung der Netzbelastungen unter Nutzung der vorhandenen Infrastruktur im Sinne eines Umbaus der Netze sowohl technische als auch wirtschaftliche Vorteile bringt. Dennoch wird es nicht möglich sein, den Ausbau der Verteilnetze und der Übertragungsnetze stark zu reduzieren. Generell ist es aber von Vorteil, Strom erzeugungsnah zu verbrauchen. Regionalwirtschaftlich ist der Vorteil unbestritten und volkswirtschaftlich schlagen die Netzverluste immerhin mit rund 6 Prozent der bereitgestellten Elektroenergie zu Buche. Dennoch ist das Transportieren von Strom immer günstiger als das Speichern.

Das Hauptaugenmerk galt in den Modellprojekten in puncto Erzeugungsmanagement der bedarfsgerechten Steuerung von gasbetriebenen Motoren in größeren (RegModHarz) und kleinen BHKW. In gewissem Sinne können diese als Energiespeicher eingesetzt werden: Die Energie bleibt im (Bio-)Gas gespeichert, bis zeit- und möglichst ortsgenau daraus Strom erzeugt wird.

Eigenverbrauch nutzerfreundlich gestalten

Zunehmend gewinnen auch die PV-Ablagen an Bedeutung für das Erzeugungsmanagement. Galten die bisherigen Regelungen und Verfahren vor allem dem Schutz der Netze vor starken Spannungsspitzen, so bieten sich über die Eigenverbrauchsregelung des EEG im Zusammenspiel mit preislich vertretbaren Batteriespeichern neue Chancen – aber auch Heraus-



forderungen. Über den optimierten Eigenverbrauch können beispielsweise Besitzer von PV-Anlagen ihre Stromrechnung verringern, wenn sie den von ihnen erzeugten Strom selbst verbrauchen. Durch die Kopplung mit einem Speicher kann darüber hinaus der Eigenverbrauch weiter erhöht werden. Eine Steuerung solcher Systeme über netzzustandsabhängige (Preis-) Signale kann helfen, die Stresssituationen für das Netz zu verringern und das Last- bzw. Einspeiseprofil des Einspeisekunden zu glätten. Dies gilt analog auch für andere EE-Anlagen. Allerdings wird dies bis jetzt nicht finanziell honoriert.

Weitere Chancen bietet das Verfügbarwerden intelligenter Wechselrichter, die auf Anforderung über Steuersignale oder spannungsabhängig eine Blindleistungsverstellung vornehmen können. Die (zeitweise) Erzeugung von Blindleistung anstelle von Wirkleistung kann einen weiteren Zubau auch dann erlauben, wenn ein solcher wegen zu hoher Wirkleistung nicht akzeptiert werden könnte. Zudem kann der gezielte Einsatz von Blindleistung die Energieverluste im elektrischen Übertragungs- und Verteilungsnetz signifikant mindern und die Planungssicherheit bei Energienetzen erhöhen. Der Blindleistungshandel ist dabei auf die Ausbildung eines regionalen Marktes angewiesen.

Je besser bekannt ist, wann wie viel Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird, umso besser lässt er sich in das Netz integrieren. Dasselbe gilt für die Verbräuche und die Flexibilitäten. Weiß der Verbraucher frühzeitig, wann sein Lastverschiebungspotenzial genutzt werden soll, ist er eher bereit, es zur Verfügung zu stellen. Im intelligenten Versorgungssystem spielen deshalb Prognosesysteme eine bedeutende Rolle. Sie erlauben es, rechtzeitig Erzeugungskapazitäten bereitzustellen (z. B. Biogasanlagen) oder frühzeitig eine Anpassung

der Verbräuche anzustoßen (z. B. stärkeres Kühlen auf Vorrat). Auf Basis solcher Prognosen lassen sich beispielsweise auch Fahrpläne realisieren, die als verbindliche Vereinbarungen allen beteiligten Akteuren eine große Planungssicherheit geben.

Von großer Bedeutung sind die verschiedenen Qualitäten der Flexibilität. Wie groß ist die verschiebbare Leistung und wie lange kann sie verschoben werden? Lässt sie sich unmittelbar aktivieren (wie z. B. das Ein- und Ausschalten einer Heizungspumpe), kommt es zu betriebsbedingten Verzögerungen (z. B. bei einer laufenden Waschmaschine) oder bedarf es einer Vorankündigung von bis zu einem Tag? Wie steil ist die „Rampe“, d. h., wie lange dauert es, bis die maximale Leistung als Flexibilität zur Verfügung steht? Wie zuverlässig steht sie bereit?

Speicher sind entscheidend

Das zukünftige Versorgungssystem wird nicht ohne Speicher auskommen. Der VDE hat in seiner Studie „Energiespeicher für die Energiewende – Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050“ vom Juni 2012 aufgezeigt, dass die fluktuierende Erzeugung bis zu einem Anteil von ca. 40 Prozent von Strom aus dezentralen, erneuerbaren Quellen durch das Nutzen von Flexibilitäten im Erzeugungs- und Verbrauchsbereich, die Einsatzoptimierung thermischer Kraftwerke und die Übertragungsnetze aufgefangen werden können. Bei einem höheren Gesamtanteil und in regionalen Einzelfällen bedarf es schon heute leistungsfähiger Speicher für unterschiedliche Zwecke. Da dieser Anteil an Erneuerbaren im Netz wohl in weniger als zehn Jahren erreicht sein wird und bis dahin der Betrieb fossil betriebener Regelkraftwerke noch unrentabler sein dürfte als heute, sind die schnelle Entwicklung und der Bau leistungsfähiger Speichersysteme unabdingbar.

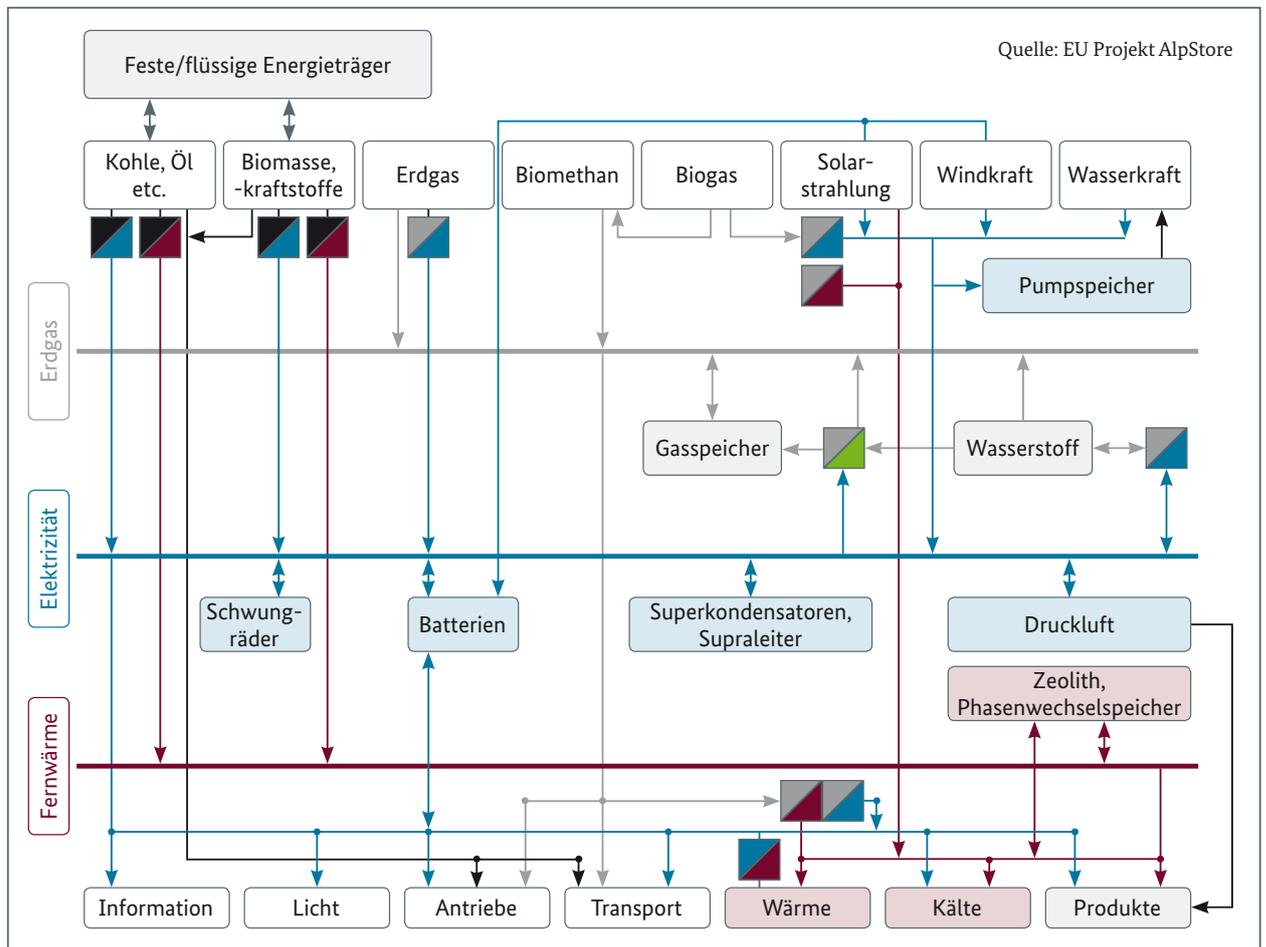
Bedeutend dabei ist, dass Speicher den Zeitpunkt verschieben, zu dem Strom aus Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden darf bzw. muss. Sie bieten Flexibilität als Senken und sind in der netzbilanziellen Wirkung analog zur Lastverschiebung. Wenn es keine wirtschaftlicheren Alternativen gibt – wie Beeinflussung von Erzeugung oder Verbrauch oder Transportieren an einen Ort, an dem Strom benötigt wird –, kann Strom in Form des Ladens von Speichern verwertet werden. Durch dezentrale Speicher wie stationäre oder mobile Batterien in Elektrofahrzeugen können Leistungsspitzen, wie sie z. B. durch PV-Anlagen entstehen, kurzfristig abgebaut werden. Insofern dienen diese Speicher mehr dem Lastmanagement und der Erbringung von Systemdienstleistungen als dem Speichern und etwaigen Rückspeisen von Strom in das Netz. Sie helfen speziell in Zeiten hoher Erzeugung und damit steigender (Verteil-)Netzspannung, das Verlassen des zulässigen Spannungsbandes in einem Leitungsstrang zu verhin-

dern. Da die Alternative ggf. darin bestehen könnte, die Erzeugung zu drosseln und Anlagen nicht voll zu nutzen, kann sich in solchen Zeiten eines günstigen Strompreises eine Speicherung wirtschaftlich lohnen.

Besonders attraktiv zum Ausgleich von Lastschwankungen sind alle Arten von Kühlanlagen – seien es große Kühlhäuser, die Kühltheken von Supermärkten oder die Kühl- und Gefrierschränke in Privathäusern. Sie speichern Strom in Form von Kälte, die dann erzeugt wird, wenn Strom im Überschuss vorhanden ist.

Doch schon die sehr weitgehenden Tests mit großen Kühlhäusern als Energiespeicher im Projekt eTelligence führten zu einer wichtigen Erkenntnis: Trotz guter Prognosen und einer Beeinflussung der Lasten in Echtzeit wird ein 100-prozentiger örtlicher und zeitlicher Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch gerade in windkraftdominierten Regionen nicht möglich sein. Umso

Spartenübergreifende Speicherung von Energie



wichtiger ist eine Intensivierung der Forschung und Entwicklung, um rechtzeitig eine vielfältige Palette von Speichertechnologien zu akzeptablen Preisen bereitstellen zu können.

Das Stromversorgungssystem der Zukunft benötigt nicht nur den kurzzeitigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch, wie er durch solche dezentralen Speicher oder die Methoden des Demand-Side-Managements erreicht werden kann. Um Windflauten und Tage ohne Sonnenschein über einen längeren Zeitraum überbrücken zu können, muss aus erneuerbaren Quellen gewonnene Energie auch über längere Zeiträume gespeichert werden können. Die Kapazität heimischer Pumpspeicher ist für diese Zwecke zu gering. Sie werden nur als Tagesspeicher betrieben. Mit weiteren Technologien wie der Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff oder Methan aus überschüssigem Strom aus Windkraftanlagen (Stichwörter: Power-to-Gas und Gas-to-Power) wird bereits im Hinblick auf Langzeitspeicherung experimentiert. Die Speicherkapazität des Gasnetzes inkl. seiner Kavernen ist 3.000-mal höher als das der Pumpspeicher. Vor dem Hintergrund der Primärenergieeffizienz geraten zunehmend die Möglichkeiten ins Visier, überschüssigen EE-Strom in Wärme umzuwandeln und z. B. für die Raumheizung zu nutzen (Stichwort: Power2Heat).

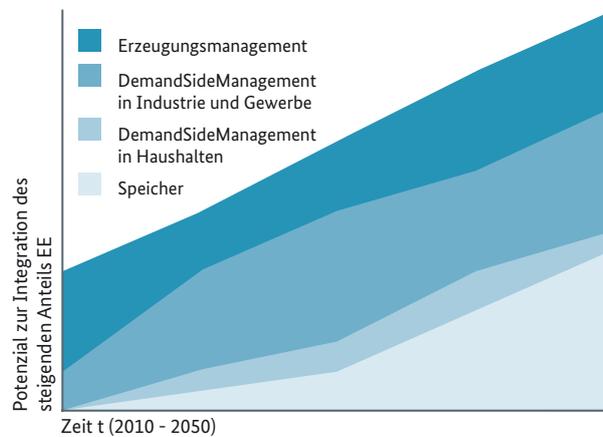
Grob lassen sich die Speichertechnologien wie folgt einteilen:

- **Thermische Speicher** im Sinne von Lastsenkungen werden in der Regel die wirtschaftlichsten und am schnellsten erschließbaren Flexibilitätsoptionen sein.
- **Elektrische Speicher** können im Kurzfristbereich für Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung und die Kurzfristbereitstellung von Regelenergie (PRL und SRL) eingesetzt werden – besonders dort, wo

thermische Flexibilitäten zu träge sind.

- **Chemische Speicher** kommen dort zum Einsatz, wo thermische Flexibilitäten nicht mehr die Kapazitäten hinsichtlich Menge und Dauer haben („Versorgungssicherheit durch saisonale Reservekapazitäten“).

Die gesamte Palette aller Quellen von Flexibilität und der strukturell damit verbundenen Speichertechnologien hat moma dargestellt. E-Energy hat aber auch gezeigt, dass das zur Integration der erneuerbaren Energien notwendige Flexibilitätspotenzial über die kommenden Jahre und Jahrzehnte immer weiter anwachsen muss. Während zunächst ausreichend Flexibilität aus einer jetzt bereits kosteneffizienten Flexibilisierung von (dezentraler) Erzeugung zur Verfügung steht, müssen ab einem gewissen Punkt auch größere Flexibilitäten in Industrie- und Gewerbebetrieben gehoben werden. Letztendlich wird auch die Einbindung teurer Speicheroptionen und kleinteiliger Flexibilitäten in Haushalten nötig werden und dann größeren Nutzen als zum jetzigen Zeitpunkt generieren können.



Entwicklung des zur Integration von EE notwendigen Flexibilitätspotenzials aus unterschiedlichen Quellen Quelle: B.A.U.M., 2013

Flexibilitätsressourcen





Systemstabilität durch Dezentralität und Subsidiarität

Mit der Verschiebung der Stromerzeugung weg von Großkraftwerken hin zu dezentralen Anlagen auf unteren Spannungsebenen verlagert sich der dynamische Steuer- und Regelungsbedarf in die Fläche. Je stärker Ausgleichsmechanismen von Erzeugung und Verbrauch die Probleme bereits auf unteren Netzebenen bewältigen, umso weniger Komplexität entsteht auf höheren Aggregationsebenen. Der Fokus der E-Energy-Modellregionen lag daher auf der Erforschung von smarten Lösungen auf der Verteilnetzebene. Die zentrale Frage dabei war stets, wie sich die Systemstabilität durch einen intelligenten Mix konventioneller und neuer, IKT-basierter Lösungen sicher und kostengünstig gewährleisten lässt und dies nicht zu Ungunsten der Ausschöpfung der erneuerbaren Energien geht. Denn nicht nur aus ökologischen, sondern auch aus versorgungsstrategischen Gründen und unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit und Stabilität soll ein möglichst großer Anteil dieser Erzeugung genutzt werden können.

Das Vorhalten von Kapazität rückt immer mehr in den Fokus der Planungen – sowohl hinsichtlich der volkswirtschaftlich effizienten Bereitstellung von Erzeugungskapazität aus EE-Anlagen und konventionellen Kraftwerken als auch hinsichtlich der benötigten Transport- und Verteilnetze. Dies verlangt auch eine sinnvolle Aufgabenverteilung zwischen den marktlichen und regulatorischen Rollen nach dem

Prinzip der Subsidiarität. Dabei ist Subsidiarität so zu gestalten, dass sie sich in gesamtstaatliche und europäische Anforderungen einordnen lässt und neben berechtigten regionalen Ansprüchen auch die notwendigen globalen Ansätze ermöglicht.

Energietechnik und IKT müssen ineinandergreifen, um den spezifischen netztopologischen Anforderungen angemessen zu sein und um den zu erwartenden Veränderungen im Kraftwerkspark und im Verbrauch zu begegnen. In einem ersten Schritt bedeutet das, durch intelligente Sekundärtechnik wie regelbare Ortsnetztrafos (RONT) den Zubau von erneuerbarer Energie-Anlagen zu ermöglichen. Ein RONT hilft grundsätzlich dabei, Probleme dort zu lösen, wo sie entstehen: abhängig vom Erzeugungs- respektive Verbrauchsdruck seines Ortsnetzstrangs kann er das Übersetzungsverhältnis ändern und so Verletzungen des Spannungsbands verhindern. Im Verbund mit smarten Ortsnetzstationen, in denen Messdaten aus Mittel- und Niederspannungsnetz zusammenlaufen, lässt sich so häufig ein Zubau von EE-Anlagen ermöglichen, ohne zusätzliche Leitungen zu legen oder die Einspeiser häufig abzuregeln. Allerdings stoßen RONT an ihre Grenzen, wenn es um Spannungshaltung bei sehr schnellen Veränderungen von Einspeisung und Verbrauch geht, es zu Phasenverschiebungen im Netz oder - wegen zu hoher Ströme - schlicht zu Betriebsmittelüberlastungen kommt.

Versorgungssicherheit verbessern

Ein Hauptziel von E-Energy und allen Modellprojekten war es, die konventionellen Methoden von Netzführung und Netzplanung auf Verteilnetzebene um intelligente Mess- und Regeltechnik zu ergänzen. Sie entwickelten und erprobten dazu die notwendige Sensorik (z. B. Phasor Measurement Units) sowie Analyse- und Prognosetools. Und sie banden Akteure am Netzrand mittels Energiemanagern, Steuerboxen, Gateways etc. ein, um das Erzeugungs- und Verbrauchsmanagement zu verbessern.

Ein Verteilnetz gilt dann als besonders zuverlässig, wenn Versorgungsunterbrechungen selten auftreten und, falls sie auftreten, schnell behoben werden können. Dies stellt hohe Ansprüche an die Instandhaltung. Aber es bedarf auch einer sehr guten Information über das Netz, seine Betriebszustände und etwaige Fehlerursachen, um Fehler schnell erkennen und beheben zu können.

Ein weiteres Hauptziel aller Modellprojekte war es, mit intelligenter Mess- und Regeltechnik zu helfen, die Versorgungssicherheit bei steigender dezentraler Einspeisung zu erhalten. Immer häufiger wurde vermutet, dass die sich schnell entwickelnden kleinteiligen, dezentralen Systeme dann besser beherrschbar sind, wenn auch die Steuerungsfunktionen verteilt organisiert werden. Dies führte speziell in der Modellregion Mannheim zur Entwicklung des Konzepts eines „Systems von Systemen“. Man ist sich dort sicher, dass eine Netzführung in einer zellularen Struktur mit eigenständigen, aber verbundenen Regelkreisen einen Beitrag zur Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit darstellen kann. Dieser Meinung ist auch die Bundesnetzagentur, die in ihrem Eckpunktepapier „Smart Grid und Smart Market“ schreibt: „Die bisher übliche Netzführung und -steuerung könnte bei zunehmender Dezentralität [...] so komplex werden, dass sie an ihre Grenzen gerät. [...] wird im zellulären Ansatz ein Beitrag zur Versorgungssicherheit gesehen, weil der Ausfall einer Zelle nicht den Ausfall des Gesamtsystems zur Folge haben muss.“ Dieser häufig auch als Microgrid bezeichnete Ansatz legt ein System nahe, das subsidiär ausgeregelt wird, alle Erzeugungs-, Verbrauchs- und Flexibilitätskapazitäten nutzt und nur noch punktuell Energie aus dem übergelagerten Netz bezieht oder sogar permanent dorthin zurückspeist. In MeRegio wurden in dem Zusammenhang hierarchisch angeordnete Overlaynetze untersucht. Auf der untersten Ebene spricht man dort von Microgrids, die über ein Cluster-Head mit

dem übergeordneten Overlaynetz kommunizieren. Bei Moma wurden diese Steuerungsfunktionen bereits auf der untersten zellularen Ebene in Marktagenten und Netzagenten unterteilt, um auch in diesem System dem Unbundling-Gedanken zu entsprechen.

Dabei bilden intelligente Objekte die kleinsten Einheiten im zellularen System. Die meisten Modellprojekte versuchten innerhalb von Gebäuden bzw. Betrieben eine intelligente Einheit zu platzieren, die abhängig von den Signalen der Markt- und Netzagenten oder Cluster-Heads dezentrale Entscheidungen bezüglich des Zu- und Abschaltens von Erzeugern, Verbrauchern oder Speichern leisten konnten. Diese nach internationaler Terminologie „Energiemanager“ und in Moma trefflich „Energiebutler“ genannten Einheiten steuern – in der Zukunft wohl meist im Zusammenspiel mit einem Home-Automation-System oder Home-Energy-Management-System – das intelligente Objekt bzw. besser gesagt die intelligente Liegenschaft und bringen sie optimiert ans Netz.

Das Konzept eines zellularen Systems – als Ersatz für die bisher praktizierte zentrale Netzführung und -steuerung – stellt selbstregelnde Strukturen in den Vordergrund. Der physische Energieaustausch zwischen dem Netz und den Zellen ist minimiert, da sich die Zellen so weit wie möglich ausregeln. Entsprechend sind auch die Übertragungsverluste geringer. Solche Systeme haben eine hohe Resilienz, d. h. sie sind wenig anfällig gegen das Ausbreiten von Fehlerzuständen im Gesamtsystem. Einzelne Zellen können nach diesem Konzept bei Bedarf komplett abgekoppelt und so lange autark betrieben werden, bis wieder alle Elemente des Gesamtsystems voll funktionsfähig sind.

Dennoch ist es nur schwer vorstellbar, dass in Zukunft das Gesamtsystem ausschließlich aus autarken Zellen bestehen soll. Weiterhin werden im Interesse einer Gesamteffizienz die Zellen über Verteilnetze und ein Übertragungsnetz verbunden sein.

Und weiterhin muss die Netzführung sicherstellen, dass alle Parameter wie Spannung, Frequenz und Phase sich innerhalb der vorgeschriebenen Bänder bewegen. Soll auch dies weitgehend dezentral bzw. innerhalb von Zellen geschehen, stellt sich zunehmend nicht nur die Frage nach der Quantität, sondern auch die nach der Qualität des erzeugten erneuerbaren Stroms. Im

Miteinander und beim Übergang von konventioneller zu erneuerbarer Energieerzeugung müssen die neuen Energieanlagen nicht nur zur gesicherten Leistung beitragen, sondern sich auch an der Erbringung von Systemdienstleistungen beteiligen. Moderne Wechselrichter erlauben zum Beispiel sehr unterschiedliche Methoden der Einspeisung in das Netz, um gezielt die benötigten Phasen des Wechselstroms zu treffen. Sie können nicht nur Wirkleistung erzeugen, sondern auch Blindleistung kompensieren – eine wichtige Voraussetzung für den stabilen Gesamtbetrieb eines Versorgungssystems mit einer großen Zahl stark fluktuierender Erzeuger und Verbraucher und zunehmend weniger drehenden Massen in thermischen Kraftwerken. In einigen Modellregionen (z. B. moma) wurde untersucht, ob dies auch eine wirtschaftliche Lösung darstellt: Derzeit liegen die Kosten für eine derartige Lösung 45 Prozent über der konventionellen Lösung der Blindleistungskompensation. Anders sieht es aber beispielsweise aus, wenn die Kompensation genau zum Zeitpunkt des Leistungsmaximums des Wechselrichters abgerufen wird. Solche modernen Wechselrichter können dann optimal genutzt werden, wenn sie im

Internet der Energie miteinander verbunden sind und entsprechend instruiert werden, um örtlich und zeitlich passgenau ihre Leistung zu erbringen.

Die E-Energy-Diskussion zum Verständnis dezentral organisierter Systeme fand ihren Ausdruck in dem auf der folgenden Seite skizzierten Raum. Dieses Bild spannt erst einmal ein dreidimensionales Koordinatensystem auf, ohne Aussagen zu treffen, wo sich die Entwicklung entlang der Achsen befindet oder was die Ziele sein sollen. Die Beschriftungen der Achsen beschreiben exemplarisch Szenarien, die für die jeweilige Dimension bei E-Energy und anderen Entwicklern einer Smart-Energy-Zukunft diskutiert werden. In der Richtung weg vom Nullpunkt sind alle Achsen geprägt von einer stärkeren Dezentralisierung und einer Erhöhung der Granularität. Da diese „Vereinzelung“ absehbar weder im Versorgungs- noch im Informationsbereich zielführend sein dürfte, wird davon ausgegangen, dass sich die Einzelteile zu Zellen zusammenschließen, die wiederum mit anderen Zellen in Verbindung stehen. Im Falle eines Versorgungssystems wären das z. B. die Verteil- und Übertragungsnetze in einer neuen Aufgabe.



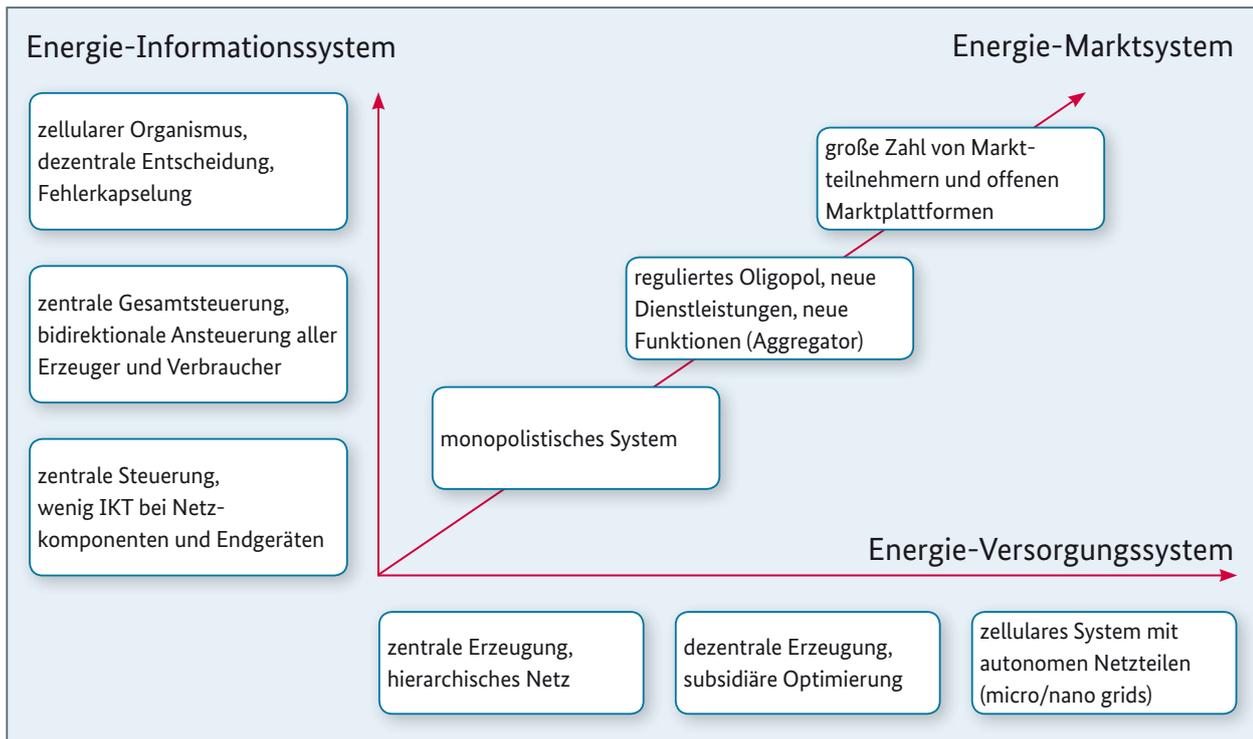
In dem so aufgespannten Würfel ließen sich die Ansätze der Modellprojekte recht gut verorten. In E-Energy wurden die IKT-Grundlagen dafür gelegt, dass sich das System auf allen drei Achsen beliebig schnell und weit entwickeln kann. Dabei ist unstrittig, dass es auf der IKT-Achse ein hohes Maß an Dezentralität geben soll und wird. Nur so ist trotz Komplexität ein sicherer und diskriminierungsfreier Betrieb zu gewährleisten. Es war jedoch nicht Aufgabe von E-Energy, bezüglich der anderen beiden Achsen etwas zu präjudizieren. Man war sich aber weitgehend einig, dass es wenig erstrebenswert wäre, wenn eine Dezentralisierung in der Energietechnik und in der IKT auch zu einer kompletten Zersplitterung des Marktsystems führen würde. Dennoch ist wichtig, dass die Modellprojekte hier unterschiedliche Varianten beleuchtet haben und damit zeigen konnten, dass die in summa entwickelten

IKT-Lösungen für einen großen Teil des aufgespannten Raums effektiv und effizient einsetzbar sind.

Wie schon dargestellt, werden Speicher zunehmend eine Rolle bei der Steuerung des Elektrizitätssystems spielen. Ein guter Lösungsansatz ist hierbei der stromgeführte Betrieb von KWK-Anlagen, d. h. die Erzeugung von Strom, dann, wenn andere fluktuierende Quellen diese Leistung nicht erbringen können. Bei der Nutzung der „Abwärme“ der Kraft-Wärme-Kopplung ist die zeitliche Flexibilität mitunter höher als bei der Erzeugung und Nutzung von Strom. Deshalb könnten im Querverbund künftig auch Wärmenetze für das ergebnisorientierte Steuern des Gesamtsystems genutzt werden.

Damit stellt sich zunehmend nicht nur die Frage, wann Strom verbraucht wird, sondern auch, wo und wie er

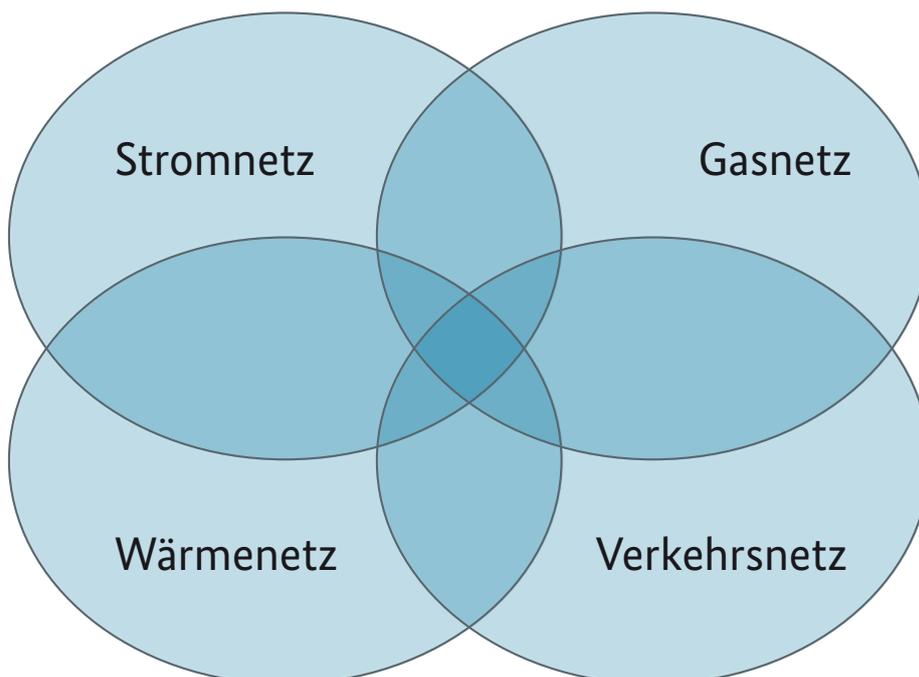
Dezentralisierung von Erzeugung, Management und Märkten



gespeichert werden soll und wann er ggf. wieder in das Netz eingespeist werden muss. Informations- und Kommunikationstechnologien, bis hin zur künstlichen Intelligenz, werden also in Zukunft auch helfen, Speicheranlagen und Heizungssysteme technisch und wirtschaftlich optimal in das Gesamtsystem einzubinden. Nur mit IKT wird es möglich sein, die bisher weitgehend unabhängig betriebenen Netze für Strom, Wärme, Gas und Mobilität intelligent im Sinne von konvergierenden Energiesystemen, Hybridnetzen, Hypergrids oder Poly-Energy-Grids zu führen. Umgekehrt führt dies zu einer Erhöhung der Wirtschaftlichkeit, wenn, wie z. B. in Smart Watts praktiziert, ein gemeinsames Gateway als Kommunikationsschnittstelle für Mess- und Kontrollsysteme in den Bereichen Strom, Gas und Wärme genutzt wird. In diesem Sinne dürfte es zu einer engeren, spartenübergreifenden

Zusammenarbeit in den Stadtwerken kommen.

E-Energy schafft mit seinen neuen IKT-Lösungen auch die Grundlage für die intelligente Integration der Elektromobilität in das Gesamtsystem der Energieversorgung. Fahrzeuge können über das Internet der Energie melden, wo sie sich gerade befinden, wie stark die Batterie aufgeladen ist und zu welchem Zeitpunkt sie einen bestimmten Ladezustand haben soll. Der Besitzer kann einstellen, dass z. B. zu möglichst geringen Kosten oder generell nur mit „grünem Strom“ geladen werden soll. Und wenn die elektrotechnischen Voraussetzungen geschaffen sind und der Besitzer der Batterie es zulässt, können die Systeme von E-Energy sogar dafür sorgen, dass der Strom aus der Batterie zur Deckung von Bedarfsspitzen in das Netz zurückgespeist wird.



Das Internet der Energien

Damit die erneuerbaren Energien zur wichtigsten Stromquelle werden, muss das gesamte System von Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Verbrauch intelligenter werden. Das Internet der Energie vernetzt die vielen Anlagen und Akteure des Energiesystems. Jedes Gerät, das an das Stromnetz angeschlossen ist, wird im Sinne von Plug-and-play in das Regelsystem aufgenommen. Die Verbindung zum Gesamtsystem wird dabei durch Geräte hergestellt, die Energiemanager, Kommunikationsmanager, BEMI, Steuerbox oder IKT-Gateway heißen. Sie werden mit den notwendigen Informationen versorgt und helfen mit, dass Erzeugung, Netzbetrieb und Verbrauch weitgehend automatisiert aufeinander abgestimmt werden. So entsteht ein integriertes Daten- und Energienetz mit völlig neuen Strukturen und Funktionalitäten.

Trends in der IKT für die Energie-Domäne

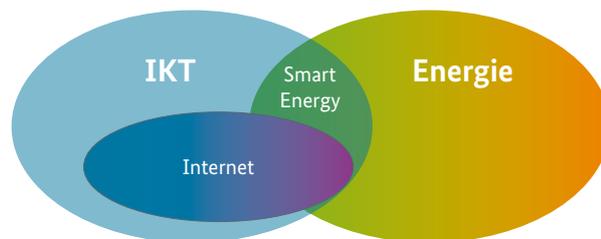
Die Domänen „Energie“ und „Informations- und Kommunikationstechnologien“ (IKT) kommen nicht mehr ohne einander aus. IKT sind einer der größten Stromverbraucher. Umgekehrt kann man sich eine Steuerung des Energiesystems ohne IKT nicht mehr vorstellen.

Mit den IKT von heute und neuen Ansätzen zu deren Nutzung wurde in allen E-Energy-Modellprojekten untersucht, wie die Volatilität der erneuerbaren Energien von einem Nachteil in einen Vorteil verwandelt werden kann. Der IKT-optimierte Betrieb der Verteilnetze, die Vernetzung von Konsumenten und Produzenten sowie neue Marktplätze und Geschäftsszenarien standen dabei im Vordergrund des Interesses. Die in E-Energy entwickelten und erprobten IKT-Lösungen helfen den Weg zu einem „Internet der Energie“ zu ebnen, in dem dezentrale Produzenten sowohl untereinander als auch mit den Stromnetzen und den Verbrauchern kommunizieren – im technischen Sinne und als Marktteilnehmer.

E-Energy leistete bedeutende Beiträge zur Standardisierung des Energieinformationssystems. Speziell die Arbeit der Konsortialmitglieder von moma, MeRegio und eTelligence im DKE-Kompetenzzentrum E-Energy, beim FOCUS.ICT des DIN und in den Gremien des EU-Mandats M/490 war häufig Auslöser für die Entwicklung weitreichender Modelle. E-Energy-Erkenntnisse wurden speziell bei der Entwicklung der Use-Case-Methodik der EU und für das SGAM (siehe folgende

Seite) herangezogen. Inzwischen fließen E-Energy Arbeiten auch in die Normungsroadmap Smart Cities ein.

Inwieweit sich die existierenden Internetprotokolle und -dienste für das Energieinformationssystem einsetzen lassen und in welchen Fällen dezidierte Kommunikationsschnittstellen eingesetzt werden müssen, war kein zentraler Gegenstand von E-Energy. Im Rahmen des EU-Programms Future Internet Public-Private Partnership (FI-PPP) wurden diese Fragen in den Projekten FINSENY und FINESCE unter Beteiligung zahlreicher E-Energy-Konsortialmitglieder ausführlich untersucht.

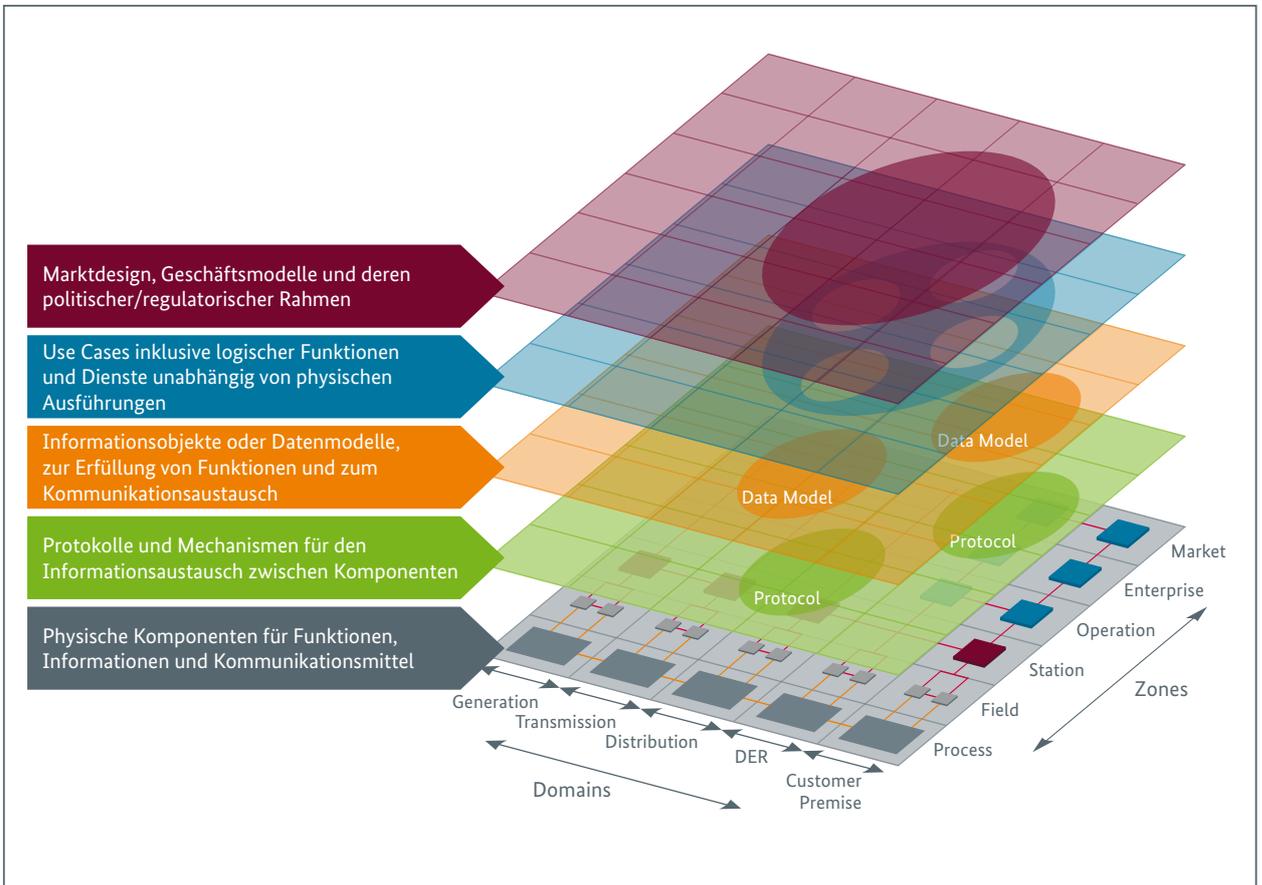


Verhältnis der Domänen Energie, IKT und Internet

Ziel der E-Energy-Projekte war es, die Übertragbarkeit der Lösung auf andere Regionen und Geschäftsszenarien zu modellieren und zu demonstrieren. Insofern engagierten sie sich nicht nur in den Fachgruppen, sondern speziell auch in der nationalen und internationalen Normung – und konnten dort viele Erkenntnisse aus E-Energy prominent platzieren. Umgekehrt wurden im Laufe der vier Jahre auch viele internationale Entwicklungen und Normen von den Modellprojekten aufgenommen.

Eine besonders enge Verzahnung gab es mit der VDE/ITG-Fokusgruppe „Energieinformationssysteme“ sowie der Arbeitsgruppe „Referenzarchitektur“ innerhalb des EU-Smart-Grid-Mandats M/490. Die dort geleistete Arbeit ist eine wichtige Voraussetzung dafür, dass die IKT-Architektur in Verantwortung eines oder mehrerer Akteure diskriminierungsfrei allen anderen Akteuren zur Verfügung gestellt werden kann. Von besonderer Bedeutung ist dabei das dort entwickelte Smart Grid Architecture Model (SGAM), das inzwischen weltweit für die strukturierte Betrachtung von Business Cases, Use Cases, Funktionen, Protokollen und Komponenten Verwendung findet.

Das Smart Grid Architecture Model (SGAM)



Von Smart Grid zu Smart Energy

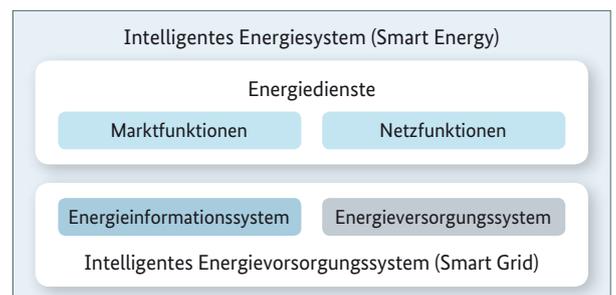
Den generellen Aufbau eines intelligenten Energiesystems im Sinne von E-Energy zeigt die Grafik rechts unten. Das Energieversorgungssystem und das Energieinformationssystem bilden das intelligente Energieversorgungssystem, das häufig auch als Smart Grid bezeichnet wird. Aufbauend auf dieser Basisinfrastruktur können sich dann neue Markt- und Netzfunktionen entwickeln, die als Energiedienste zusammen mit dem Smart Grid das intelligente Energiesystem bilden.

Daraus ergibt sich auch die in E-Energy gebräuchliche Definition von Smart Grid:

Ein Smart Grid (intelligentes Energieversorgungssystem) umfasst die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen mit Hilfe von IKT.

Im DKE-Glossar zu E-Energy lautet die Definition:

Ein Smart Grid ist ein intelligentes Energienetzwerk und Regelsystem aus intelligenten Erzeugern, Speichereinrichtungen, Verbrauchern und Transporteinrichtungen mit der Unterstützung von Informations- und Kommunikationstechnologien sowie Automatisierungstechnologien.



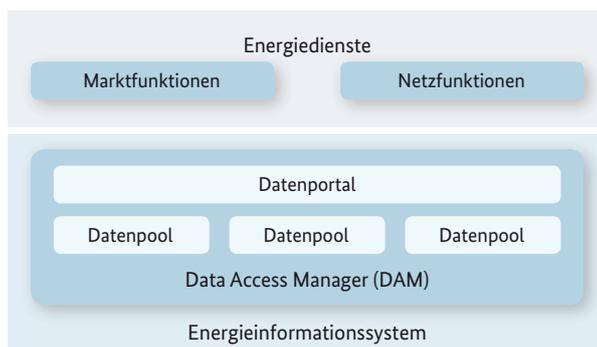
Smart Grid = Energieinformationssystem + Energieversorgungssystem

Demnach besteht das Energieinformationssystem aus dem Automatisierungssystem für die Netze sowie einer Dienstplattform mit standardisierten und geschützten Informationstechnologien. Diese Infrastruktur aufzubauen und zu betreiben, bedeutet eine hohe gesamt-systemische Verantwortung. Die Diskussion darum, wer diese Verantwortung in einer ggf. neuen Rolle in der Energiewirtschaft übernehmen soll, ist noch nicht abgeschlossen. Als eine Option wurde in E-Energy immer wieder eine entsprechende Ausweitung der Rolle der Verteilnetzbetreiber gesehen.

Die Frage nach dem Betrieb des Energieinformationssystems als Dienstplattform ist in jedem Fall getrennt zu betrachten von der Frage, wem die Daten gehören, die dort gespeichert sind. Bei personenbezogenen Daten kann hier kein Zweifel bestehen (zu den Aspekten Datenschutz und IT-Sicherheit finden sich ausführliche Empfehlungen im Abschlussbericht). Darüber hinaus stellt sich jedoch die Frage, wem Daten über den aktuellen und prognostizierten Netzzustand, über die flexiblen Komponenten im Bereich der Erzeugung oder des Verbrauchs etc. zugänglich gemacht werden sollen. Grundsätzlich sollte die Dienstplattform diskriminierungsfrei genutzt werden können, aber bestimmte Daten werden auch eindeutig den auf der Plattform aufsetzenden Diensten, d. h. Markt- und Netzfunktionen, selbst zuzuordnen sein.

Zentrale und verteilte Komponenten

Für den Aufbau des Energieinformationssystems stellte sich in E-Energy häufig die Frage nach dem Grad der Zentralisierung bzw. der Verteilung von Daten, Zugriffsmodellen und Intelligenz der Verarbeitung.



Zugriff zu verteilten Datenpools

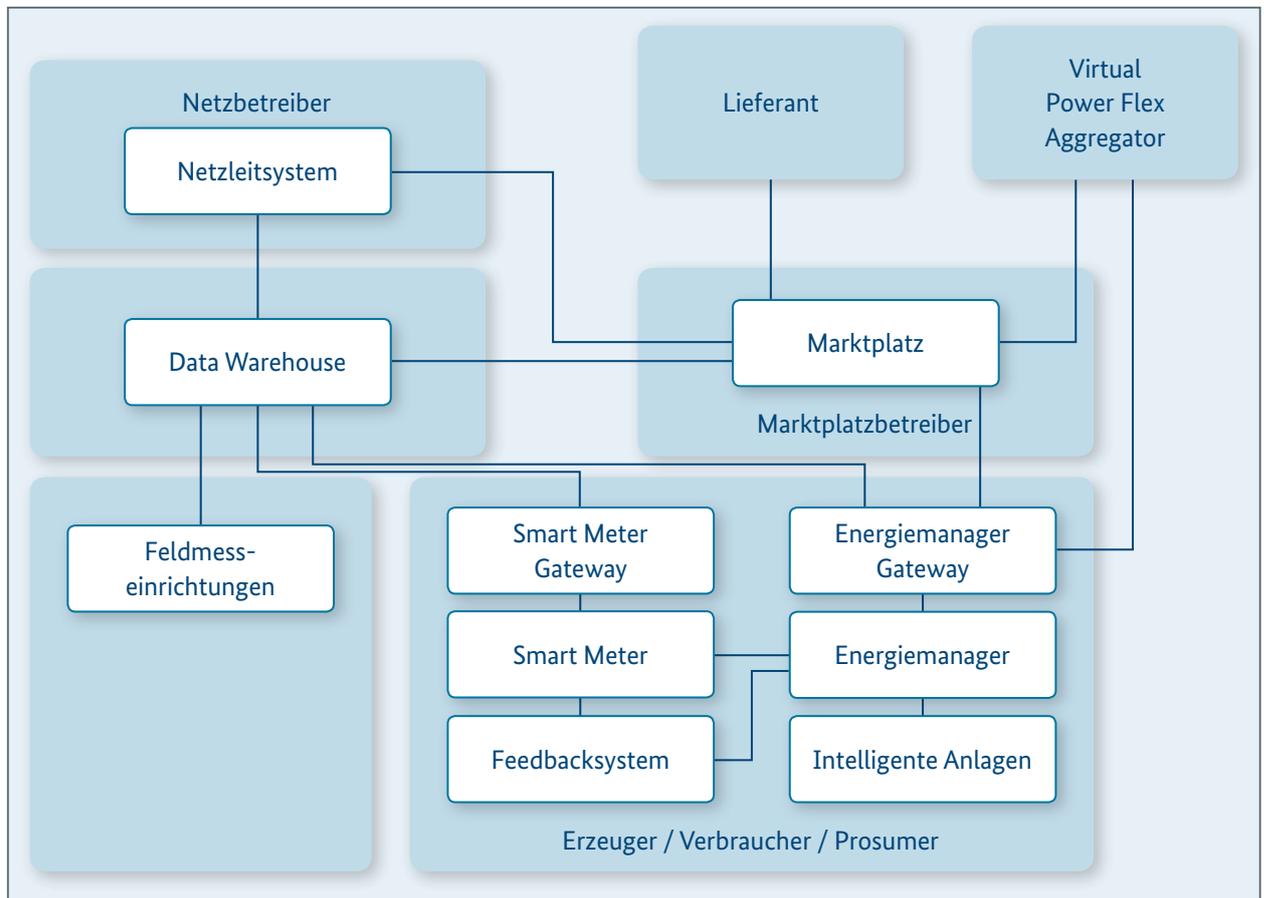
Angestoßen durch die Diskussionen in E-Energy (z. B. in moma, Smart Watts und eTelligence), setzt sich inzwischen auch in Europa die Idee eines verteilten Systems anstelle einer zentralen Datenplattform oder Datendrehscheibe durch. Ein solches Modell verspricht Vorteile beim Datenschutz und eine höhere Widerstandsfähigkeit beispielsweise beim Ausfall von Komponenten oder bei Cyber-Angriffen.

Die verteilten Elemente des Gesamtsystems müssten dann über ein Dienstverzeichnis verbunden werden, das einen diskriminierungsfreien Zugang in angemessenem Umfang ermöglicht. Verteilte Datenpools werden z. B. durch Verteilnetzbetreiber, Messdienstleister oder Datenaggregatoren verwaltet. Ein gemeinsames Portal nutzt das Dienstverzeichnis, um auf diese Pools zuzugreifen und die Daten in geeigneter Weise den Markt- und Netzfunktionen zugänglich zu machen. Das Gesamtsystem von Datenpools, Dienstverzeichnis und Datenportal wird häufig als Data Access Manager (DAM) bezeichnet. In E-Energy wurden viele Realisierungsmöglichkeiten für ein solches System entwickelt und getestet. Dabei wurden insbesondere Erkenntnisse zu Zugangs- und Plausibilitätskontrollen, Vermittlungsdiensten, Standardisierung und Zuverlässigkeit gewonnen.

An dieser Stelle soll eine zentrale Diskussion wiedergegeben werden, die alle Modellprojekte und die Begleitforschung von Anfang an bewegte. Es handelt sich um die optimale Anbindung von Verbrauchern an das intelligente, aktive Verteilnetz. Die Entwicklungen in E-Energy verliefen an dieser Stelle parallel zu den Diskussionen um die Sicherheitsaspekte und den Rollout von Smart Metern in Deutschland. Da in allen Projekten intelligente Zähler eingesetzt wurden, konnten beide Entwicklungsstränge nicht voneinander unabhängig betrachtet werden.

Verbraucher werden dann smart oder intelligent genannt, wenn sie sich optimal an das aktuelle, von Markt und Netz bedingte Angebot anpassen können. Über intelligente Kommunikationseinrichtungen sind sie mit dem Gesamtsystem verbunden (siehe Grafik auf der nächsten Seite). Diese „Energiemanager“ genannten Geräte – im E-Energy-Projekt moma nannte man sie Energiebutler, andere nennen sie BEMI (RegModHarz), Steuerboxen (MeRegio) oder IKT-Gateways (E-DeMa) – erhalten Informationen über aktuelle Preise, den Erzeugungsmix oder die Zustände im Netz und können

Komponenten im Internet der Energie (Variante 0)



abhängig davon Endgeräte ein- oder ausschalten und die entstehenden Flexibilitäten an Aggregatoren, Vertriebe oder andere Marktteilnehmer melden, die auf diese Weise ihre Verbrauchsprognosen verbessern können. Die Intelligenz der Energiemanager muss so weit reichen, dass sie Geräte nur dann ansteuern, wenn deren Betriebszustand dies sinnvoll erlaubt. Insofern wird es im Internet der Energie harte Steuersignale nur für extreme Ausnahmezustände geben. Ansonsten erhalten die Steuergeräte gewissermaßen Angebote, die sie annehmen aber auch ablehnen können. Dieses so genannte Demand-Side-Management kann Marktregeln unterliegen, wie sie über die ebenfalls im Rahmen von E-Energy entwickelten elektronischen Marktplattformen abgebildet werden.

Die Grafik zeigt schematisch die wesentlichen IKT-Komponenten sowie die Marktrollen und Domänen, innerhalb derer sie vorgehalten respektive betrieben werden. Das Herzstück der E-Energy-Systeme bildet

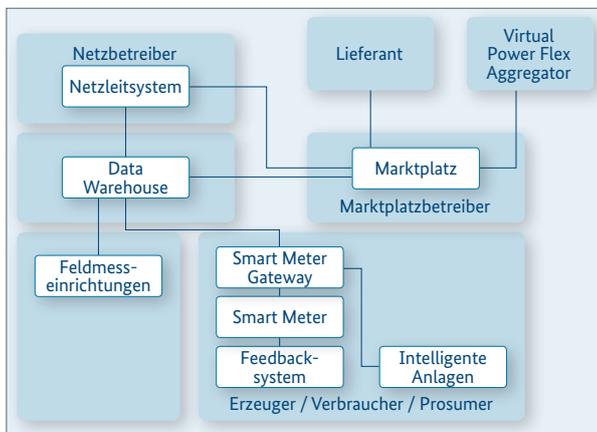
der Marktplatz. Faktisch wurde von jedem Modellprojekt ein solcher entwickelt und getestet. Dort können zukünftig alle Marktteilnehmer ihre „Güter“ unbundlingkonform handeln. In einigen Ausprägungen der Marktplätze kam es zu Vertragsanbahnungen und Handelsabschlüssen zwischen unterschiedlichen etablierten Marktrollen, wie Vertrieb oder Netzbetreibern, aber auch neuen Marktrollen und -funktionen, wie Aggregatoren, Flexibilitätsmanagern und Prosumern.

Teilweise erhalten auch die Energiemanager in den intelligenten Liegenschaften ihre Signale und Informationen vom Marktplatz und können sie entsprechend in Steuersignale umsetzen. Die Kommunikation zwischen dem Energiemanager und dem Marktplatz erfolgt über ein Energiemanager-Gateway.

Je nach Auslegung des Systems kommuniziert der Energiemanager – nach ganz klar vorgegebenen Zugriffsregeln und unter Berücksichtigung des Daten-

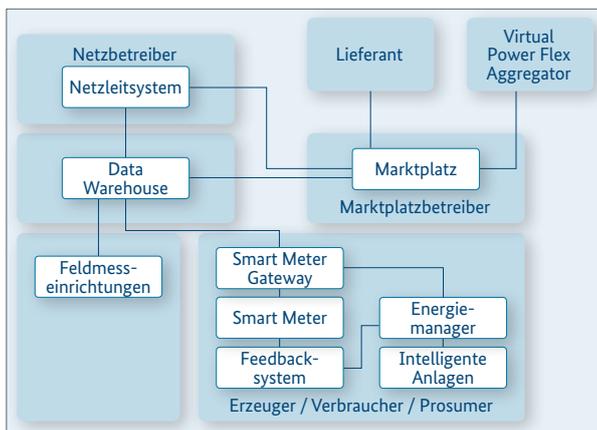
schutzes – über sein Gateway auch mit einer Datenzentrale, in der z. B. die über ein intelligentes Zählersystem erfassten Verbrauchsdaten, über Feldmesseinrichtungen erfasste Daten zum Zustand des Netzes oder auch Wetterdaten liegen.

Während von den meisten Modellregionen die hier skizzierte Architektur (Variante 0) bevorzugt und mit Erfolg eingesetzt wurde, wurden auch abweichende Modelle entwickelt oder zumindest diskutiert:



Variante 1 der Komponenten im Internet der Energie

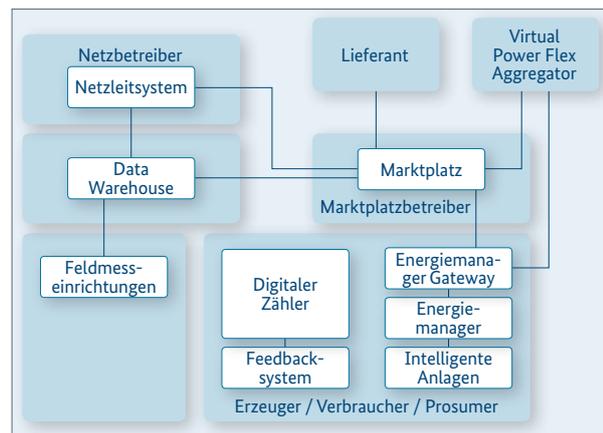
In Variante 1 ist die Intelligenz des Systems zentralisiert. Die ansteuerbaren Anlagen erhalten ihre Signale direkt über das dafür mitgenutzte Gateway des Zählers. Diese Variante mag in Zukunft an Bedeutung gewinnen, wenn die Anlagen eine ausreichende Intelligenz besitzen und bidirektional mit der wie auch immer gearteten Zentrale kommunizieren können. Einfache Schaltsignale wie Strom ein/Strom aus werden in vielen Fällen wenig zielführend sein (wenn sie z. B. eine mitten im Waschgang befindliche Waschmaschine treffen).



Variante 2 der Komponenten im Internet der Energie

Plausibler scheint Variante 2. Hier nutzt der Energiemanager das Gateway des intelligenten Zählersystems mit. Der Vorteil liegt darin, dass dieses Gateway zum einen schon besteht. Zum anderen besitzt es auch ein hohes Maß an Konnektivität und Schutz, da es in Deutschland den Anforderungen des BSI-Schutzprofils genügen muss. Dies kann aber gleichzeitig zum Nachteil werden, wenn dieser hohe Schutzanspruch eine Entfaltung der Funktionalitäten des Energiemanagers behindert.

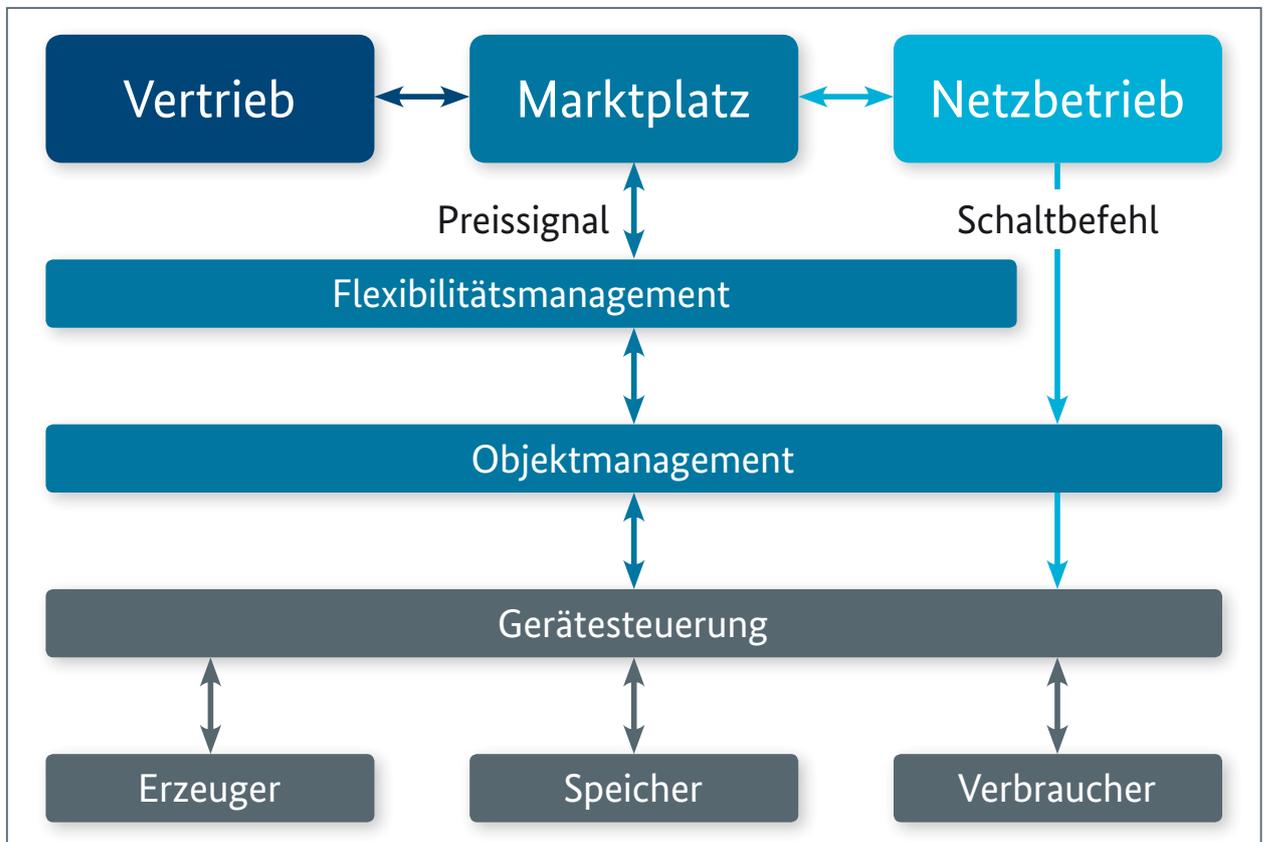
Die Ausbringung von Smart Meter Gateways bzw. kommunikationsfähigen Smart Metern braucht Zeit. Doch auch ohne diese Funktionalität sind IKT-Architekturen für Smart-Grid- und Smart-Home-Lösungen denkbar, wie sie in Variante 3 skizziert sind.



Variante 3 der Komponenten im Internet der Energie

Einige in E-Energy entwickelte IKT-Funktionen lassen sich generisch in die Begriffe „Marktplatz“, „Flexibilitätsmanagement“ und „Objektmanagement“ fassen. Zusammen bilden sie das „smarte Energiemanagement“. Das Flexibilitätsmanagement koordiniert die Aktivitäten in mehreren Objekten und bildet insofern auch das Management von Zellen, wenn ein zellulärer Ansatz gewählt wurde. Im Sinne von Geschäftsszenarien entspricht es weitgehend der Funktion des Aggregators. Das Flexibilitätsmanagement erhält vom Stromvertrieb z. B. aktuelle Strompreise (für Erzeugung und Verbrauch) und vom Netzbetrieb Informationen zum Zustand im Netz – i. d. R. mit dem Ziel, entsprechend stabilisierend zu wirken. Das Flexibilitätsmanagement bildet aus diesen Informationen geeignete Signale und übermittelt sie an geeignete Objekte, wo sie vom Objektmanagement intelligent verarbeitet und in geeignete Schaltsignale für Erzeugungs- oder Verbrauchsgeräte bzw. Speicher umgesetzt werden.

Marktgesteuertes energetisches Objektmanagement



Solange sich das Gesamtsystem im grünen oder gelben Bereich befindet (siehe Ampelmodell Seite 39), werden Preissignale an alle oder geeignete Objekte versendet und auf dem Wege der Verhandlung (z. B. First-come, first-serve) wird entschieden, wer Angebote annimmt oder Anfragen befriedigt. Dabei entscheidet das Objektmanagement zusammen mit der Gerätesteuerung, ob zum aktuellen Zeitpunkt ein Ein- oder Ausschalten möglich ist. Im günstigsten Fall werden damit ausreichend Erzeuger respektive Verbraucher so geschaltet, dass sie helfen, das Netz zu stabilisieren.

Befindet sich das System im roten Zustand, übermittelt das Netz spezielle Anforderungen an das Energiemanagement im Objekt. Diese werden – ohne weitere Optimierungsalgorithmen, aber auf den gleichen Kommunikationswegen wie die anderen Signale – an dafür definierte unterbrechbare bzw. einschaltbare Erzeuger und Verbraucher weitergegeben.

Dieses Modell wurde gewählt, weil der Marktplatz ein unbundlingkonformes Zusammenarbeiten von Ver-

trieb, Netzbetrieb und zukünftigen neuen Marktfunktionen (wie Aggregatoren) ermöglicht und gleichzeitig die in § 14 EnWG vorgesehenen Schalthandlungen realisiert werden können.

In diesem Modell erfolgen die Eingriffe, soweit es geht, über zeit- und ortsgenaue Anreize auf einem (virtuellen) Marktplatz. Nur wenn dringender Handlungsbedarf besteht, werden vorher vertraglich vereinbarte Aus- und Einschaltbefehle versandt. Dass diese Mechanismen im Prinzip funktionieren, konnte von den Modellregionen mehrfach gezeigt werden. Dass eine solche intelligente Netzsteuerung hilft, den Ausbau der Verteilnetze zu verringern oder zu verzögern, steht außer Zweifel. Durch einen dezentralen Abgleich kann die Belastung der nächsthöheren Netzebene, also des Übertragungsnetzes, verringert werden.

Das Modell lässt offen, wie verteilt Flexibilitätsmanagement- und Objektmanagementfunktionen sind. Speziell ist denkbar, dass die Objektmanager untereinander in Verbindung stehen und im Sinne einer Cloud

„entscheiden“. Es lässt auch offen, welche Intelligenz die Gerätesteuerung besitzt und ob sie als separates Device realisiert wird oder in ein Smart-Grid-Ready-Gerät integriert ist. Diese weitreichenden dezentralen Steuerungsmodelle können durch eine weitergehende Standardisierung befördert werden, wie sie mit dem EEBus begonnen wurde.

Vorsicht ist geboten, wenn das Flexibilitätsmanagement in Form autonomer Netzagenten realisiert ist und diese unabgestimmt agieren. Ihre Interventionen mittels Preis- und Steuersignalen können gegenläufige Effekte erzielen oder zu Rückkopplungen oder so genannten Rebound-Effekten führen. Bei MeRegio wurden solche Zustände simuliert und entsprechende Steuermechanismen näher untersucht. E-DeMa macht auf die Auswirkungen von netzorientierten bzw. netzinduzierten Fahrplanänderungen auf Bilanzkreise und die Bereitstellung von Ausgleichsenergie aufmerksam.

Die eingesetzte IKT ermöglicht eine verbesserte Steuerung des komplexer werdenden Energienetzes. Zukünftig lassen sich Extremsituationen wie Netzengpässe besser vorhersehen und beherrschen. Dabei darf nicht unterschätzt werden, dass die eingesetzte IKT auch Risiken mit sich bringen kann. Computer können ausfallen und müssen gegen unberechtigte Zugriffe geschützt werden. Deshalb wurden von allen Modellregionen auch Sicherheitsaspekte betrachtet, entsprechende Lösungsansätze entwickelt und zumindest teilweise in den Feldversuchen umgesetzt (siehe vor allem E-DeMa). Dabei wurde erkannt, dass die Verbesserung der örtlich und zeitlich differenzierten Prognosegenauigkeit bezüglich Erzeugung und Verbrauch wesentlich zur dauerhaften Sicherung der Versorgung beiträgt.

Eine Besonderheit stellt die Schwarzstartfähigkeit dar. Sie wird dann notwendig, wenn ein Teil des Stromversorgungssystems ausfällt, und mit ihm die zentralen oder dezentralen Steuerungseinheiten. In den Modellprojekten wurde ansatzweise gezeigt, wie durch redundante Stromversorgung und Notstromsysteme eine solche Situation vermieden und geheilt werden kann. Weitreichende Architekturüberlegungen gehen in Richtung einer stark verteilten Intelligenz, bei der viele der (kleinen) IKT-Anlagen im Gesamtsystem, wie z. B. die Energiebutler oder Netzagenten im Falle von moma, es gemeinsam ermöglichen, das System wieder in einen stabilen Zustand zu bringen. Andere

Konzepte machen sich den Umstand zu Nutze, dass intelligente Wechselrichter selbst dann Strom von ihren Erzeugungsanlagen beziehen können, wenn das Stromnetz keine ausreichende Versorgung liefern kann. Sie könnten also der Ort sein, von dem aus das System per „Bootstrap“ wieder gestartet wird. Insgesamt bieten zellular aufgebaute Systeme neue Möglichkeiten, Teile des Systems gezielt abzuschalten und in kurzer Zeit neu zu starten.

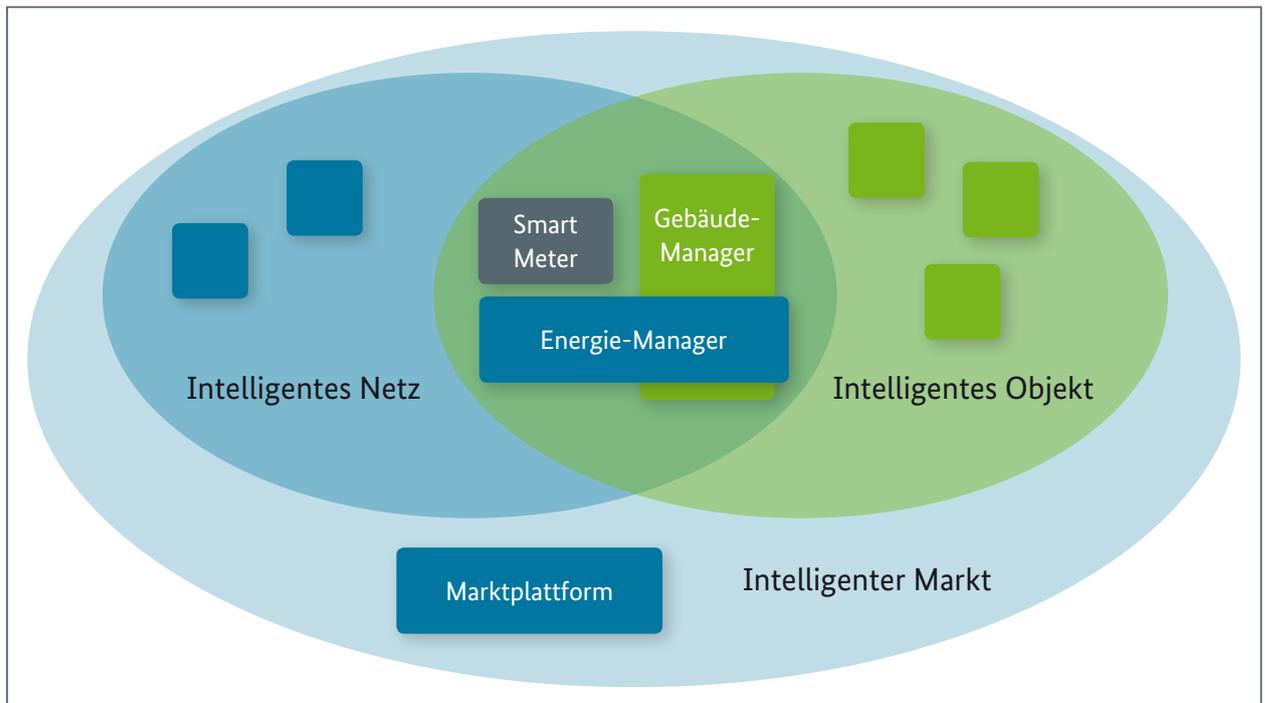
Es bleibt noch die Frage, ob nicht die im Internet der Energie eingesetzten IKT durch den Eigenverbrauch an Strom mehr Verluste erzeugen, als sie einzusparen helfen. Auch dies wurde in E-Energy untersucht. Während moma in seinem Feldtest speziell bei kleinen Haushalten einen geringen Mehrverbrauch feststellte, konnten MeRegio und Smart Watts keinen signifikanten zusätzlichen Verbrauch nach Installation der IKT erkennen. In E-DeMa verursachte das IKT-Setup für die manuelle Steuerung des Verbrauchs (IKT-Gateway 1) durchschnittlich 0,6 Prozent des gesamten Stromverbrauchs. Das automatisierte IKT-Setup besteht aus wesentlich mehr Komponenten (Energiemanager, Kommunikationsmodule an smarterer weißer Ware oder Erzeugungsanlagen etc.) und verbraucht deshalb mehr Strom. So wurde die Verbrauchsreduktion der E-DeMa-Gateway-2-Kunden durch den entstehenden Mehrverbrauch der IKT abgeschwächt.

Smart Grid und Smart Home

Zuerst einmal scheinen die Domänen „Smart Grid“ und „Smart Home“ wenig miteinander zu tun zu haben. Die E-Energy-Konzepte beruhen aber in einem erheblichen Maß darauf, dass Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen in Gebäuden angesteuert werden können, um der Netzstabilisierung zu dienen respektive gar nicht erst dazu beitragen, dass eine Destabilisierung entsteht.

Bisher stehen (nur) die Stromzähler an der Schnittstelle zwischen Smart Grid und Smart Home. Mit E-Energy tritt an dieser Schnittstelle eine neue Komponente auf, der Energiemanager. Er lässt sich als Funktion kaum in den Smart Meter bzw. intelligenten Zähler integrieren, wird aber in vielen Fällen deren Daten nutzen und sich mit dem Zähler ggf. ein Kommunikationsgateway für die Verbindung teilen. Welche Kommunikationsprotokolle, Schutzmechanismen und rechtlichen Rahmenbedingungen sinnvoll sind, hat E-Energy gezeigt. Wenig Beachtung wurde bisher dem Zusammenspiel

Intelligente Liegenschaften am Intelligenten Netz



von Energiemanager-Geräten und den sich schnell am Markt etablierenden Geräten zur Gebäudeautomatisierung bzw. für das Home-Energy-Management gewidmet. Da beide Funktionen mit einer Großzahl der Anlagen im Gebäude verbunden sein werden, wird es hier große (Kosten-)Effizienzpotenziale geben.

Da die Anzahl der reinen E-Energy-Anwendungen mit großem Nutzenpotenzial für den einzelnen Objektbesitzer beschränkt ist, könnte eine – technische – Integration der beiden Funktionen einen erheblichen Anreiz zum Einsatz einer solchen Einheit darstellen. Möglicherweise werden in Zukunft die Komponenten und Dienste für beide Anwendungsdomänen auch auf einem gemeinsamen Marktplatz gehandelt. Aus Kommunikations- bzw. Akzeptanzsicht wäre so ein „Merge“ ebenfalls wünschenswert: Mit Energiemanagern sind eher Ängste verbunden (Eingriff, Überwachung), von der Gebäudeautomatisierung wird Komfortgewinn erwartet.

Es zeichnet sich ein Trend ab, Objekte energieautonom zu betreiben. Ist neben der Grid-Parity, d.h. der Preisgleichheit von PV-Strom und Netzstrom, zudem bezahlbare Speicher verfügbar, werden die Home-Manager diese Geräte mit Sicherheit steuern und viele Gebäude energieautark betrieben werden können.

Lassen sie sich nur nach den Anforderungen des Smart-Home-Besitzers steuern, werden diese autonomen Energiezellen nur schwer für das Smart Grid nutzbar sein.

Ansteuerung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen

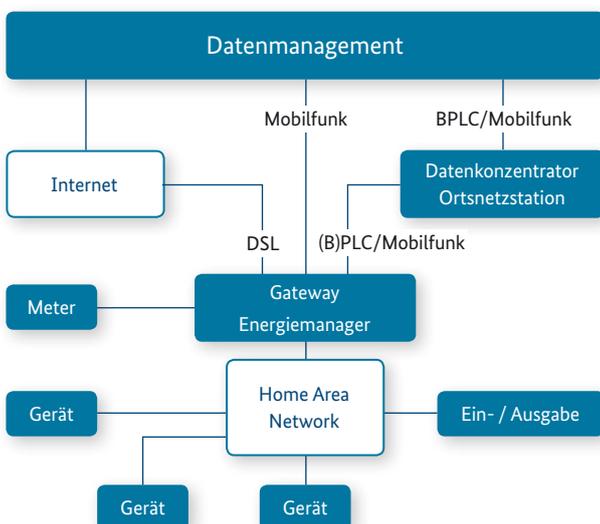
Der Steuerungsbedarf im bisherigen Energiesystem beschränkte sich auf relativ wenige Geräte. Künftig müssen nun sichere und wirtschaftliche (bidirektionale) Kommunikationsschnittstellen zu vielen Millionen Erzeugungs- und Verbrauchsgeräten zur Verfügung gestellt werden. Ein Ziel von E-Energy war es, kostengünstige und effiziente Kommunikationstechnik für das gesamte Internet der Energie zu identifizieren und exemplarisch einzusetzen.

Kritisch blieben in den Feldversuchen bis zum Schluss die Kommunikationsstrecken zu den Liegenschaften und innerhalb der Gebäude. Zwar wurde auf Standardprotokolle und Schnittstellen zurückgegriffen, aber die Installations-, Inbetriebnahme- und Wartungskosten waren höher, als man es für ein breites Ausrollen der Technologien akzeptieren könnte. Dies lag insbesondere daran, dass die vorhandene Kommunikationsinfrastruktur beim Kunden sehr heterogen war. So waren kaum Plug-and-play-Installationen möglich,

sondern meist nur umfangreiche Einzelfallinstallationen trotz erfolgter Voruntersuchung.

In der folgenden Abbildung sind bedeutsame Schnittstellen skizziert. Grob lassen sich die Erfahrungen der Modellregionen so zusammenfassen:

- Unabhängig von den verwendeten physikalischen Schnittstellen kann TCP/IP als Übertragungsprotokoll alle Anforderungen erfüllen.
- Kabelgebundene Zugangstechnologien (DSL, Glasfaser) haben eine gute Verfügbarkeit in Deutschland. Allerdings kann es zu Engpässen in der Bandbreite kommen, wenn der Internetzugang von anderen Diensten stark in Anspruch genommen wird. Aufgrund des gewählten TCP/IP-Protokolls kommt es in diesem Fall zu keinen Datenverlusten, jedoch zu unkalkulierbaren Verzögerungen. So können beispielsweise regulierte Schalthandlungen nicht über diese Schnittstelle laufen.
- In den Feldversuchen wurde für die Kommunikation zwischen den Objekten und den Datenzentralen häufig die Verwendung des Internets vermieden. Daten wurden Punkt-zu-Punkt zwischen dem Energiemanager/Smart Meter im Objekt und einem zwischengeschalteten Datenkonzentrator übertragen. Dabei kamen sowohl Power Line Carrier (PLC) als auch Mobilfunksysteme zum Einsatz. Für die Feldversuche reichten die Bandbreiten und die Zuverlässigkeit i. d. R. aus. Während für die Übertragung zum Konzentrador unter bestimmten Bedingungen schmalbandiges PLC eingesetzt werden könnte, hat sich für alle anderen Fälle Breitband-Powerline bewährt. Mit dieser Technologie ist ausreichend Kapazität für weitere Ausbaustufen vorhanden.



- Für die Inhouse-Kommunikation eignen sich etablierte LAN-Lösungen nur sehr bedingt, da die meisten Geräte nicht über entsprechende (teure) Anschlüsse verfügen. Deshalb kamen neben PLC auch die typischen Schnittstellen aus der Gebäudeautomatisierung zum Einsatz (KNX, wM-Bus, IEEE802.15.4/ZigBee). Dabei sind die Drahtloschnittstellen allen anderen Schnittstellen im Bereich Installation überlegen. Sie erfüllen aber nach Einschätzung vieler Modellregionen nicht die Anforderungen an eine robuste Vernetzung mit hoher Indoor-Reichweite und niedrigem Energieverbrauch. Breitband-PLC ist hier überlegen und künftig könnte für die Kommunikation im Gebäude auch ein weiterentwickeltes Schmalband-PLC (z. B. 3G oder PRIME) in Frage kommen, das mit hoher Geschwindigkeit überträgt und dennoch nicht andere Verbindungen wie BPLC stört.

Im Rahmen von Smart Watts wurde der EEBus entwickelt. Er dient der herstellerunabhängigen Ansteuerung von Haushaltsgeräten im Rahmen des Lastmanagements und beschreibt die Nutzung bestehender Kommunikationsstandards und -normen mit dem Ziel, Energieversorgern und Haushalten den Austausch von Anwendungen und Diensten zur Erhöhung von Komfort und Effizienz zu ermöglichen.

EEBus baut auf vorhandenen Standards auf und entwickelt sie weiter. Mit der Gründung eines in Deutschland eingetragenen Vereins sollen Weiterentwicklung, Vermarktung und Standardisierung der EEBus-Technologie vorangetrieben werden. Unterstützt durch das E-Energy-Kompetenzzentrum und die E-Energy-Begleitforschung haben die Protagonisten des EEBus und das KNX-Konsortium, das einen inzwischen weit verbreiteten Standard im Bereich der Haus- und Gebäudesystemtechnik vertritt, eine Allianz für Smart Energy Solutions gegründet. Diese gemeinsame Initiative soll weltweit den Standard für die Verbindung des Smart Homes mit dem Smart Grid setzen. Inzwischen wird der EEBus in IEC-Gremien diskutiert und hat gute Chancen, dieses Ziel zu erreichen.

Den Ausgangspunkt für die bidirektionale Kommunikation mit Erzeugungs- und größeren (gewerblichen) Verbrauchsanlagen bildet der für die Kommunikation mit Schaltanlagen weit verbreitete internationale Standard IEC 61850. Er wurde in allen Modellregionen als

EEBus für die Vereinheitlichung der Kommunikation zu Hausgeräten



Datenmodell und Kommunikationsprotokoll für die Kommunikation mit Erzeugungsanlagen (kleine und große BHKW, Wechselrichter etc.) eingesetzt und diente z. B. im Rahmen von eTelligence auch der Anbindung von großen Verbrauchsanlagen wie den Kühlhäusern. Der Vorteil von IEC 61850 liegt in den umfassenden Definitionen für die Kommunikation mit unterschiedlichsten Geräten und der Verfügbarkeit verhältnismäßig kostengünstiger Hardware- und Software-Lösungen. Von besonderem Wert für die intelligente Anbindung vieler dezentraler, kleiner Erzeugungsanlagen ist die so genannte Opt-in/Opt-out-Funktion von IEC 61850.

Der Mensch im Mittelpunkt

Die in den E-Energy-Modellprojekten eingesetzten Technologien sind die Mittel zur Erreichung der oben skizzierten Ziele. Für eine erfolgreiche Einführung der Smart-Grid- und Smart-Energy-Technologien in Deutschland gilt es, die Perspektive und die Veränderungen in den Routinen der Verbraucher sowie ihre Erwartungen und Ängste zu berücksichtigen. Einiges ist in den Feldversuchen von E-Energy deutlich geworden – vor allem, dass Menschen sehr unterschiedlich auf die neuen Möglichkeiten reagieren und rein monetäre Anreize z. B. in Form variabler Tarife allein nicht ausreichen, um die Akzeptanz zu steigern und das Verhalten zu ändern. Viel mehr ist direkte und umfassende Kundenbetreuung, die einen Lernprozess bezüglich Energieeffizienz und Verbrauchsverlagerungen einläutet, nötig, damit die Kunden sich mit den neuen technischen Lösungen auseinandersetzen, sie akzeptieren und nachhaltig einsetzen.

Erzeuger und Verbraucher werden im Internet der Energie mehr als heute die Möglichkeit haben, sich

marktkonform zu verhalten. Wer in seinem betrieblichen oder häuslichen Umfeld Strom erzeugt, ist dann nicht mehr nur Konsument, sondern auch Produzent, kurz Prosumer, und kann (wie z. B. bei E-DeMa gezeigt) auf den virtuellen Marktplätzen als Marktteilnehmer auftreten. Wenn auch wohl in Zukunft nicht jeder einzelne Haushalt auf dem Marktplatz der Energien den Strom aus seinen Erzeugungsanlagen und Speichern handeln kann, so wird es auf den elektronischen Marktplätzen eine Reihe neuer Marktteilnehmer geben, die im Sinne von Agenten oder Aggregatoren dort ihre Klienten vertreten. Auf diesen Marktplätzen können auch weitere Dienstleistungen angeboten werden, z. B. notwendige Prognosen zur Ermöglichung wirtschaftlichen Handelns von Kleinsterzeugern oder Programme, die der Effizienzsteigerung in Haushalten und Betrieben durch intelligente Wartung und Steuerung der Energie erzeugenden und verbrauchenden Anlagen dienen. Hier berühren sich die Smart-Grid-Lösungen und die sich schnell entwickelnden IKT-gestützten Steuerungen in den Bereichen Smart Home und Smart Factory.

Das Internet der Energie lebt von Kommunikation und Transparenz. Dass der Verbraucher bei all der Transparenz nicht zu viel von sich preisgibt und die neu entstehende Infrastruktur vor schädlichen Zugriffen geschützt wird, war ebenfalls eine Problemstellung, mit der sich die E-Energy-Modellprojekte und die Begleitforschung befassen haben. Die E-Energy-Fachgruppe Recht hat „Empfehlungen zum Datenschutz in Smart Grids“ entwickelt, die teilweise schon in die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes eingeflossen sind.

Der Schutz der personenbezogenen Daten vor unberechtigtem Zugriff wird mit Recht als eine zentrale

Voraussetzung für die Akzeptanz von Smart-Grid-Lösungen angesehen. Die wichtigsten Maßnahmen für den Datenschutz sind sicherlich die Zweckbindung der Daten, die Datensparsamkeit und die Transparenz. Gespeichert werden sollen nur Daten, die notwendig sind, um die Energieeffizienz und die Steuerung des Gesamtsystems zu optimieren. Für die meisten Anwendungsszenarien werden keine personenbezogenen Daten benötigt. Mit dem Schlagwort „Privacy by Design“ haben die Modellprojekte IKT-Methoden und -Architekturen bezeichnet, in denen Daten nur in aggregierter Form und nur dort gespeichert werden, wo sie tatsächlich benötigt werden. Bei den wenigen Fällen, in denen spezifische Daten benötigt werden, muss vorher eine Anonymisierung oder eine Pseudonymisierung stattfinden. Schließlich ist es für den Anwender wichtig zu erfahren, welche seiner Daten gespeichert und weitergegeben werden. Die einzelnen Anbieter müssen offenlegen, welche Informationen letztendlich gespeichert werden und an wen sie in welcher Form weitergegeben werden.

Akzeptanz gezielt steigern

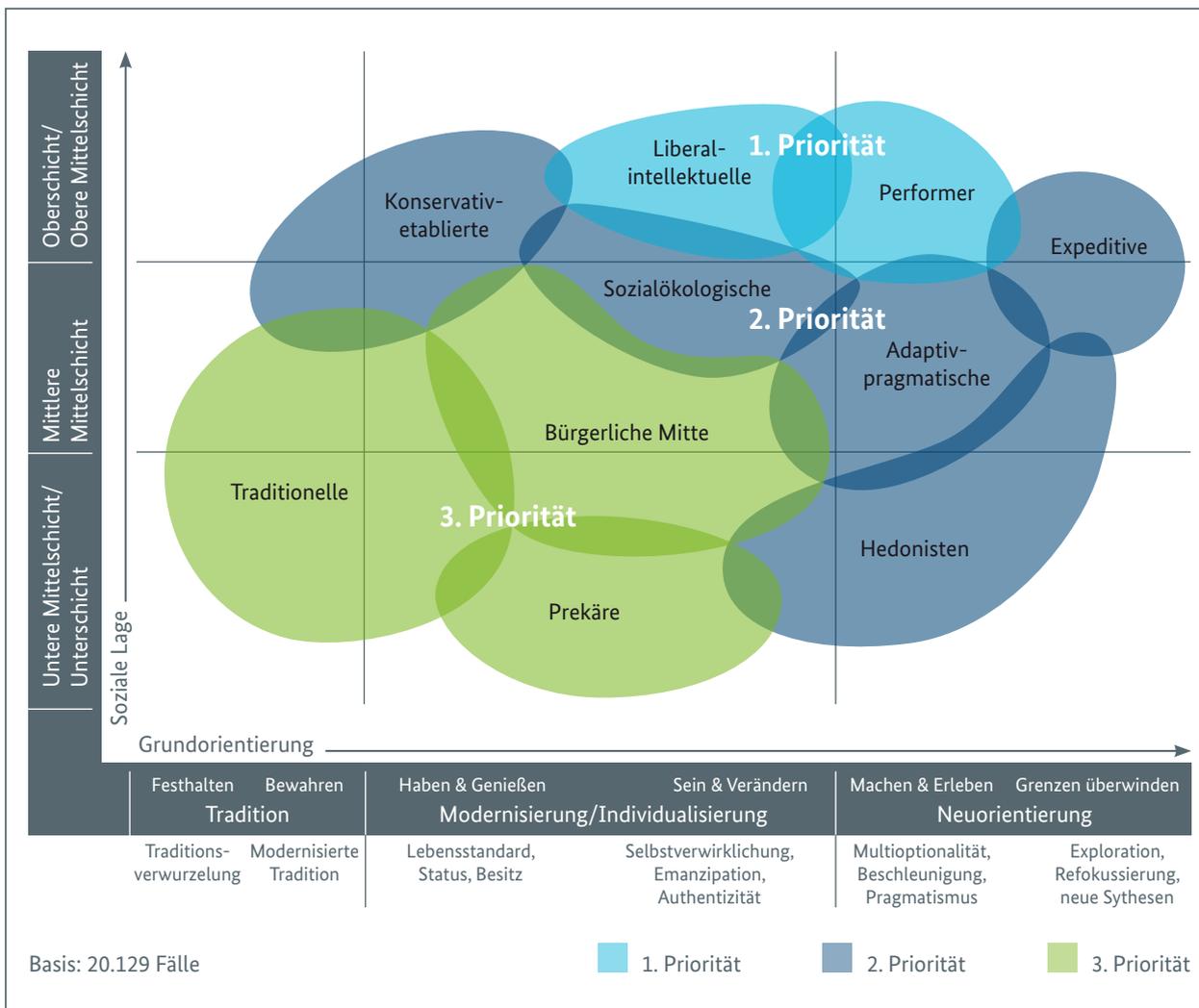
Während die Rechte von Privatpersonen durch die beschriebenen Maßnahmen gewahrt bleiben können, gilt es, das Thema „Sicherheit des Gesamtsystems“ noch genauer zu beleuchten. Auch hier gibt es ein Sicherheitsbedürfnis auf Seiten der Verbraucher. Bisher war die Stromversorgung gesichert; im Schnitt sind wir in Deutschland weniger als 15 Minuten pro Jahr ohne Strom. Die Abschaltungen sind meistens auf geplante Wartungsarbeiten zurückzuführen. Im Internet der Energie müssen Daten ebenso wie die Steuerungsanlagen vor unberechtigtem, illegalem Zugriff geschützt werden. Mit seiner Initiative zur Entwicklung eines Schutzprofils für das Smart Meter Gateway hat das BMWi einen ersten wichtigen Schritt in Richtung Sicherheit im Smart Grid getan. Dem werden weitere folgen, bis alle Fragen rund um das Smart Grid geklärt sind. Viele davon haben mit der Architektur des Gesamtsystems zu tun, denn nicht jeder ungewollte Zustand ist auf kriminelle Handlungen zurückzuführen. IKT-Geräte können ausfallen und jede Software kann Fehler enthalten. Hier gilt es, durch kluge Auslegung des Gesamtsystems eine Kapselung von Fehlerzuständen zu erreichen und dafür zu sorgen, dass einzelne Bereiche des Gesamtsystems eine Zeit lang eigenständig betrieben und Schritt für Schritt wieder in das Gesamtsystem zurückgeführt werden können.

Ziel muss bleiben, dass alle Stromverbraucher jederzeit auf eine gesicherte Versorgung vertrauen können. Aber die Menschen von heute haben mehr Ansprüche als den, dass zu jedem Zeitpunkt Strom aus der Steckdose kommt. Und diese Kundenbedürfnisse sind bei unterschiedlichen Gruppen unterschiedlich ausgeprägt. Fast alle E-Energy-Modellregionen haben Untersuchungen zur Akzeptanz der neuen Lösungen durchgeführt. Die Erkenntnis: Wir sind weit entfernt vom notwendigen gesamtgesellschaftlichen Wandel. Das Wissen des durchschnittlichen Endenergiekunden in Deutschland über die Komplexität und die Zusammenhänge im Energiebereich grundsätzlich, aber auch in Bezug auf die sich hinter dem Begriff „Smart Grid“ verbergenden Technologien und neuen Optionen ist nicht besonders ausgeprägt. Meinungsumfragen unter den Feldtestkunden der E-Energy-Modellregionen sowie die Forschung im E-Energy-Schwesterprojekt Future Energy Grid (FEG) belegen diese Einschätzung. In der von der acatech vorgelegten Studie zum FEG-Projekt heißt es: „Für eine wirklich von der Bevölkerung getragene Energiewende mit einem optimalen Einsatz von Smart Grids ist es erforderlich, dass neben der grundsätzlichen Bereitschaft, die Technik zu tolerieren, eine wertgestützte Zustimmung unter Abwägung der Vor- und Nachteile erreicht werden kann (Akzeptabilität). Dabei geht es insbesondere darum, die Technikmündigkeit der Bürger zu erhöhen, was durch eine aktive Einbeziehung im Dialogverfahren, nicht aber durch eine auf bloßen Wissenstransfer ausgerichtete Technikkommunikation erreicht werden kann“ (acatech, 2012).

Im Kontext der FEG-Studie wurde mit Sinus-Milieus operiert, bei denen Konsumenten gemäß ihrer sozialen Lage und ihrer Grundorientierung systematisiert werden (siehe Bild folgende Seite). Je höher das Milieu in der Matrix eingeordnet ist, desto höher sind Bildung, Einkommen etc. der ihm zugehörigen Mitglieder. Auf der x-Achse wird von links nach rechts die Werterhaltung der Milieus angegeben: von eher traditionell bis eher modern. Hohe Akzeptanz für die neuen Modelle wird bei modern eingestellten, gebildeten und eher wohlhabenden Menschen unterstellt. Im Milieu der Traditionellen und der bürgerlichen Mitte stellt wohl die Aussicht auf Einsparungen ein Hauptmotiv dar.

Die Betrachtung der in den E-Energy-Modellregionen vorhandenen E-Energy-Kundensegmente zeigt jedoch,

Milieupriorisierung nach Sinus



dass nicht nur die hier priorisierten Milieus der Liberal-Intellektuellen und Performer, sondern auch das Milieu der Konservativ-Etablierten eine Rolle spielten. Grundsätzlich verfügte die Großzahl der Kunden über die Modellregionen hinweg über ein höheres Alter (45 plus), größeres Wohneigentum und einen sehr hohen Bildungsgrad und ist damit als Gruppe genauso wie die von ihr erzielten Ergebnisse nicht repräsentativ für den durchschnittlichen Bundesbürger.

Ein Erklärungsansatz für das häufige Auftreten dieser Gruppe in den Modellregionen kann aber im Folgenden gesehen werden: Die E-Energy-Modellregionen mussten die Auswahl der Feldtestkunden auf das Vorhandensein technischer Voraussetzungen und die

Freiwilligkeit ausrichten und konnten keine ausführlichere „Kundensegmentierung“ vornehmen. So sind die E-Energy Feldtests nur bedingt repräsentativ für durchschnittliche deutsche Verbraucherhaushalte, da ihre Rekrutierung auch die technischen und organisatorischen Notwendigkeiten der Feldtests spiegelte. Dennoch konnten durch das Einbeziehen von insgesamt fast 4.000 Haushalten über die sechs Modellregionen hinweg wertvolle Erkenntnisse über die Akzeptanz und Attraktivität der neuen Lösungen gewonnen werden. Letztendlich haben die Ergebnisse der E-Energy-Modellregionen gezeigt, dass es nicht den einen Ansatz im Sinne von „one size fits all“ geben wird. Unterschiedliche Kundensegmente mit unterschiedlichen Ausprägungen erfordern andere Ansprachen

und differenzierte Kommunikationsmittel bis hin zu angepassten Technik-Setups. Für eine ausführliche Diskussion speziell der erprobten Feedbacksysteme, Tarife und „Rekrutierungsstrategien“ sei verwiesen auf den Abschlussbericht der Begleitforschung. Über alle Projekte hinweg lassen sich aus deren Wirkungsforschung und der Arbeit in der Fachgruppe Markt folgende Hauptfaktoren für eine erfolgreiche Teilnahme und Nutzung der neuen Angebote ausmachen:

- **ökonomische Vorteile**

Laut Kundenumfragen aus den Modellregionen ist die Aussicht auf Energiekosteneinsparung mit smarten Haushaltsgeräten meist der erste Anreiz.

- **Umweltaspekte**

Lastmanagement wird verstanden als Beitrag zur Energiewende, zur Energieeinsparung, zur Steigerung der Primärenergieeffizienz.

- **Technikaffinität**

Bei einem Teil der Konsumenten dominiert die Lust, etwas Neues auszuprobieren. Dies erklärt den überdurchschnittlichen Bildungsgrad bei den Feldtestteilnehmern.

- **Zeitbudget**

Solange das Ziel Plug-and-play nicht komplett erreicht ist, braucht man Zeit, um sich mit der neuen Technik auseinanderzusetzen und auf Preissignale zu reagieren. Dies erklärt das überdurchschnittliche hohe Alter der Teilnehmer.

- **Flexibilität als zeitgemäßes Thema**

Für viele waren das Interesse an neuen Lösungen und das Verständnis für neue Lösungen im Bereich des flexiblen Verbrauchs und der flexiblen Erzeugung wichtig. Dies erklärt den überdurchschnittlichen Bildungsgrad bei den Teilnehmern.

Jenseits dieser Einflussfaktoren waren ganz klassische Anforderungen bezüglich der neuen Angebote auszumachen. Grundsätzlich will der Kunde seinen Komfort aufrechterhalten. Einfache Lösungen, die keine zu großen Verhaltensänderungen fordern, werden bevorzugt. Technische Verlässlichkeit wird außer bei „Forschungsaffinen“ zwingend vorausgesetzt. Besonders gut untersucht wurden die Anforderungen und Effekte von diversen variablen Tarifen. Eine ausführliche Darstellung der Modelle und Ergebnisse findet sich im Abschlussbericht. Einige Erkenntnisse aus den Feldversuchen sind:

- Einfache Tariftypen sind momentan noch gleich attraktiv oder sogar attraktiver als anspruchsvolle.

Die Kunden gewöhnten sich lieber an 2–3 stabile Tarilmuster, als sich täglich umzuorientieren.

- Sobald die automatische Steuerung nach Preisanreizen stabil läuft, lassen Kunden ihre Energiemanager gerne smarte Weiße Ware steuern, um günstige Tarifstufen komfortabel auch dann nutzen zu können, wenn sie nicht vor Ort sind.
- Technische Probleme mit automatischen Steuerungen führten zu Frustration und Ermüdungseffekten (Enttäuschung nach hohen Erwartungen und schlechtes Abschneiden gegenüber Geräten, die in Serie produziert werden).
- Verbrauchsvariable Tarife können leicht manuell umgesetzt werden und haben in den Feldtests gezeigt, dass Kunden ihren Verbrauch leicht und stetig reduzieren oder über den Tagesverlauf vergleichmäßigen können.
- Die Reaktion auf Tarif-Events, in denen der Verbrauch entweder stark vergünstigt oder stark verteuert wird, ist sehr gut – diese müssen aber prominent kommuniziert werden, damit sie funktionieren. Sind sie nur „ein weiterer Teil“ des Angebots, der Kunden nicht nahegebracht wird, haben die Events wenig Wirkung. Erfolgen eine umfassende Kommunikation und Erklärung, können massive Verlagerungen erzielt werden, wobei es einfacher ist, sehr günstige Tarif-Events in mehr Verbrauch als sehr teure Tarif-Events in weniger Verbrauch zu übersetzen.

Alle Modellprojekte installierten Feedbacksysteme, um den Kunden eine höhere Transparenz bezüglich deren Verbräuchen zu verschaffen. Über alle Feldtests hinweg lässt sich feststellen:

- Einfache Visualisierungen sind attraktiver als detailreiche.
- Ein qualitativ hochwertiger Kundenservice ist trotz Feedbackgeräten unerlässlich.
- Für hochwertige Feedbacksysteme sind Kunden bereit, bis zu 2 Euro pro Monat zu bezahlen. Die Bereitschaft zu höheren Zahlungen ist sehr selten.
- In Kundenumfragen wurde häufig von der Mehrheit der Befragten geäußert, dass Feedback als positiv bewertet wird und gerne vom Haushalt weiterverwendet würde.
- Bezüglich Feedbackgeräten (insbesondere Webportalen) lässt sich in vielen Modellregionen ein nach einigen Monaten einsetzender Ermüdungseffekt feststellen.

Automatisiert und manuell

In den E-Energy-Modellregionen wurden sowohl automatisierte wie auch manuell zu steuernde Lastverschiebungsmechanismen getestet. Zumeist wurden innerhalb der Modellregionen sogar beide Ansätze in unterschiedlichen Phasen der Feldtests eingesetzt. Lediglich eTelligence fokussierte von Anfang an eine manuelle Verbrauchssteuerung durch den Einsatz von Smart Metern, leicht zu verarbeitenden Tarifen und unterschiedlichen Formen von Verbrauchsfeedback. Die Frage, ob manuelle oder automatisierte Laststeuerung zielführender ist, wurde immer wieder kontrovers diskutiert. Aus den Evaluationen der Modellprojekte lässt sich ableiten:

- Die Feldtestkunden präferierten – sofern sie die Wahl hatten – eher die manuelle Steuerung als die automatisierte. Dies war allerdings vielfach durch den fehlenden technischen Reifegrad der in den Feldtests einsetzbaren Automatisierungslösungen zu erklären.
- In einigen Modellregionen trat bei manuellen Lösungen nach wenigen Monaten ein Ermüdungseffekt ein. Im besten Fall sind bis dahin notwendige Einstellungen gemacht und Ersatzanschaffungen getätigt. Stabile Aktivität der Teilnehmer berichteten allerdings eTelligence und E-DeMa.
- Beim Einsatz von Laststeuerung in Betrieben kommt ausschließlich die automatische Lösung in Betracht.

Dies lässt den Schluss zu, dass der Fokus langfristig auf automatisierten Lösungen liegen sollte. Nichtsdestotrotz haben manuelle Lösungen einen hohen Wert speziell in der Anfangsphase, in der es gilt, Barrieren zu überwinden und Lernprozesse bei eher unbedarften Verbrauchern zu initiieren. Vielfach wurden Bedenken von Haushaltskunden unterschätzt, die einer Veränderung der Nutzung ihrer Haushaltsgeräte oder gar einer „Fernsteuerung“ kritisch gegenüberstanden. Eine veränderte Nutzung von Geschirrspülern, Kühl- und Gefriergeräten war für die meisten Feldtestteilnehmer unkritisch. Aber das Waschen und Trocknen als flexibler Prozess wurde skeptisch betrachtet. Prozesse wie das Kochen oder die Nutzung von Unterhaltungselektronik und Computern kamen für die meisten Kunden gar nicht für die Flexibilisierung ihres Verbrauchs in Frage. Eine manuelle Steuerung auf Basis von Preisanreizen und Feedbackinformationen hat den Vorteil, dass die Entscheidungsgewalt des

Verbrauchers immer gewährleistet ist. Sie erfordert zwar ein aktives Umdenken und kann nicht im Sinne von „set and forget“ ohne Komfortverlust umgesetzt werden. Gerade das dürfte aber die Grundlage für eine dauerhafte Akzeptanz des Systems und speziell für weitgehende Automatisierungen sein. Umgekehrt bietet die Automatisierung des Energiemanagements den Vorteil, dass der Verbraucher nur zu Beginn im Sinne einer Set-and-forget-Logik seine Präferenzen und die Verschiebungspotenziale seiner einzelnen Haushaltsapplikationen festlegen und diese nur bei Änderungen oder im Falle einer wahrgenommenen Komforteinbuße verändern muss.

Grundsätzlich empfehlen übergreifende Verbraucherstudien in Bezug auf die Einführung von Smart Grids inzwischen eine differenzierte Einführung, die erst nach einer Lernphase und einer manuellen Umsetzungsphase in die Automatisierung geht. Wichtig dabei ist, glaubwürdig zu kommunizieren, dass das Energiemanagement nur in den vom Kunden abgesteckten Flexibilitätsbereichen überhaupt agieren kann und dass Entscheidungen des Energiemanagementsystems immer durch den Kunden ausgesetzt oder überschrieben werden können. Der Verbraucher muss weiterhin die Entscheidungshoheit im Haushalt behalten.

Die IKT kann helfen, ein System zu schaffen, in dem unterschiedliche menschliche Bedürfnisse und gesellschaftliche Entwicklungen ihren Platz finden. E-Energy hat aufgezeigt, dass es dafür einer intensiven interdisziplinären weiteren Betrachtung bedarf, in die neben Ingenieuren und Betriebswirten zunehmend Psychologen und Soziologen und viele andere Disziplinen ein-



Die menschlichen Bedürfnisse nach Maslow



Der E-Energy-Abschlusskongress im BMWi

gebunden werden sollten. So fließen die Ergebnisse von E-Energy wie auch weiterer Projekte weltweit derzeit in das im Zusammenhang mit der EEGI-Initiative gestartete und von der EU geförderte Projekt S3C (Smart Consumer – Smart Customer – Smart Citizen) sowie in sein Schwesterprojekt ADVANCED (Active Demand Value and Consumer Experience Discovery) ein. Dort werden vor allem die menschlichen Bedürfnisse betrachtet und die Entwicklung des zukünftigen Energiesystems wird an großen gesellschaftlichen Veränderungsprozessen wie Shared Economy oder dem demographischen Wandel gespiegelt. Dabei wird z. B. deutlich, dass sich viele Menschen heute auf Ebene 3 der vom Psychologen Maslow skizzierten Bedürfnispyramide bewegen. Auf dieser Bedürfnisebene führen vermehrt Ansätze von Social Networking und Gruppenbildung zu tragfähigen Lösungen für neue Märkte und Produkte.

Strom kann zwar nicht seine Farbe wechseln, aber die Zeiten, in denen eine Kilowattstunde wie die andere ist, sind vorbei. Wenn es Strom im Überfluss gibt, wird die Kilowattstunde günstiger zu haben sein als in Zeiten des Mangels. Würden jedoch zu Zeiten des günstigen Angebots alle Verbraucher ihre Geräte

einschalten oder gar ihre Speicher laden, würde das zu einer Überbelastung der Netze führen. Die Kilowattstunde müsste nun einen Aufschlag für die Netzbelastung erhalten. Das bedeutet, dass sich die Preisbildung an mehreren Faktoren festmachen und schnell auf Veränderungen reagieren muss. Dies wird nur möglich sein, wenn der Abgleich auf weitgehend automatisierten elektronischen Marktplattformen basiert, wie sie von den E-Energy-Modellprojekten entwickelt und getestet wurden.

Geschäftsszenarien für ein Internet der Energie

Wie in allen Unternehmen lässt sich auch bei der Stromversorgung auf vielfältige Art (mehr) Geschäft machen:

- Erzielung höherer Preise für ein Produkt oder eine Dienstleistung
- Senkung der Kosten bei der Bereitstellung des Guts
- Entwicklung und Vermarktung neuer Angebote
- Binden bestehender bzw. Gewinnen neuer Kundengruppen

Die in E-Energy entwickelten Marktplätze und Handelsprozesse wurden vielfach in dem Sinne zur

Beschaffungsoptimierung genutzt, dass Kosten für teure Ausgleichsenergie entfielen. Im Projekt eTelligence konnten zum Beispiel die Prognoseabweichungen der Windeinspeisungen an der Nordsee mit den gewerblichen Flexibilitäten aus Kühlhäusern ausgeglichen werden. Das Potenzial ist jedoch nicht geeignet zum mehrtägigen Ausgleich von Windfluktuationen.

Interessante Optionen ergaben sich hier durch regionale Produkte im Bereich von Netzdienstleistungen. Die Differenzierung in kleinere Produkte und die Verkürzung der Handelsfristen (intraday) brachten eine starke Belebung auf den Marktplätzen von eTelligence und Smart Watts. Bei eTelligence und RegModHarz wurde auch der Handel mit Blindleistung als regionalem Gut simuliert. Wegen des hohen lokalen Nutzens konnte ihr Wert teilweise zu Wirkleistungs-Preisen von 60 €/MWh angesetzt werden. Voraussetzung für viele dieser Modelle ist allerdings eine sowohl markt- als auch netzorientierte Bündelung. Ausführliche Beschreibungen zur Aggregatorfunktion und zu virtuellen Kraftwerken finden sich im Abschlussbericht der Begleitforschung.

Ein großes Augenmerk von E-Energy galt der optimalen Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur. Unter dem Stichwort „erzeugungsorientierter Verbrauch“ sollten technische Möglichkeiten und wirtschaftliche Anreize geschaffen werden, den Verbrauch in Haushalten und Betrieben zeitlich und räumlich dem Dargebot an Strom anzupassen. Dadurch sollen die Kosten für den strukturellen Netzausbau reduziert oder zumindest verschoben werden. Die notwendigen wirtschaftlichen Anreize dafür können durch variable Tarife oder spezielle Verträge (z. B. Abschalloptionen) geschaffen werden, die „netzkonformen Verbrauch“ honorieren.

Die Zukunft der Stromversorgung wird von innovativen Mehrstufentarifen geprägt sein. Sie helfen zum einen, die Anforderungen der Energiedienstleistungsrichtlinie zu erfüllen, nach der die Kunden eine Wahl zwischen mehreren Produkten haben müssen und nach der öfter und transparenter abgerechnet werden muss. Zum anderen können mit diesen Tarifen wirksam Anreize zur Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugung geschaffen werden. In den E-Energy-Modellregionen wird mit diversen Tarifmodellen experimentiert. Gemeinsam ist all diesen Tarifen, dass Strom in bestimmten Zeitintervallen mehr oder

weniger kostet als in anderen. Während beim „zeitvariablen Tarif“ sowohl die Intervalle als auch die für diese geltenden unterschiedlichen Preise lange im Voraus fixiert und kommuniziert werden, können sich beim „dynamischen Tarif“ sowohl die Zeitintervalle als auch der Preis für die Kilowattstunde abhängig von der Verfügbarkeit des Stroms oder der Belastung des Netzes ändern. Deshalb spricht man bei Letzterem auch von Real Time Pricing (RTP). In der Regel werden die Intervalle und die Preisstufen beim dynamischen Tarif einen Tag im Voraus festgelegt und mitgeteilt. Auch der verbrauchvariable Tarif besteht aus verschiedenen Preisstufen. Je höher der Gesamtverbrauch z. B. innerhalb eines Monats ist, umso teurer wird jede in diesem Monat verbrauchte Kilowattstunde. Während zeitvariable, dynamische und Event-Tarife sich eignen, um die Lastkurve zu beeinflussen (z. B. Lastspitzen zu kappen oder bei Überangeboten die Last zu erhöhen), kann ein verbrauchsvARIABLE Tarif zu Energieeinsparungen oder zu einer Vergleichmäßigung des Verbrauchs über den Tagesverlauf anreizen. Eine ausführliche Diskussion der verschiedenen Tarife und der damit bewirkten Anreize findet sich im Abschlussbericht.

Viele dieser variablen Tarife scheitern derzeit noch daran, dass der regulatorische Rahmen keine ausreichende Spreizung zwischen Niedrig- und Hochpreisphasen erlaubt. Allerdings ist dazu auch zu sagen, dass die Spreizung und der damit verbundene monetäre Vorteil nicht der einzige Anreiz sind.

Gewerbliche Potenziale können auf Grund ihrer spezifisch günstigen Integrationskosten in absehbarer Zeit verstärkt wirtschaftlich erschlossen werden. Größere Stromkunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) können bereits jetzt angereizt und für flexiblen Strombezug gut monetär honoriert werden. Über einen Aggregator können sie ihre Flexibilität als positive oder negative Ausgleichs- oder Regelernergie vermarkten. Sogar eine Direktvermarktung der eigenen Flexibilität ist denkbar, wenn diese ausreichend groß ist. Die Erschließung solcher gewerblichen Flexibilitäten ist bereits jetzt im Rahmen bestehender Geschäftsmodelle rentabel und bei weitem nicht ausgeschöpft. Hier bestehen weitere Potenziale zur dynamischen Anpassung der Lastkurven, die sich bisher – wenn überhaupt – auf statisches Lastabwerfen bezogen haben. Inzwischen könnten aber auch Fälle auftreten, in denen gezielt zusätzlicher Stromverbrauch erzeugt werden muss,

wenn beispielsweise durch unerwartet starke Zunahme der PV- oder Windeinspeisung sonst die Spannung zu stark ansteigen würde. Die in § 14 EnWG geregelten Anreize (gesonderte Netzentgelte für abschaltbare Anlagen) sollten deshalb nach Empfehlungen aus E-Energy auf den für die Spannungshaltung wichtigen Aspekt der Zuschaltung von Lasten ausgeweitet werden (siehe Beispiel MeRegio).

Mittlerweile haben Geschäftsmodelle für größere thermische Speicher, wie beispielsweise Kühlhäuser, Marktreife erlangt, zumal wenn sich sowohl Erzeuger als auch Verbraucher über standardisierte Schnittstellen einfach ansteuern lassen, wie dies in eTelligence mit großen Kühlhäusern praktisch gezeigt werden konnte.

Voraussetzung für eine Akzeptanz solcher veränderten Prozesse auf Seiten des Gewerbeunternehmens ist die Gewähr für einen störungsfreien Betrieb der Technik und das nahtlose Eingliedern in die betrieblichen Abläufe beispielsweise mittels eines professionellen Energiemanagementsystems (DIN EN ISO 50001, DIN EN 16247 o. Ä.).

Kleinere Stromkunden müssen noch immer nach Standardlastprofilen abgerechnet werden. Perspektivisch sind aber durch Bündelung auch ihre Teilnahme am Markt und die Vermarktung der von ihnen zur Verfügung gestellten Flexibilität möglich.

Die Direktvermarktung über das Marktprämienmodell ist neben der EEG-Einspeisevergütung das bedeutendste Tool bei der Vermarktung von EE-Anlagen. Die Marktprämie ist als Ausgleichsinstrument zu sehen, welches die finanziellen Unterschiede zur vorherigen EEG-Vergütung ausgleicht. Darüber hinaus lassen sich bei geschicktem Einsatz höhere Erlöse generieren. Mit Blick auf das Jahr 2020, in dem die ersten EE-Anlagen aus dem Vergütungsmodell ausscheiden, ist davon auszugehen, dass in Zukunft die Direktvermarktung von flexibler Leistung an Bedeutung gewinnen wird. Dies stellt erhöhte Anforderungen an die Kommunikation von und zu den Anlagen, um gezielt und zeitgenau auf die Anreize des Marktes zu reagieren. Technisch konnten diese Anforderungen in E-Energy erfüllt werden. Die Anreize für eine Anlagenerweiterung von Biogasanlagen zur Ermöglichung einer flexiblen Fahrweise sind allerdings derzeit zu gering, um einen nennenswerten Anreiz darzustellen.

Zukünftig werden große Versorger ebenso wie kleine Stadtwerke immer mehr Dienste rund um das Managen von Objekten anbieten. Im Zentrum ihres Interesses werden dabei Dienstleistungen wie das Installieren, Betreiben und Warten eines häuslichen Gesamtenergiesystems zur optimalen Eigenversorgung in Verbindung mit der Nutzung von Tarifvorteilen stehen. Die besten Kunden für solche Dienstleistungen werden die Haushalte sein, in denen es nicht nur Verbraucher, sondern auch flexible Erzeugungsanlagen (z. B. Mikro-BHKW) und möglicherweise auch Speicher gibt.

Eine von den Verbrauchern gut angenommene Dienstleistung sind die Effizienzberatung auf Basis (freiwillig) überlassener Verbrauchsdaten oder das Auffinden von „Stromfressern“ im Haushalt. Entsprechende Erfolge konnten mit dem im Rahmen von eTelligence eingesetzten Beratungswerkzeug von co2online und den Online-Beratungen für Haushalte und Gewerbe bei moma und MeRegio erzielt werden. Die neuen Marktplätze erlauben es auch, spezifische regionale oder ökologische Stromprodukte anzubieten, für die es bisher keinen Markt und keine Kennzeichnungsmöglichkeiten gab. Smart Watts hatte sich zur Aufgabe gemacht, die intelligente Kilowattstunde mit genauen Informationen über Zusammensetzung und Herkunft für den Verbraucher sichtbar zu machen. Aber auch andere Modellregionen legten Wert darauf, die Verbraucher umfassend zu informieren, so dass sie Entscheidungen bewusster treffen und selbstbestimmter agieren konnten. Im Sinne der Steigerung der Akzeptanz für Smart-Grid-Lösungen ist dies ein wichtiger erster Schritt.

Funktionen im neuen Energiesystem

Die Liberalisierung im Energiebereich ist weit fortgeschritten. Nicht nur die jeweils über 900 Netzbetreiber und Stromversorger in Deutschland gestalten eine vielfältige Landschaft in der Energieversorgung. Inzwischen gibt es über eine Million kleiner und kleinster Stromerzeugungsanlagen in privater Hand. In dem Maße, in dem solche Anlagen in der Hand von Prosumern wirtschaftlich darstellbar werden, wird die Zahl der Marktteilnehmer weiter stark zunehmen. Dies alles führt zu Veränderungen auf dem Markt der Energien und vor allem der energienahen Dienstleistungen. Allerdings gehen die E-Energy-Modellregionen mehrheitlich nicht davon aus, dass alle Verbraucher und Erzeuger in Zukunft selbst auf den elektronischen Marktplätzen



tätig werden. Vielmehr wird es eine neue Marktfunktion mit Bündelungs- und Optimierungsaufgaben geben, die von unterschiedlichen Marktakteuren ausgefüllt werden kann. Solche Aggregatoren, Demand-Side-Manager oder Pool-Manager werden vertragliche Verbindungen mit einer (größeren) Zahl von Kleinerzeugern und/oder Verbrauchern mit Flexibilitäten haben, deren Leistung bündeln und als Produkt optimiert Netzbetreibern, Stromhändlern oder Strombörsen anbieten. Diese Aktivitäten können durch einige der in E-Energy entwickelten (Markt-)Plattformen in der Art unterstützt werden, dass die geforderten Daten und Dienste sicher und markttrollenkonform bereitgestellt werden.

Aufgrund der veränderten Rechtslage haben sich bereits zwei neue Markttrollen entwickelt: die des Messstellenbetreibers und die des Messdienstleisters. Ob das Internet der Energie darüber hinaus weitere Markttrollen hervorbringen wird, ist noch nicht absehbar. Allerdings dürfte die Einbindung regenerativer Energien oder die Abwägung zwischen Markt- und Netzinteressen weitere (neue) Marktfunktionen erfordern, deren Geschäftsmodell die Optimierung im Sinne des Gesamtsystems ist.

Auf den elektronischen Marktplätzen des Internets der Energie wird nicht nur Strom gehandelt. Speziell die Flexibilität in der zeitlichen Gestaltung des Verbrauchs stellt einen Wert für sich dar und wird zunehmend

zum Handelsgut. Möglicherweise braucht es eine eigenständige Funktion für das Managen und Honorieren der Flexibilität auf der Verbrauchsseite. Im Zusammenhang mit dem Smart Grid ist auch an die Rolle eines Betreibers für die IKT-Infrastruktur zu denken. Hierzu haben die Modellregionen mit der Funktion des Marktplatzbetreibers gearbeitet, der neben dem Bereitstellen der Informationen und Dienste auch Vermittlungsfunktionen und eigene Auswertungsservices anbot und somit den Nutzen der Plattform erhöhte und seine eigenen Einkommensquellen sicherte.

Bei alledem darf nicht vergessen werden, dass es auch weiterhin die etablierten Marktprozesse und Marktteilnehmer geben wird. Teilweise werden die heutigen Stromversorger und Netzbetreiber neue Aufgaben übernehmen, teilweise werden sie ihre Geschäftsprozesse optimieren und damit kostengünstiger gestalten. Je nach regulatorischen Rahmenbedingungen können die Netzbetreiber ihre Bedürfnisse selbst aktiv oder in einer dienenden Rolle am Markt indirekt einbringen. Ihre bisherige Rolle lässt es plausibel erscheinen, dass sie lokalisierbare Marktsignale aussenden werden, die dann über einen Marktprozess mit den Signalen anderer Marktteilnehmer konkurrieren. Dazu gilt es, noch das Zusammenspiel zwischen Netzbetreibern, Aggregatoren, Lieferanten und Prosumern hinsichtlich des Datenaustausches und regelkonformer Geschäftsmodelle zu regeln.

Voraussetzungen für den Wandel

E-Energy hat mit den Modellprojekten und der Arbeit in den von der Begleitforschung geleiteten Fachgruppen aufgezeigt, wie ein Internet der Energien funktionieren kann.

Parallel zu E-Energy hat auch der Arbeitskreis „BDI initiativ Internet der Energie“, ein spartenübergreifend sowie interdisziplinär agierendes Expertengremium mit Mitgliedern aus den Modellprojekten und der Begleitforschung, eine intensive Diskussion zu einem veränderten Marktdesign für die Energiewirtschaft diskutiert. Diese Diskussion war eng verschränkt mit der E-Energy-Fachgruppe Markt und mündete in die Veröffentlichung der Publikation „Internet der Energie. IKT für Energiemärkte der Zukunft“.

An dieser Stelle sei nur auf die wesentlichen Anforderungen an einen Rechtsrahmen und ein zukünftiges Marktdesign hingewiesen, die ein Ausrollen der Ergebnisse von E-Energy ermöglichen würden.

Rechts- und Regulierungsrahmen

Das Verteilnetz bekommt mit dem rapiden Zubau dezentraler Erzeugung eine neue Integrationsaufgabe. Die notwendige IKT-Infrastruktur ist flächendeckend nicht durch einzelne Geschäftsmodelle im Smart Market refinanzierbar und muss nach lokalen Anforderungen ausdifferenziert werden. Netzbetreibern sollte durch die regulatorischen Vorgaben der Einsatz intelligenter Lösungen der Netzanpassung im Sinne eines Smart Grids erleichtert werden.

Das Unbundling wurde von den Modellprojekten niemals in Frage gestellt – wenn auch so manche Lösung in einem engeren Verbund von Energievertrieb und Netzbetrieb einfacher zu lösen wäre. Alle Beteiligten stellten sich dieser zusätzlichen Herausforderung und fanden zu Lösungen.

Einig war man sich auch, dass das Gebot der Beschaffung nach Standardlastprofilen (SLP) fallen muss, damit ein wirksames Nutzen von Flexibilitäten (im Sinne von Demand-Side-Management) auch honoriert werden kann.

Das Management der umfangreichen Daten im Internet der Energie sollte aus Datenschutz- und Datensicherheitsgründen weitestgehend subsidiär erfolgen (Security und Privacy by Design) und möglicherweise

von Messstellenbetreibern oder als neue Dienstleistung der Verteilnetzbetreiber etabliert werden. Letztere wären dann nicht mehr nur Betreiber des Energienetzes, sondern gleichzeitig der IKT-Infrastruktur, die für das Smart Grid unerlässlich ist. Der nach klaren Spielregeln zu ermöglichende Zugang zu den Daten (Data Access Point Management) muss in jedem Fall diskriminierungsfrei gestaltet werden.

Durch ökonomische Anreize sollten alle Netznutzer und Beteiligten am Gesamtsystem so weit wie möglich in die Erbringung von Systemdienstleistungen einbezogen werden können. Das würde u. a. bedeuten:

- verursachungsgerechte und dennoch solidarische Gestaltung der Netznutzungs- und -anschlussgebühren
- stärkerer Leistungsbezug bei der Stromlieferung von Prosumern
- Honorierung von Flexibilität und Fahrplantreue auf Erzeugungsseite (Marktintegration, Systemdienstleistungen)
- Honorierung von Flexibilität auf Verbrauchsseite (über Tarife, Schaltoptionen etc.)

Prinzipien für ein neues Marktdesign

Die Energiemärkte bekommen mit dem fluktuierenden Dargebot erneuerbarer Energie eine neue Koordinationsaufgabe. Für das Zusammenspiel konventioneller und erneuerbare Energieerzeugungsanlagen sind für verschiedene dynamische Energieprodukte (Fahrpläne) transparente Handelsprozesse aufzulegen. Es sind jedoch auch die Grenzen der Marktmechanismen zur Umsetzung gesellschaftlich gesetzter Ziele aufzuzeigen (Systemsicherheit, strategische Reserven, Implikationen bezüglich anderer Energiesysteme, Förderkulissen und Ausland).

Um kleine, dezentrale Einheiten an die Märkte anzubinden, sind Zugänge über kleinteilige und kurzfristig handelbare Stromprodukte zu entwickeln. Bei bestehenden Rollen oder neuen Akteuren können Funktionen bzw. Instrumente wie Aggregatoren, virtuelle Kraftwerke und regionale Märkte einerseits bereits für den regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch sorgen und andererseits die Vorveredelung zu überregional handelbaren Gütern bewerkstelligen.

Das Erreichen der energiepolitischen Ziele erfordert nicht nur Veränderungen im technischen Energiesystem, sondern auch Anpassungen im gesamten



europäischen Marktdesign. Das neue Marktdesign sollte sich an den folgenden Zielen orientieren:

- Diskriminierungsfreiheit
- Anrechenbarkeit
- Anschlusspflicht und Kostenverursachungsgerechtigkeit
- Marktzugänglichkeit
- Diversifizierung
- Preistransparenz
- angemessen zuverlässiges Datenmanagement
- geringe Eintrittsschwelle für neue Marktteilnehmer

Bei der Beteiligung neuer und etablierter Akteure auf den Energiemärkten sind transparente Wettbewerbsbedingungen zu schaffen. Dazu gehören:

- technologieunabhängige Zugänge zu dynamischen Flexibilitätsmärkten für alle Anbieter (Erzeugung, Speicher, Verbrauch, Hybridlösungen und Transport). Niedrige Transaktionskosten sind durch Plattformen, Standards und IKT-basierte Agenten zu erreichen.
- stärkere Anreize zur Marktintegration erneuerbarer

Energien (z. B. in einem novellierten EEG)

- wirksame Verteilung der Beschaffungsvorteile entlang der Wertschöpfungskette (zu erreichen trotz Unbundling)
- spartenübergreifende Gestaltung lukrativer Geschäftsmodelle

Dazu hat der Arbeitskreis „BDI initiativ Internet der Energie“, dem auch die E-Energy-Begleitforschung angehört, die folgenden Prinzipien bzw. Leitmotive formuliert:

- ▶ Löse entstehende Probleme lokal und delegiere die Lösung nur dann auf höhere Ebenen des Energiesystems, wenn sie lokal nicht mehr effizient lösbar sind.
- ▶ Mache Flexibilität zu einem ökonomischen Gut.
- ▶ Prüfe stets die Angemessenheit einer Maßnahme oder Vorgabe hinsichtlich Kosten, Risiken, Nutzen und Einschränkung Einzelner oder der Allgemeinheit.
- ▶ Verteile die Kosten des Energiesystems gerecht auf Verursacher und Nutzer.
- ▶ Schaffe Anreize für Innovationen.

Um die Nachhaltigkeit des Gesamtsystems zu gewährleisten, gilt es vor allem, neben regulatorischen auch marktliche Mechanismen zu finden, die die Erzeugung aus erneuerbaren Energien sukzessive aus der Subventionierung in den tatsächlichen Energiemarkt führen. Da sie eine tragende Rolle im künftigen Kraftwerkspark übernehmen, müssen die durch sie verursachten förderlichen wie bedrohlichen Systemeffekte bepreisbar und handelbar werden.

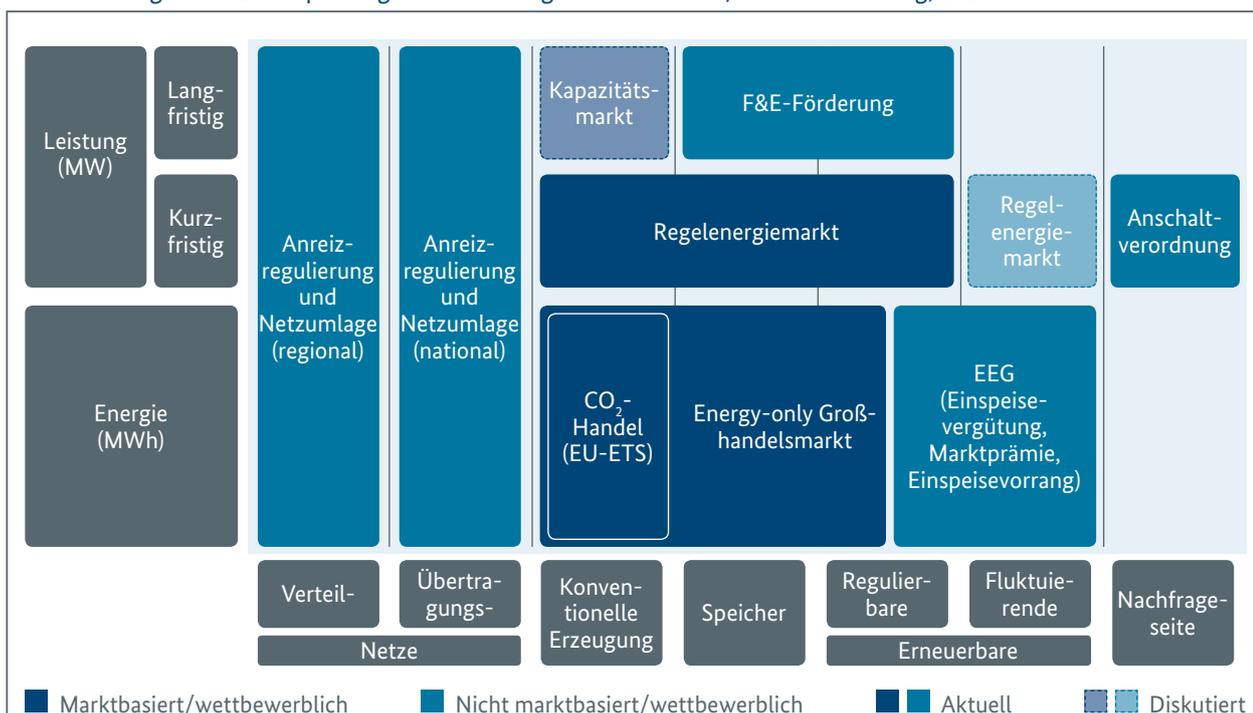
Um beim stetigen Anstieg der erneuerbaren Quellen die Wirtschaftlichkeit des Energiesystems weiterhin gewährleisten zu können, müssen die Marktintegration und die Kosteneffizienz des heutigen Finanzierungsregimes für erneuerbare Energien überdacht und angepasst werden. Bei hoher Markttransparenz und offenem Marktzugang ist davon auszugehen, dass die kostengünstigsten Bewirtschaftungsoptionen kombiniert werden.

Viel diskutiert wurde in E-Energy die Frage der Regionalität von Energiemärkten und Produkten. Was die technischen Aspekte angeht, ist diese Frage recht eindeutig zu beantworten: Probleme sollten nach Möglichkeit subsidiär in der Nähe der Entstehung des Problems gelöst werden. Droht die Spannung in einem

Strang des Ortsnetzes wegen unerwartet hoher oder schnell fallender Einspeisung das vorgeschriebene Band zu verlassen, sollte entweder ein regelbarer Ortsnetztrafo die Spannung stabilisieren oder dies durch geeignetes Zuschalten oder Abschalten von Erzeugern oder Verbrauchern in diesem Strang erfolgen. Solche Vorgänge gilt es nach Möglichkeit zu bepreisen und auf Märkten handelbar zu machen. Aber müssen diese Märkte deshalb regional sein?

Weitgehend einig wurde man sich bei E-Energy, dass es zwar solche regionalen bzw. regional wirksamen Produkte geben sollte, diese aber durchaus auf einer Vielfalt von auch überregionalen Marktplätzen gehandelt werden können. Aber möglicherweise treten zukünftig verstärkt regionale Akteure, ggf. gebündelt durch einen Aggregator, auf diesen Marktplätzen auf. Dies wird geradezu notwendig sein, um kleine, dezentrale Einheiten über kleinteilige und kurzfristig handelbare Stromprodukte an überregionale Märkte anzubinden. Offen ist, ob es die bestehenden Marktteilnehmer sind, oder neue Akteure, die mit Instrumenten wie Demand-Side-Management und virtuellen Kraftwerken für den regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch sorgen und gleichzeitig die Vorveredelung

Fünf Handlungsfelder zur Anpassung des Marktdesigns nach Siemens/Boston Consulting, 2013



dieser lokalen Leistungen zu überregional handelbaren Gütern bewerkstelligen.

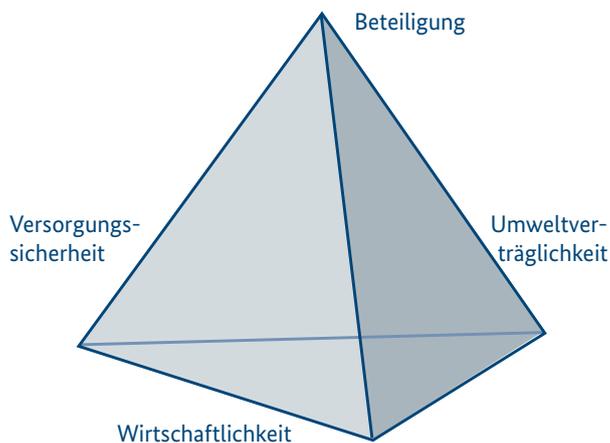
Die Entwicklung und Umsetzung des hier skizzierten neuen Marktdesigns werden noch einige Zeit in Anspruch nehmen. Das kann aber nicht bedeuten, dass alle Aktivitäten in Bezug auf den Umbau des Versorgungssystems darauf warten müssten. So wurde auch von E-Energy gezeigt, dass durch den optimierten Betrieb von virtuellen Kraftwerken und das Pooling von Flexibilitäten speziell in größeren Gewerbebetrieben schon jetzt tragfähige Geschäftsmodelle möglich sind. Zukünftig dürften Synergiepotenziale entstehen, wenn mehrere Business Cases zusammen die Mehrwerte schaffen, die ein verstärktes Ausrollen der in E-Energy entwickelten Modelle ermöglichen. Dieser neue Markt von Energie- und energienahen Dienstleistungen muss nicht nur den Anforderungen der traditionellen Energiewirtschaft gerecht werden, sondern auch die Synergien mit anderen Geschäftsfeldern suchen und nutzen. Dazu zählen die Bereiche, die unter den Bezeichnungen Smart City, Smart Home, Smart Mobility, Smart Heat oder Smart Commodities bekannt sind.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Der Umbau des Energiesystems ist nur mit breiter gesellschaftlicher Unterstützung zu bewerkstelligen. Die Akzeptanz von Veränderungen erfordert Transparenz. Sie erfordert auch Möglichkeiten zur Partizipation an der Wertschöpfung. Beides zusammen führt zur aktiven Beteiligung vieler gesellschaftlicher Kräfte und zu interessenübergreifender Zusammenarbeit. Insofern gilt es, das bisher bekannte energiepolitische Zieldreieck um die Dimension der Beteiligung zu einem Tetraeder auszubauen und einen Bezug dazu zu schaffen, wie die Menschen als mitgestaltende Kraft eine Rolle bei der Zielerreichung spielen können und müssen.

Es ist eine wichtige Aufgabe der politischen Kommunikation, die Notwendigkeit und die Chancen des Aus- und Umbaus des energieträgerübergreifenden Energiesystems und der dafür notwendigen Netze kontinuierlich zu betonen und einem breiten gesellschaftlichen Kreis plastisch vor Augen zu führen.

Im Laufe des E-Energy-Programms haben sich alle relevanten Verbände der Energie- und IKT-Wirtschaft sowie des Verbraucher- und Datenschutzes beteiligt. Zusammen konnten sie den Themen von E-Energy eine hohe Medienpräsenz und Aufmerksamkeit verschaffen. Diesen Weg gilt es konsequent weiter zu beschreiten. Nur wenn den sechs Modellprojekten viele weitere innovative Ansätze in den fast 1.000 Energieversorgungsunternehmen in Deutschland folgen, entsteht die von den E-Energy-Initiatoren und -Akteuren gewünschte „flächige Ausbreitung“.



Vom Zieldreieck zum energiepolitischen Tetraeder

Ansprechpartner von E-Energy

Die Modellregionen

eTelligence (Modellregion Cuxhaven)

Dr. Tanja Schmedes, EWE Aktiengesellschaft
 Donnerschweer Straße 22 – 26, 26123 Oldenburg
 E-Mail: info@etelligence.de
www.etelligence.de

E-DeMa (Modellregion Rhein-Ruhr)

Prof. Dr. Michael Laskowski, RWE Deutschland AG,
 Kruppstraße 5, 45128 Essen
 E-Mail: michael.laskowski@rwe.com
www.e-dema.com

MeRegio (Modellregion Baden-Württemberg)

Hellmuth Frey, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe
 E-Mail: h.frey@enbw.com
www.meregio.de

Modellstadt Mannheim (Modellregion Rhein-Neckar)

Dr. Robert Thomann, MVV Energie AG
 Technologie & Innovation
 Luisenring 49, 68159 Mannheim
 E-Mail: robert.thomann@mvv.de
www.modellstadt-mannheim.de

RegModHarz (Regenerative Modellregion Harz)

Regionale Kontaktstelle RegModHarz
 Kirchplatz 241a, 38836 Dardesheim
 E-Mail: info@regmodharz.de
www.regmodharz.de

Smart Watts (Modellregion Aachen)

utilicount GmbH & Co. KG
 Jülicher Straße 338
 52070 Aachen
 E-Mail: info@utilicount.com
www.smartwatts.de

Begleitforschung

Gesamtleitung und Koordination

Ludwig Karg, B.A.U.M. Consult GmbH
 Gotzinger Str. 48/50, 81371 München
 E-Mail: e-energy@baumgroup.de

Wissensmanagement und Evaluation

Michael Wedler, B.A.U.M. Consult GmbH
 Fanny-Zobel-Straße 9, 12435 Berlin
 E-Mail: e-energy@baumgroup.de

Dr. Andreas Schindler, incowia GmbH,
 Albert-Einstein-Str. 3, 98693 Ilmenau
 E-Mail: e-energy@incowia.com

Dokumentation und Transfer

Daniel Krupka,
 LoeschHundLiepold Kommunikation GmbH
 Linienstr. 154a, 10115 Berlin
 E-Mail: e-energy@lhk.de

Wissenschaftliche Begleitung

Prof. Dr. Thomas Hartkopf, Technische Universität
 Darmstadt,
 Institut für Elektrische Energiesysteme,
 Forschungsgruppe Regenerative Energien
 Landgraf-Georg-Str. 4, 64283 Darmstadt
 E-Mail: e-energy@re.tu-darmstadt.de

Prof. Dr. Manfred Broy,
 Technische Universität München
 Lehrstuhl für Software & Systems Engineering
 Boltzmannstr. 3, 85748 Garching bei München
 E-Mail: e-energy@in.tum.de

