

Die Evolution des Smart Meters zum intelligenten Gateway

Andreas Breuer und Michael Laskowski

Die neuen Herausforderungen an die Energiewirtschaft für das Zieljahr 2020 betreffen den Vertrieb und das Netz gleichermaßen. Die zunehmende dezentrale Einspeisung erneuerbarer Energien führt zu mehr Volatilität in der Erzeugung und stellt so die Energiewirtschaft vor neue Herausforderungen sowohl im Angebot neuer Vertriebsprodukte als auch in der Betriebsführung der Übertragungs- und Verteilungsnetze. Zur Lösung dieser neuen Aufgaben gewinnt die IKT (Informations- und Kommunikationstechnologie) an zunehmender Bedeutung. Die Einführung von Smart Meter-Lösungen in Deutschland eröffnet insbesondere im Privat- und Gewerbekundensegment neue Möglichkeiten der Verbraucherkommunikation und der Steigerung des Verbraucherbewusstseins. Im Rahmen der BMWi-Initiative E-Energy hat das E-DeMa-Konsortium ein Projekt initiiert, das die Möglichkeiten von heutigen Smart Meter-Lösungen aufgreift und den Energiekunden zu einem aktiven Marktteilnehmer weiterentwickelt.

Das Projekt E-DeMa (eine der sechs E-Energy-Modellregionen) geht von der Prämisse einer zunehmenden Durchdringung des Elektrizitätssystems mit dezentralen Erzeugern und damit einem zunehmend stochastisch geprägten Angebot an Energie aus. Um Energie auch künftig sicher zu den Kunden zu bringen, bedarf es daher Maßnahmen, die das bisher völlig stochastische Nachfrageverhalten – gerade der Kleinkunden – beherrschbarer machen, um so einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage nach elektrischer Energie auch im Fall einer wesentlich dezentraleren Stromerzeugung sicherstellen zu können. Dabei stehen die heutigen Smart Meter-Lösungen Pate bei den Entwicklungen des Projektes hin zu einem weiteren Evolutionsschritt in Richtung eines intelligenten Gateways beim Kunden.

Smart Meter-Technologien aufgreifen und erweitern

Das unter Führung von RWE mit den Partnern Siemens, den Hochschulen Dortmund, Bochum und Duisburg-Essen, Stadtwerke Krefeld, Miele und ProSyst durchgeführte Projekt verfolgt dabei den Ansatz, künftig Energiekunden über elektronische Hilfsmittel wie z. B. ein intelligentes Gateway mit einem elektronischen Marktplatz zu verbinden, der ökonomische Anreize zu einem berechenbareren Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten setzen soll. Bei der Lösungsfindung werden die heutigen Smart-Meter-Technologien aufgegriffen und um das Ziel erweitert, den heute passiven Energiekunden zu einem Akteur und aktiven Marktteilnehmer weiterzuentwickeln. Das wesentliche Ziel

des Projektes ist einerseits die nachhaltige Verbesserung der Endenergieeffizienz beim „Prosumer“ (Producer: der Kunde erzeugt künftig in gewissem Umfang seine Energie selbst oder bietet gewisse Flexibilitäten an; Consumer: der Kunde konsumiert weiterhin die aus dem Netz dargebotene Energie), andererseits soll das Verbrauchsverhalten optimal an die erneuerbaren Energieangebote angepasst werden. Ein derartiges „Demand Side Management System“ soll jedoch so gering wie möglich in die alltäglichen Abläufe der Kunden eingreifen und wird im Projekt hoch automatisiert aufgebaut.

Dabei werden im Kern Aspekte der Netzbetriebsführung, von Inhouse-Anwendungen sowie zeitnaher Energiedatenerfassung und -bereitstellung berücksichtigt. Hierzu gilt es, Energie und IKT (Informations- und Kommunikationstechnologie) zu E-Energy zu verknüpfen. Wesentlich für die E-Energy-Vision ist die Entwicklung eines elektronischen Energiemarktplatzes, der das Drehkreuz der Informationen aller Handelsgeschäfte darstellt und ökonomische Anreize zu einem entsprechenden Energieverbrauch z. B. in Abhängigkeit der Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien schafft. Die Preise auf diesem Energiemarktplatz werden ausschließlich nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten gebildet. Das IKT-Gateway verbindet als Brückenkopf den Haushalt des Prosumers mit dem Marktplatz. Es integriert die heutigen Smart Meter (Strom-, Gas- und Wasserzähler) mit intelligenten Endgeräten und setzt die Preisanreize des E-Marktplatzes in konkrete Steuerinformationen bspw. an Verbraucher wie „Weiße Ware“, Wärme-

pumpen oder an die Betankung von Elektrofahrzeugen um. Gleichmaßen werden im Konzept Energieerzeugungseinheiten wie z. B. Photovoltaikanlagen, kombinierte Strom-/Wärmeerzeugungseinheiten (µKWK-Anlagen) bedarfsgerecht angesteuert.

Aktuelles Bausteinkonzept

In Deutschland hat sich in Sachen Smart Meter in den letzten Monaten – auch getrieben durch den VDE – ein Modulkonzept etabliert, das aus den Komponenten EDL-Zähler (Strom- und Gaszähler) sowie der Kommunikationseinheit, dem Multi Utility Communication Controller (MUC), besteht (Abb. 1). Aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen an den Zähler und die Kommunikationseinheit einerseits und der heute gültigen regulatorischen Einordnung der jeweiligen Komponenten andererseits ist eine Trennung in zwei Module sinnvoll. Zähler und MUC gemeinsam stellen den Smart Meter dar. Der MUC-Controller stellt die spartenübergreifenden Zählwerte von Strom, Gas und Wasser dem Energiedaten-Managementsystem (EDM-System) des Energieversorgungsunternehmens zur Verfügung. Das Gesamtsystem ist modular und derart erweiterbar, dass Vertriebsprodukte mit entsprechenden Informationen, wie z. B. einer Visualisierung, bedient werden können. Hinsichtlich der Kommunikationsstrecke zwischen MUC und EDM-System des EVU werden derzeit die Technologien Powerline, GPRS und DSL eingesetzt. Die RWE Deutschland AG realisiert mit „Mülheim zählt“ Deutschlands größtes Smart Meter-Pilotprojekt mit 116 000 Haushalten. Der MUC besitzt für zukünftige

Inhouse-Vernetzungen ein Interface, auf das weitere Anwendungen wie z. B. Smart Home Applikationen zukünftig zugreifen können. Das heutige Konzept ist aber auch offen für weitere klimapolitische Anforderungen und wird im E-Energy-Projekt „E-DeMa“ (Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft) aufgegriffen und zu einem IKT-Gateway weiterentwickelt.

Das IKT-Gateway der Zukunft

Betrachtet man sowohl die politischen Klimaschutzziele „2020“ als auch die technologische Weiterentwicklung, so ergibt sich zwangsläufig die Forderung nach mehr Energieeffizienz, was bedeutet, nicht nur weniger Energie zu verbrauchen, sondern auch mehr CO₂-arme Energieträger vorrangig einzusetzen. Aufgrund der Volatilität erneuerbarer Energieträger führt diese Forderung automatisch zu einem Paradigmenwechsel. Der heutige Ansatz „Energieerzeugung folgt Last“ verändert sich in „Last folgt Energieerzeugung“. Das wesentliche Erfolgsrezept einer derartigen Strategie liegt in ökonomisch sinnvollen Geschäftsmodellen im Privat- und Gewerbekundensegment.

Die Weiterentwicklung des MUC zum intelligenten IKT-Gateway basiert auf der Zielvorstellung, dass dieses Gateway je nach Energieliefervertrag Verbraucher zu- oder abschaltet und so den Energieeinsatz z. B. in CO₂-arme Erzeugungszeiten verschiebt. Die hierfür notwendige Flexibilität wird vom Kunden bereitgestellt.

Jedes intelligente Gateway benötigt neben den „Kenntnissen“ der im Haus verwalteten Zähler und Endgeräte ökonomische Anreize, die die Grundlage für das automatisierte Handeln darstellen. Quelle dieser Informationen stellt der E-Energy-Marktplatz dar, von dem derartige ökonomische Preisanreize in Abhängigkeit des Energieangebotes ausgehen.

Marktteilnehmer und ihre Rollen

Privat- und Gewerbekunden sollen künftig aktiver als heute in ihrer Rolle als Prosumer am Marktgeschehen teilnehmen. Berücksichtigung finden am E-Energy-Marktplatz jedoch nicht nur kleine Nachfrager, sondern auch andere Anbieter als bspw. an der Strombörse oder am Regelenergiemarkt teilnehmen. Abb. 2 gibt eine Übersicht über potenzielle Marktakteure.

Ausgehend von der Idee, dass die heutigen PuG-Kunden künftig ihre Lieferbeziehungen über den Marktplatz abwickeln sollen, sind alle Akteure mit einer direkten Kundenbeziehung für den Marktplatz von Bedeutung. Im Fokus stehen demnach zunächst einmal die Lieferanten, die die Kunden mit Energie beliefern. Umgekehrt soll der Marktplatz den Kunden aber auch die Vermarktung eigener Einspeisungen und Flexibilitäten ermöglichen. Die Rolle der Gegenpartei übernimmt in diesen beiden Fällen der sog. Aggregator, der aus den Einspeisungen kleiner Leistung und aus Flexibilitätsangeboten einzelner Haushalte verkäufliche Portfolios bildet. Des Weiteren

gehören die Verteilnetzbetreiber (VNB), die den Kunden an das Netz anschließen und für Versorgungssicherheit sorgen, zu den relevanten Akteuren. Außerdem sind seit Inkrafttreten der MessZV am 17.10.2008 der Messstellenbetreiber (MSB) bzw. der Messdienstleister (MDL) als eigenständige Marktrolle zu betrachten – auch diesem Wettbewerbssegment wird der Zugang zum Marktplatz eröffnet. Dienstleistungen, die über den reinen Messstellenbetrieb hinausgehen, z. B. Energiemanagement und ähnliche Angebote, werden allgemein unter der Rolle des Energiedienstleisters zusammengefasst. Im Folgenden werden die einzelnen Marktrollen und ihre Funktion am E-Energy-Marktplatz detailliert beschrieben.

Kunden

Diese Marktteilnehmer können grob in zwei Gruppen unterteilt werden: Die Industriekunden, die als Großverbraucher einen jährlichen Strombedarf über 100 000 kWh aufweisen, sowie die Privat- und Gewerbekunden (PuG-Kunden), die unterhalb dieser Grenze liegen und im Mittel etwa 4 500 kWh (4-Personen Haushalt) bzw. 8 000-18 000 kWh pro Beschäftigtem (Gewerbekunden) verbrauchen. PuG-Kunden sind in der Regel Haushalte, kleine Industrie-, Handwerks- oder Landwirtschaftsbetriebe, die mit dem synthetischen oder analytischen Standardlastprofilverfahren (SLP) beliefert und abgerechnet werden.

Da die Endkunden letztlich die gesamten auf dem Markt anfallenden Kosten in ihren



Abb. 1 Zähler übertragen ihre Daten via M-Bus-Schnittstelle zur Kommunikationseinheit (MUC-Controller)
Quelle: RWE Deutschland AG



Abb. 2 Potenzielle Teilnehmer am Marktplatz
Quelle: Projekt E-DeMa

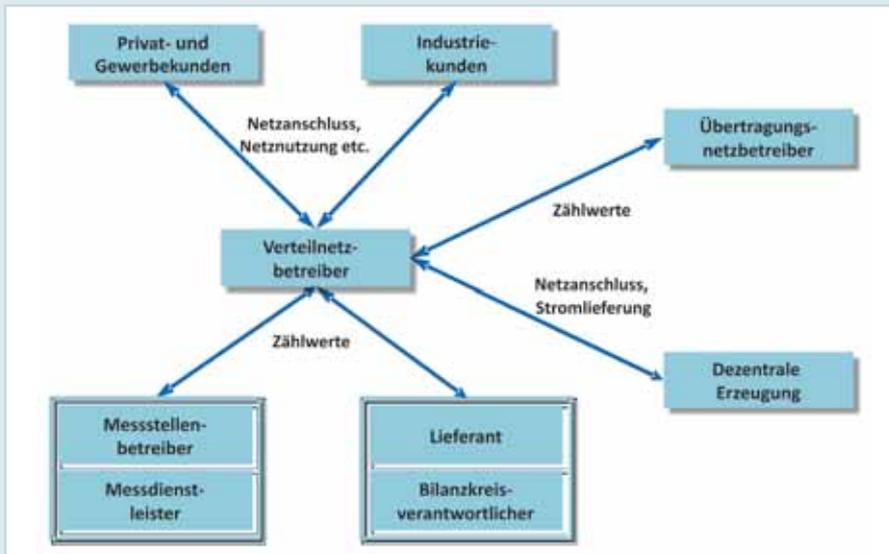


Abb. 3 Marktbeziehungen des Verteilnetzbetreibers

Quelle: Projekt E-DeMa

Abrechnungen wiederfinden, muss daran gelegen sein, einen sinnvollen Ausgleich zwischen Versorgungssicherheit einerseits und kostengünstiger Energiebelieferung andererseits zu gewährleisten. Auch in ihren Beziehungen zu anderen Marktteilnehmern ähneln sich Großkunden sowie PuG-Kunden grundsätzlich. Beide Gruppen verfügen über folgende Vertragsbeziehungen:

- zu Lieferanten, von denen sie ihre Energie beziehen,
- zu dem jeweiligen Netzbetreiber, an dessen Netz sie angebunden sind,
- zu Messstellenbetreibern, die die technische Funktionsfähigkeit der Messstelle gewährleisten sowie zu Messdienstleistern, die für die Ermittlung des individuellen Energieverbrauchs zuständig sind.

Grundsätzlich werden alle PuG-Kunden, die am E-Energy-Marktplatz teilnehmen, in die Lage versetzt, Flexibilitäten des eigenen Energieverbrauchs gegen einen Bonus anzubieten oder auch als Erzeuger von Energie- oder Flexibilitätsdienstleistungen aufzutreten. Damit entsteht – über den Aggregator – auch die Möglichkeit, EEG-Einspeiser künftig direkt zu vermarkten und ihnen die Möglichkeit zu eröffnen, z. B. nach Ablauf der gesetzlichen Vergütung ihre Anlagen weiterhin gewinnbringend einzusetzen. Daher sind auf dem E-Energy-Marktplatz Kunden häufig nicht mehr allein Verbraucher elektrischer Energie, sondern

auch potenzielle Anbieter. Durch diesen Marktplatz erhält der Energiekunde damit neue Möglichkeiten, sich aktiv – wenn auch in kleinem Maß – am energiewirtschaftlichen Marktgeschehen zu beteiligen.

Lieferanten

Die Aufgaben der Lieferanten der Energiebranche reichen von der Kundenakquirierung über das Angebot variabler Tarife über die heute bekannte HT-/NT-Tarifstruktur hinaus bis hin zur Übernahme der Kommunikation mit anderen Marktteilnehmern für den Kunden. Als verschiedene Vertragsmodelle seien hier der für Privatkunden übliche All-inclusive-Vertrag, bei dem der Verbrauch und die Netznutzung mit dem Lieferanten abgerechnet werden, Verträge mit Lastgangmessung für Großkunden oder speziell angepasste Lastprofile für Gewerbekunden genannt. Schließlich gibt es auch Anbieter, die Kombinationen (Multi Utility-Produkte) mit Wasser- und Gasversorgung sowie Telefon- oder Energiedienstleistungen anbieten.

Messstellenbetreiber/ Messdienstleister

Um die Menge der gelieferten Energie zu bestimmen und damit neue Tarife abrechenbar zu gestalten, werden beim Endkunden Messeinrichtungen installiert, die unterjährig ausgelesen werden. Im Industrie-

kundenbereich werden über registrierende Leistungsmessungen Tageslastgänge auf Viertelstundenbasis ermittelt, um sowohl die gesamte gelieferte Energie, als auch einzelne Leistungsspitzen abbilden und abrechnen zu können. Traditionell war der zuständige Netzbetreiber als „geborener“ Messstellenbetreiber für diese Aufgaben verantwortlich. Er hat sowohl die Messeinrichtung installiert, gewartet und betrieben, als auch die Dienstleistungen „Ablesung der Messstelle“ und „Abrechnung der Netznutzung“ erbracht. Im Zuge der allgemeinen Liberalisierung und Deregulierung des Energiemarktes wurde das Messwesen wettbewerblich organisiert und von den Leistungen des Verteilnetzbetreibers (VNB) entkoppelt. Dem Messstellenbetreiber stehen in dem neuen wettbewerblich organisierten Markt zusätzliche Produktmöglichkeiten zur Verfügung, die er im nichtregulierten Umfeld vertriebllich absetzen kann, um so den neuen Markt mit innovativen Metering-Produkten zu versorgen.

Verteilnetzbetreiber

Ein Verteilnetzbetreiber ist ein Unternehmen, das örtlich oder regional die Versorgung der Endkunden mit Energie ermöglicht. Insgesamt gibt es in Deutschland etwa 900 Verteilnetzbetreiber, die den Lieferanten ihr Strom/Gasnetz kostenpflichtig zur physikalischen Belieferung der Endkunden zur Verfügung stellen. Als einer der zentralen Akteure in der Energiewirtschaft hat der VNB eine Vielzahl von Schnittstellen zu anderen Marktteilnehmern (Abb. 3), die er diskriminierungsfrei bedienen muss. Dazu schließt er sowohl mit einem PuG-Kunden als auch mit einem Industriekunden einen Netzanschluss- und einen Netznutzungsvertrag ab. Diese Verträge regeln lediglich den Netzzugang und sind unabhängig vom Energieliefervertrag, der zwischen Endkunden und Lieferant abgeschlossen wird. Der Lieferant schließt mit dem VNB einen Lieferantenrahmenvertrag ab, durch den die Netznutzung geregelt wird und der es ihm erlaubt, seine Kunden mit Energie zu beliefern.

Vom Messstellenbetreiber werden dem VNB die Viertelstundenwerte der Großkunden (rLM-Kunden) und zukünftig unterjährig der Verbrauch der PuG-Kunden (SLP-Kun-

den) übermittelt. Abhängig von der Kundengruppe leitet der VNB diese Messwerte entweder direkt an den Lieferanten und den Bilanzkreisverantwortlichen weiter (bei den rLM-Kunden) oder verwendet die Messwerte, um den Jahresenergieverbrauch der Standardlastprofilkunden zu prognostizieren. Sollten sich im Markt variable Tarife durchsetzen, ist auch hier ein Wandel vom SLP zum analytischen, also gemessenen Lastprofil zu erwarten.

Aggregatoren

Eine neue Marktrolle ergibt sich aus dem Handel mit Flexibilitäten und der Vermarktung dezentraler Einspeisungen. Da es sich in diesen beiden Fällen um in Relation zum Gesamtmarkt sehr kleine Energiemengen handelt, ist der mögliche Nutzen und damit der Marktwert einer einzelnen Einspeisung oder Flexibilität so gering, dass sie alleine nicht verkäuflich ist. Erst durch Aggregation von Energie- oder Flexibilitätsangeboten geringer Leistungen zu Portfolien wird eine Vermarktung überhaupt erst möglich. Die Wertschöpfung in diesem Schritt liegt in der Veredelung dieser Leistungen zu handelbaren Produkten. Die Produkte des Aggregators können entweder an den Lieferanten oder den Verteilnetzbetreiber im Rahmen von Systemdienstleistungen vermarktet werden.

Energiedienstleister

Energiedienstleister (EDL) sind Unternehmen, die den verschiedenen Marktrollen auf einem E-Energy-Marktplatz Mehrwertdienstleistungen anbieten. Diese Angebote richten sich dabei einerseits an den Prosumer, an

den über den reinen Messstellenbetrieb hinausgehende Services adressiert werden. Damit sind z. B. die Beratung, Planung und Durchführung von Energieeinspar- und Energieeffizienzmaßnahmen gemeint. Andererseits können sich die Zusatzdienste der EDL aber auch an Marktrollen wie den VNB, den Lieferanten, den Aggregator und den MSB/MDL richten.

Der Marktplatz-Ansatz von E-DeMa

Innerhalb des E-DeMa-Ansatzes soll der Marktplatz als zentrale Informationsdrehscheibe und Administrationsoberfläche aber auch als Quelle von Anreizen für IKT-Gateways dienen. Der Marktplatz lässt sich damit in einer ersten Annäherung als eine Handels- und Datendrehscheibe für Energielieferungen beschreiben und dient somit u. a. der Anbahnung von Lieferbeziehungen höherer Komplexität als sie heute in der Grundversorgung gegeben ist. Handelbar sind folglich positive/negative Lasten (kW) und positive/negative Arbeit (kWh). Der Marktplatz dient dabei sowohl Akteuren der heutigen Energiewelt als auch neuen Anbietern als Plattform für die folgenden Leistungen:

- Energielieferungen, Energiecontracting,
- Aggregationsdienstleistungen,
- Messstellenbetrieb (neue Produkte und Dienstleistungen erfordern IKT-Gateways oder andere Zähleinrichtungen) sowie
- energienahe Dienstleistungen (Gebäudemanagement, Energiedatenauswertung und -einsparberatung, Wartungscontracting von weißer Ware etc.).

Von einem E-Marktplatz spricht man, wenn ein Marktplatzbetreiber durch den Betrieb eines Softwaresystems den elektronischen Handel von Produkten und Dienstleistungen zwischen Anbietern und Nachfragern über das Internet ermöglicht. Während der elektronische Handel von Energie bereits vielfach in den Geschäftsbeziehungen zwischen den Unternehmen (Business-to-Business = B2B) unverzichtbarer Bestandteil geworden ist (z. B. EEX), vollzieht sich der Handel zwischen Lieferanten und Endabnehmern (Business-to-Customer = B2C) von Energie nach wie vor auf traditionellen Wegen. Ziel und Zweck der Einführung eines E-Energy-Marktplatzes soll es nun sein, die Privat- und Gewerbekunden in den elektronischen Handel mit Energie einzubeziehen und ihnen bezogen auf die energietechnischen Anforderungen neue Produkte anzubieten.

Für die Unternehmen als Akteure am Strommarkt wie für Privat- und Gewerbekunden ergeben sich durch eine Nutzung des elektronischen Handels erhebliche Effizienzpotentiale bei der Wertschöpfung in allen Abschnitten der Energieversorgungskette. Die informationstechnische Einbindung der Endkunden wird dabei durch die Liberalisierung im Mess- und Zählwesen (→ Mess-ZV) mit der Einführung der fernauslesbaren Zähler begünstigt. Hierdurch werden die bis dato noch manuell erfassten Zählwerte der Kundenverbräuche in wesentlich kürzeren Zyklen elektronisch erfasst, durch einen automatisierten Prozess aufbereitet und den am Energieversorgungsprozess beteiligten Akteuren zeitnah elektronisch zugänglich gemacht werden. Auch die Netzbetreiber profitieren von der verbesserten Informationsslage im Verbraucherprofil und gewinnen

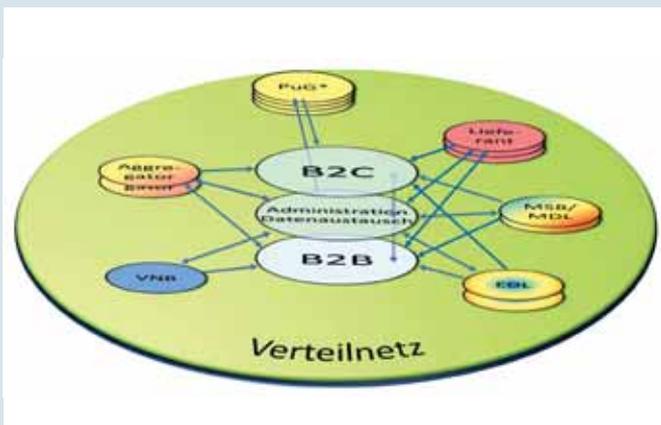


Abb. 4 Architektur des lokalen E-DeMa-Marktplatzes

Quelle: Projekt E-DeMa



Abb. 5 Globale Vernetzung der lokalen Marktplätze und Zugang überregionaler Akteure

Quelle: Projekt E-DeMa

dadurch eine genauere Kenntnis über ihre Netzauslastung. Die gewonnenen Daten lassen sich strikter unter Einhaltung des Datenschutzes auch für Smart Grid-Anwendungen nutzen.

Für die Wertschöpfung von ausschlaggebender Bedeutung ist die Architektur des Marktplatzes als Informationsdrehscheibe zwischen allen Marktpartnern. Aufgrund der eindeutigen Zuordnung zwischen Verteilnetzbetreiber und Prosumer hat der Marktplatz eine strikte lokale Komponente (vgl. Abb. 4), d. h. es werden Verträge mit lokalem Bezug geschlossen und die jeweiligen Funktionsumfänge sind auf die lokalen Rahmenbedingungen abgestimmt.

Ein Prosumer kann bekannterweise seinen Verteilnetzbetreiber nicht frei wählen und auch nur auf diejenigen Lieferanten- und

MSB-Angebote zugreifen, die für seinen Netzbereich eingestellt wurden. Daher gliedert sich die Marktplatzarchitektur in lokale E-DeMa-Marktplätze, die durch eine globale Administrationsebene miteinander vernetzt sind (Abb. 5).

Diese globale Vernetzung der lokalen Marktplätze, die z. B. je Regelzone organisiert werden könnte, ermöglicht überregional tätigen Akteuren einen einfachen Zugang zu mehreren ausgewählten lokalen Marktplätzen.

Ausblick

Die hier vorgestellten Markt- und Wirkmechanismen werden im weiteren Projektverlauf in der Modellregion Rhein-Ruhr in den Städten Mülheim und Krefeld installiert. Neben der technischen Umsetzung spielen die Aspekte wie Kundenakzeptanz und Da-

tenschutz eine entscheidende Rolle. Einige Pilotkunden werden sowohl mit moderner Hausgerätetechnik wie Waschmaschinen, Wäschetrocknern oder Spülmaschinen und stromerzeugenden Heizungen (μ KWK-Anlagen) als auch mit neuen Tarifsystemen ausgestattet, um die hier dargestellten Handelsgeschäfte in ihrer Werthaltigkeit aufzeigen und ihren generellen Beitrag an den klimapolitischen Zielen der Bundesregierung bemessen zu können. Das Projekt E-DeMa endet am 31.12.2012.

Literatur

[1] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: E-Energy: IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft, Berlin 2008.

Dr. A. Breuer, Prof. Dr.-Ing. M. Laskowski, RWE Deutschland AG, Essen