



getroffen. Letztere werden von einem übergeordneten Pool-BEMI, das von einem Energiedienstleister betrieben wird, am Vortag über standardisierte IKT-Schnittstellen an alle BEMIs versandt. Die BEMIs übernehmen die automatische Steuerung der Lasten und Erzeuger, liefern den Kunden Informationen über Strompreise, Verbrauch und Einsatzoptimierung, führen Messungen, z.B. der Spannung, am Netzanschlusspunkt aus und beinhalten fernauslesbare Zähler. Bild 1 zeigt schematisch eine mögliche Ausprägung eines intelligenten Netzes, das über BEMIs verfügt. Das Konzept wird ausführlich in [2] beschrieben.

### 3 Beispielanwendungen und Ergebnisse

#### 3.1 Geschäftsmodell

Die technische Machbarkeit von Nachfragesteuerung beim Stromkunden („Demand Response“) wurde u.a. im Forschungsprojekt DINAR nachgewiesen [2]. Die dort mit dem BEMI entwickelte Lösung wird gegenwärtig weiterentwickelt und standardisiert, um Marktreife zu erlangen. Parallel werden derzeit unterschiedliche Geschäftsmodelle untersucht, die unterstützend in den Bereichen Großhandelsmarkt, Netzlastmanagement, Bilanzkreismanagement und Regelenergiemarkt eingesetzt werden können. Nachfolgend wird das Geschäftsmodell „Last- und Erzeugungsverschiebung basierend auf variablem Strompreis“ [3] bezogen auf den deutschen Energiemarkt beschrieben.

Der Anbieter des Geschäftsmodells ist ein Energieversorger, dessen Kunden über Energiemanagementsysteme (z.B. BEMIs) verfügen. Das Geschäftsmodell basiert auf einem variablen Preisprofil als Steuerungsgröße für verschiebbare Lasten, wie Kühlschränke und Waschmaschinen, sowie steuerbare Erzeuger (z.B. Mikro-KWK), um den Ausgleich zwischen Verbrauch und zunehmend fluktuierender Erzeugung sicherzustellen. Dieses Preisprofil wird für verschiedene Kundengruppen individuell gestaltet, um das Kundenverhalten möglichst flexibel und vorhersagbar beeinflussen zu können. Außerdem wird so verhindert, dass alle Kunden zum gleichen Zeitpunkt ihre Verbraucher ein oder aus schalten („Lawinengefahr“).

Das Preisprofil wird jedem Kunden einen Tag vor Lieferung („Day ahead“) bekanntgegeben, damit die Kunden genügend Zeit erhalten, ihr Verbrauchsverhalten dem variablen Tarif anzupassen. Bei bestimmten Anwendungen wie dem Engpassmanagement dürfen die Preise untertags noch angepasst werden. In der Praxis werden aus Akzeptanzgründen jedoch nur Preisanpassungen möglich sein, die zum Vorteil für den Kunden sind, d.h. keine unvorhergesehenen Mehrkosten verursachen.

Der Ablauf der Day ahead – Preisprofilberechnung wird in Bild 2 dargestellt. Besonders wichtig dabei sind qualitativ hochwertige Prognosen der Kundenreaktion in Abhängigkeit unterschiedlicher Preisvorgaben. In die Berechnung der individuellen Kundenpreisprofile durch den Energieversorger mittels des Pool-BEMI fließen die Strompreis-

prognose und die Lastprognose für das Verteilnetz für den nächsten Tag ein (Schritte 1 und 2). Letztere berücksichtigt auch mögliche Engpässe im Verteilnetz. Außerdem müssen die Vertragsdaten der Kunden sowie Informationen des Stromhandels bzw. des Energielieferanten berücksichtigt werden. In Schritt 3 wird damit zunächst eine Vorfestlegung der individuellen Kundenpreisprofile getroffen. Aufgrund historischer Daten werden anschließend durch die variablen Preisprofile verursachte Änderungen im Verbrauchsverhalten der Kunden prognostiziert. Dies fließt in die Lastprognose des gesamten Bilanzkreises ein (Schritt 4).

Auf dieser Grundlage gibt der Energiehändler seine Gebote bis spätestens 12:00 Uhr bei der Spotmarkt-Auktion der Energiebörse EEX ab, um die verbliebenen Differenzmengen zwischen Lastprognose und geltenden Lieferverträgen zu decken. Um ca. 12:30 Uhr werden die Preise und die tatsächlich gekauften/verkauften Mengen von der EEX bekannt gegeben (Schritt 6).

Diese tatsächlichen Preise werden verwendet, um die individuellen Kundenpreisprofile endgültig festzulegen (Schritt 7). Diese werden den Kunden um ca. 13:00 Uhr übermittelt und sind für den nächsten Tag gültig. Noch verbleibende Differenzmengen können in Schritten 8-10 noch am Intraday- bzw. Yesterday-Markt gehandelt werden.

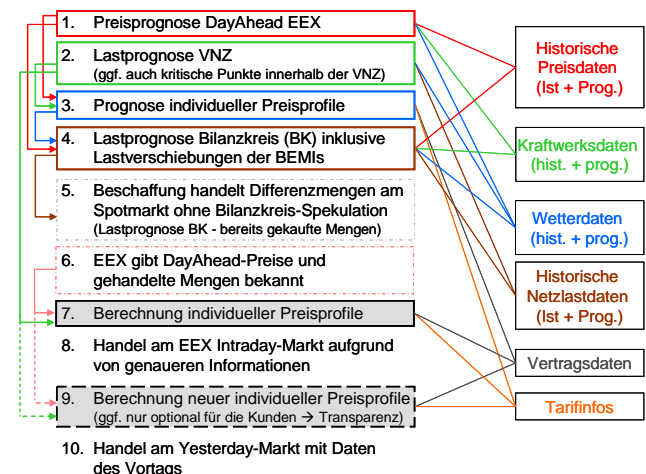


Bild 2: Berechnung der individuellen Kundenpreisprofile

Der Berechnungsablauf integriert die optimierte Beschaffung am Großhandelsmarkt und die Anforderungen im Verteilnetz, wie Begrenzung der Anschlusshöchstlast oder Engpassmanagement, und bietet dadurch ein optimiertes Erfolgspotential gegenüber eindimensionalen Geschäftsmodellen.

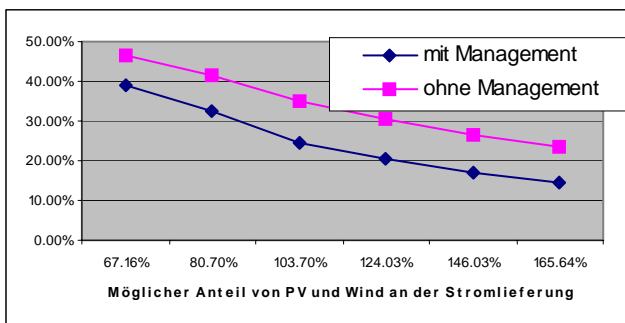
#### 3.2 Simulationsergebnisse

##### 3.2.1 Optimierte Nutzung von erneuerbarer Erzeugungskapazität im Verbundnetz

Der Nutzen eines Energiemanagements mit hoher Anzahl Lasten, dezentralen Erzeugern und BEMIs für den optimalen Einsatz der fluktuierenden Erzeugung wurde mittels

Simulation näher untersucht. Da sich zukünftige Strompreise am Markt bei sehr hohem Anteil erneuerbarer Energien an der Gesamtversorgung nur schwer vorhersagen lassen, wurde angenommen, dass ein Energiehändler direkt einen bestimmten Anteil an der gesamten in Deutschland erzeugten Wind- und Photovoltaik (PV)-Leistung erhält und an seine Kunden liefert. Diese wird als installierte Leistung anteilig an der gesamten installierten Leistung in Deutschland angegeben. Zusätzlich kann der Händler Leistung aus regelbaren Kraftwerken beziehen. Diese muss neben dem prognostizierten Erzeugungsdefizit (basierend auf Wind- und Solarleistungsprognose) auch den Prognosefehler für die Reaktion der BEMI-Kunden auf den variablen Strompreis abdecken. Der Einsatz solcher Kraftwerke soll aber so weit wie möglich begrenzt werden. Für die dargestellten Simulationsläufe kamen Wind- und Einstrahlungsdaten aus dem Jahr 2005 zum Einsatz. Dabei wurden die installierten Leistungen jeweils so in Ansatz gebracht, dass sich eine ähnliche Jahresgesamtarbeit ergibt. Da die realen Verhältnisse in der Zukunft völlig offen sind, ist hier jede mögliche Verteilung ohnehin als beispielhaft zu sehen.

Unter diesen Annahmen wurde das Management von einem Kühlschrank und einer Waschmaschine pro BEMI und 6400 BEMIs simuliert. Bild 3 zeigt, dass sich durch das BEMI-Management eine Einsparung an benötigter Energie, die regelbar zur Verfügung stehen muss, um ca. 30% ergibt. Ein Vergleich des Managements bei unterschiedlicher Durchdringung mit fluktuierender Erzeugung zeigt, dass bei steigender Windkraft- und PV-Leistung die Bedeutung des Energiemanagements weiter wächst.

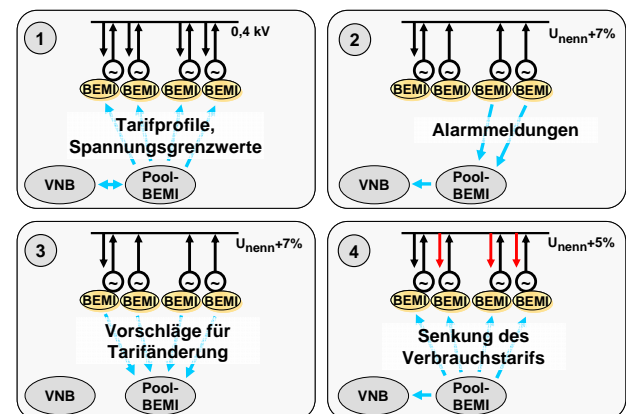


**Bild 3:** Benötigte Arbeit aus regelbaren Kraftwerken bei unterschiedlichen Anteilen der PV- und Winderzeugung (6400 BEMIs mit Kühlschränken und Waschmaschinen)

### 3.2.2 Engpassmanagement für Verteilnetze mit hohem Anteil an Photovoltaik

Dezentrale Erzeuger, wie z.B. PV – Anlagen, rufen unter Umständen Lastflüsse im elektrischen Netz hervor, für die dieses nicht ausgelegt wurde. Als Beispiel dafür wird oft das Phänomen der Lastflussumkehr angeführt, das dadurch zustande kommt, dass an Netzanschlusspunkten, an denen historisch nur Verbraucher angeschlossen waren, nun durch Eigenerzeugungsanlagen die Einspeisung zeitweise den Verbrauch übersteigt. Dies kann zu einem Lastfluss in Richtung des überlagerten Netzes führen und verschiedene Probleme im Verteilnetz verursachen - im Extremfall eine Überlastung von Netzbetriebsmitteln („Netzengpass“).

Die Wirk- und Blindleistungsflüsse beeinflussen aber auch die Spannungspegel an den Netzanschlusspunkten. Im Falle einer Wirkleistungseinspeisung im Niederspannungsnetz wird die Spannung am Anlagenanschlusspunkt beispielsweise erhöht. Drohende Netzengpässe kündigen sich daher in vielen Fällen mit einer unzulässigen Überhöhung der Spannung an einem Netzanschlusspunkt an. Ein einfaches Beispiel dafür ist eine Spannungsüberhöhung am letzten Anschlusspunkt eines einseitig gespeisten Niederspannungsnetzausläufers, die typischerweise einer Überlastung des Ortsnetztrafos zuvorkommt. Dieses Szenario ist in ländlichen Netzen durchaus denkbar und begrenzt die maximal installierbare Leistung aus verteilten Erzeugern [5]. Am ISET wurde durch Simulation eines Beispielnetzes nachgewiesen, dass man in diesem Fall der Spannungsüberhöhung durch Einschalten von Lasten entgegenwirken kann, die von BEMIs gesteuert werden. Dabei übermittelt das Pool-BEMI neben den Tarifprofilen auch Spannungsgrenzwerte an die BEMIs, die mit dem Verteilnetzbetreiber (VNB) abgestimmt sind und z.B. die Erhöhung der Nennspannung  $U_{nenn}$  durch dezentrale Erzeuger auf 5% begrenzen sollen (Bild 4, Schritt 1). Bei Grenzwertüberschreitung an einem Anschlusspunkt sendet das jeweilige BEMI eine Alarmmeldung an das Pool-BEMI (Schritt 2). Dieses führt, ggf. nach Benachrichtigung des VNB, eine Abfrage der BEMIs durch mit dem Ziel, eine Tarifänderung zu ermitteln, die zu einer Lastzuschaltung bzw. Erzeugerabschaltung führen würde. Dazu berechnet jedes BEMI einen individuellen Tarifänderungsvorschlag (Schritt 3). Aufgrund der gesammelten Vorschläge legt das Pool-BEMI – ggf. in Abstimmung mit dem VNB - z.B. eine aktuelle Senkung des Verbrauchstarifs fest, die zu einer unmittelbaren Lastzuschaltung und somit Spannungs-senkung führt (Schritt 4).



**Bild 4:** Beispiel zum Ablauf der anreizbasierten Spannungsregelung im Fall einer Lastzuschaltung

Im simulierten Netzzenario mit 98 Haushalten und 5 kWp installierter Leistung aus PV-Anlagen pro Haushalt wurde angenommen, dass die PV-Anlagen bei Überspannung abgeregelt werden müssen. Bei Nutzung des beschriebenen Verfahrens konnte jedoch gut 30% der abgeregelten Energie eingespart werden [6]. Diese Anwendung stellt eine mögliche Dienstleistung des BEMI-Systems gegenüber

dem Verteilnetzbetreiber dar, der für die Spannungshaltung im Netz verantwortlich ist.

## 4 Technische Realisierung

Zur Realisierung derartiger Anwendungen wird IKT in verschiedenen Bereichen benötigt:

- Bidirektionale, standardisierte Kommunikation zwischen der Leitstelle eines Energie- und Messdienstleisters (Aggregationsebene) und dem Anschlusspunkt des Kunden zur Übermittlung der aktuellen Strompreise, der Mess- und Zähl Daten sowie ggf. weiterer Informationen
- Automatische Steuerung, Überwachung und kommunikative Einbindung von Geräten innerhalb der Liegenschaft des Kunden, die im Sinne des intelligenten Netzes beeinflusst werden sollen
- Einbindung von intelligenten Zählern (Smart Meters), die geeignete Lastganginformationen zur Abrechnung und Analyse zur Verfügung stellen
- Geeignete Hard- und Software beim Kunden, um das Energiemanagement durchzuführen (Gateway)
- Nutzerschnittstelle (interaktives Display)

Im Folgenden werden die Bereiche Smart Meter und Nutzerschnittstelle nicht weiter im Detail betrachtet. Zu Smart Metering existieren bereits eine Vielzahl aktueller Lösungen. Die Nutzerschnittstelle ist im Wesentlichen eine Frage der technischen Realisierung und wird beim BEMI durch ein Web-Interface realisiert, das durch das beim Kunden befindliche Gateway zur Verfügung gestellt wird.

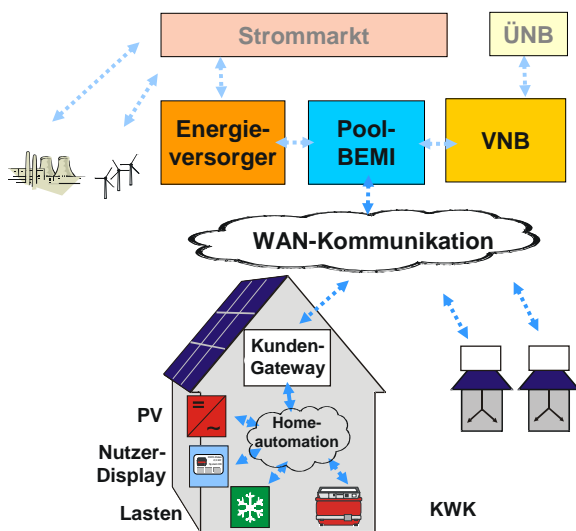


Bild 5: Einbindung Kunden-Gateway in ein Smart Grid

### 4.1 Wide Area Network (WAN)

Für die Kommunikation und Interaktion zwischen verschiedenen IKT-Systemen bei Netzbetreiber, Energieversorger, Messstellenbetreiber und Kunde wurden im Projekt SmartHouse/SmartGrid verschiedene Dienste definiert [7]. Darüber hinaus wurde Anfang 2009 das neue Kapitel 7-

420 der Norm IEC 61850 verabschiedet, das neben den Datenmodellen für dezentrale Erzeuger auch Modelle zur Abbildung variabler Strompreise und anderer Energiemanagementfunktionalitäten enthält. Diese Norm ist daher auch für die Kommunikation zwischen Gateway und Aggregationsebene interessant.

### 4.2 Heimautomation

Zur Systemeinbindung von Geräten beim Kunden wird eine geeignete Lösung zur Heim- bzw. Gebäudeautomation benötigt. Die Geräte verfügen aber heute meist nicht über entsprechende Kommunikationsschnittstellen. Daher werden gegenwärtig vom ISET Vorschaltvorrichtungen verwendet, die die Geräte zur Abschaltung komplett vom Netz trennen und ggf. auch den Gerätezustand messen. Zusätzlich ist eine Leistungsmessung zur Überwachung und Analyse des Verbrauchs der Geräte in die Vorschaltvorrichtung integriert.

Eine grundlegende Anforderung an ein System, das bei Privatzustellern im Bestand einsetzbar sein soll, ist es, ohne zusätzliche Verkabelung auszukommen. Dies lässt sich mit funkbasierten Systemen oder durch die Mitnutzung der vorhandenen Stromleitungen erreichen. Gegenwärtig werden verschiedene funkbasierte Lösungen angeboten, die ein „Meshed Network“ bilden können, in dem mehrere Knoten als Repeater fungieren können. Viele dieser Systeme sind allerdings proprietär und auf einen einzelnen Hersteller beschränkt, was nicht den Anforderungen des Projekts SmartHouse/SmartGrid entspricht. Tabelle 1 vergleicht die herstellerübergreifenden Systeme ZigBee und Z-Wave sowie die neue Digitalstrom-Technologie, die Powerline Communication (PLC) nutzt.

Auf Grund des hohen Grads an herstellerübergreifender Interoperabilität und der Marktverfügbarkeit entsprechender Komponenten wird derzeit ein Z-Wave-basiertes Vorschaltgerät entwickelt. Das geplante offene Software-Framework für das Gateway wird aber verschiedene Systeme zur Heim- und Gebäudeautomation unterstützen.

	ZigBee	Z-Wave	Digitalstrom
<b>Einsatzgebiete</b>	Alle Arten von Sensor-/ Aktornetzwerken	Heimautomation	Heim- und Gebäudeautomation
<b>Medium Frequenz</b>	Funk 2.4 GHz	Funk 868 MHz	PLC 50 Hz
<b>Bitrate</b>	250 kBit/sec	40 kBit/sec	ca. 100 Bit/sec
<b>Batteriebetrieb</b>	mehrere Jahre, wenn keine WLAN-Interferenz	mehrere Jahre	--
<b>Abdeckung des ganzen Hauses</b>	Auto-routing	Auto-routing	robustes PLC Signal

	ZigBee	Z-Wave	Digitalstrom
<b>Home Automation Standardisierung</b>	Smart Energy Profiles (2008)	Teil der Kernspezifikation	in Arbeit
<b>Marktverfügbare Produkte für Home Automation</b>	ca. 10 (vor allem Smart Metering, Display), nicht durch Nutzer selbst installierbar	über 200, überwiegend durch Nutzer selbst installierbar	--
<b>Produktentwicklung</b>	frei	Mitglieder der Allianz	Mitglieder der Allianz
<b>Zertifizierung</b>	möglich	verbindlich	noch unklar
<b>Herstellerübergreifende Interoperabilität</b>	gegenwärtig nicht möglich	erfolgreich getestet, sehr hohe Priorität	--
<b>Diskutierte Interferenzen</b>	WLAN	--	--

**Tabelle 1:** Vergleich von ZigBee, Z-Wave und Digitalstrom als Systeme zur Heimautomation

### 4.3 Gateway mit Execution Environment als Integrationsplattform [4]

Aus Gründen der Energie- und Kosteneffizienz sollten auf dem Gateway unterschiedliche Smart Grid-Anwendungen gemeinsam ausgeführt werden können. Um dies zu erreichen, muss das Gateway den einzelnen Anwendungen Dienste für Registrierung, Management sowie den Zugang zu Geräten und vorhandener Hardware / Software im Haus anbieten. Außerdem müssen standardisierte Datenmodelle für Haushaltsanwendungen, die für intelligente Netze relevant sind, entwickelt werden.

Grundsätzlich lässt sich eine solche Architektur auf verschiedenen Plattformen realisieren. Am ISET wird gegenwärtig eine Implementierung basierend auf Java und OSGi realisiert, da es so möglich ist, Anwendungen hardware- und betriebssystemunabhängig für relativ kostengünstige und energieeffiziente Embedded-Systeme umzusetzen.

Die Hauptziele dieses Energy Management Gateway Framework sind:

- Bereitstellung einer Laufzeitumgebung für Anwendungen im Bereich Energiemanagement und Energieeffizienz bei Kunden im Verteilnetz
- Zugriff auf Geräte und andere Hardware-Funktionalitäten über standardisierte Datenmodelle / Gerätedienste
- automatische Registrierung neuer Geräte („Plug&Play“)
- Zugang zu Datenquellen außerhalb des Gateway, die für typische Anwendungen relevant sind (z.B.:

Strompreis), basierend auf standardisierten Datenmodellen

- Definition standardisierter Dienste des Frameworks, um diese Datenmodelle und Gerätedienste nutzen zu können. Außerdem Bereitstellung von standardisierten Diensten für Funktionalitäten, die in typischen Anwendungen benötigt werden (z.B. User Web Interface, persistente Datenspeicherung)

Anhand dieser Ziele wurde die Architektur eines geeigneten Frameworks definiert (vgl. Bild 6). Die einzelnen Elemente dieser Architektur werden im Folgenden erläutert.

#### 4.3.1 Anwendungen

Eine Anwendung ist eine Software, die in der Laufzeitumgebung des Frameworks ausgeführt werden kann und die Dienste nutzt, die vom Framework bereitgestellt werden. Jede Anwendung soll einen bestimmten Anwendungsfall (Use Case) implementieren. Im Gegensatz zu einem Kommunikationssystem stellt eine Anwendung nicht selbst physikalische Verbindungen zu Geräten her.

#### 4.3.2 Ressourcen

Eine Ressource ist eine Darstellung von Zuständen, Parametern oder anderen Daten, die ihren Ursprung außerhalb des Frameworks haben. Eine Ressource kann entweder ein physikalisches Gerät darstellen, ein Kommunikationssystem und die dazugehörigen Parameter oder Zustände bzw. Daten, die von der Aggregationsebene zum Gateway übertragen wurden, wie z.B. ein Preisprofil.

#### 4.3.3 Ressourcentypen

Ein Ressourcentyp ist eine Modelldefinition für Ressourcen. Um Geräte automatisch identifizieren und Plug&Play-Funktionalitäten nutzen zu können, müssen standardisierte Ressourcentypen in allen Framework-Implementierungen verwendet werden. Allerdings sollte es möglich sein, neue Ressourcentypen zu einem Framework hinzuzufügen, sobald diese in standardisierter Form verfügbar sind. In einer objektorientierten Perspektive ist der Ressourcentyp die Beschreibung einer Klasse und Ressourcen sind Instanzen einer solchen Klasse.

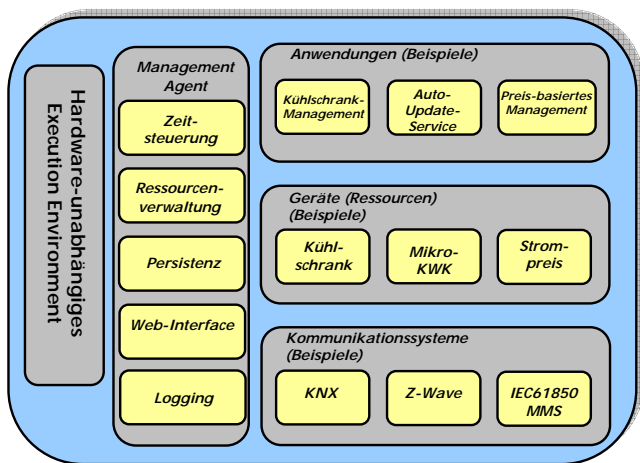
#### 4.3.4 Kommunikationssysteme

Ein Kommunikationssystem verbindet die Datenrepräsentation einer Ressource mit dem tatsächlichen physikalischen Gerät oder mit der externen Datenquelle (z.B. dem Pool-BEMI). Auf diese Weise sind die physikalischen Verbindungen einer Ressource für das übrige Framework abstrahiert, da sie nur vom Kommunikationssystem verarbeitet werden. Jede Kommunikationsverbindung koppelt ein Datenelement einer Ressource mit einer Adresse des Kommunikationssystems.

#### 4.3.5 Management Agent

Das Framework muss den Anwendungen und Kommunikationssystemen verschiedene Dienste („Services“) anbie-

ten. Diese können eingeteilt werden in die Verwaltung der Ressourcen (Resource Administration), die Verwaltung der Anwendungen, deren Systemzeit und wie bzw. wann sie ausgeführt werden (Time Control) sowie die dauerhafte Speicherung wichtiger Anwendungsdaten und Datenstrukturen, die von Anwendungen in den Bereichen Energiemanagement und Energieeffizienz gewöhnlich benötigt werden (Persistent Storage). Außerdem wird der Zugang zu einer Bedienschnittstelle (Web Interface) und Services für die Erfassung und Evaluierung von Textnachrichten und Messdatenreihen benötigt (Logging). Der Management Agent bündelt und integriert alle Servicemodule im Framework. Weitere Services können von Anwendungen selbst angeboten werden, aber die Services des Management Agent sind in jedem Framework bereits implementiert und bieten somit eine Basis für Interoperabilität.



**Bild 6** Framework für ein offenes Energy Management Gateway

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Gemeinsam mit den Partnern im Projekt SmartHouse/SmartGrid entwickelt ISET gegenwärtig ein Energy Management Gateway, das die Funktionen des BEMI deutlich erweitert und modularisiert. Die installierte Hardware beim Stromkunden soll künftig als einheitliche Plattform für verschiedenste Anwendungen im Bereich Smart Grid, Energiemanagement und Energieeffizienz nutzbar sein. Hier besteht eine hohe Vielfalt unterschiedlichster Anwendungen, denen auf einem Java/OSGi-basierten Framework Zugriff auf Geräte im Gebäude, Smart Metering-/ Messdaten sowie Preisdaten und Anreizfunktionen gewährt wird. Dabei müssen standardisierte Datenmodelle genutzt werden. Das neue Gateway wird im Feldtest im Projekt SmartHouse/SmartGrid erprobt und soll auch in den E-Energy-Projekten „Modellstadt Mannheim“ und „Regenerativkraftwerk Harz“ eingesetzt werden.

Im Projekt SmartHouse/SmartGrid ist darüber hinaus die Erprobung und Vernetzung der technologischen Ansätze des Bidirektionalen Energiemanagement-Interface (BEMI) des ISET, des PowerMatcher von ECN [8][9] sowie des Magic-System von NTUA [10] in Feldtests in insgesamt

drei Ländern geplant. Dies ermöglicht es, die Ansätze für den europäischen Einsatz weiter zu entwickeln und eine Roadmap hin zur Massenapplication zu definieren.

## Förderhinweis

Diese Arbeit wurde mit teilweiser Unterstützung der EU erstellt (Zuwendung FP7-ICT-2007-224628), Projekt SmartHouse/SmartGrid.

## Literatur

- [1] Projekt SmartHouse/SmartGrid: <http://www.smarthouse-smartgrid.eu/>
- [2] C. Bendel, D. Nestle, J. Ringelstein: Netz- und marktkonformes bidirektionales Energiemanagement für Lasten und dezentrale Erzeuger im Niederspannungsnetz, 10. Symposium Energieinnovation, Graz, 2008
- [3] K. Kok, C. Warmer, D. Nestle, P. Selzam, A. Weidlich, S. Karnouskos, A. Dimeas, S. Drenkard, S. Hadjimichael: High-Level System Requirements, Bericht für das Projekt SmartHouse/SmartGrid, <http://www.smarthouse-smartgrid.eu/index.php?id=146>, 2009
- [4] K. Kok, C. Warmer, D. Nestle, G. Heusel, J. Ringelstein, P. Selzam, H. Waldschmidt, A. Weidlich, S. Karnouskos, A. Dimeas, S. Drenkard: In-house architecture and interface description, Bericht für das Projekt SmartHouse/SmartGrid, <http://www.smarthouse-smartgrid.eu/index.php?id=146>, 2009
- [5] J. Scheffler: Bestimmung der maximalen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten. Dissertation, Universität Chemnitz, 2002.
- [6] D. Nestle, J. Ringelstein: Application of Bidirectional Energy Management Interfaces for Distribution Grid Services, 20th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Prag, 2009
- [7] K. Kok, C. Warmer, D. Nestle, P. Selzam, A. Weidlich, S. Karnouskos, A. Dimeas, S. Drenkard: Coordination algorithm and architecture document, Bericht für das Projekt SmartHouse/SmartGrid, <http://www.smarthouse-smartgrid.eu/index.php?id=146>, 2009
- [8] J. K. Kok, C.J. Warmer, I. G. Kamphuis: Power-Matcher: Multiagent Control in the Electricity Infrastructure, Contribution to AAMAS 2005, Autonomous Agents and Multiagent Systems, Utrecht, 2005
- [9] C. J. Warmer, M. P. F. Hommelberg, B. Roossien, J. K. Kok, J. W. Turkstra: A Field Test Using Agents for Coordination of Residential Micro-CHP, Proceedings of the ISAP Conference, Kaohsiung, 2006
- [10] A. Dimeas, N. Hatzigiorgiou, "Operation of Multi Agent System for Microgrid Control", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No 3, 2005