

**Dirk Westermann, Nicola Döring und  
Peter Bretschneider (Hrsg.)**

**Smart Metering  
Zwischen technischer Herausforderung und  
gesellschaftlicher Akzeptanz – Interdisziplinärer  
Status Quo**

# **Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik (IBEGA)**

Herausgegeben von

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann

(Fachgebiet Elektrische Energieversorgung) und

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Frank Berger

(Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen)

an der Technischen Universität Ilmenau.

**Band 5**

Herausgegeben von Dirk Westermann,  
Nicola Döring und Peter Bretschneider

# Smart Metering

Zwischen technischer Herausforderung  
und gesellschaftlicher Akzeptanz –  
Interdisziplinärer Status Quo



Universitätsverlag Ilmenau  
2013

## Impressum

### **Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek**

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Angaben sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Technische Universität Ilmenau/Universitätsbibliothek

### **Universitätsverlag Ilmenau**

Postfach 10 05 65

98684 Ilmenau

[www.tu-ilmenau.de/universitaetsverlag](http://www.tu-ilmenau.de/universitaetsverlag)

### **Herstellung und Auslieferung**

Verlagshaus Monsenstein und Vannerdat OHG

Am Hawerkamp 31

48155 Münster

[www.mv-verlag.de](http://www.mv-verlag.de)

**ISSN** 2194-2838 (Druckausgabe)

**ISBN** 978-3-86360-050-1 (Druckausgabe)

**URN** urn:nbn:de:gbv:ilm1-2013100042

---

### Titelfotos:

©iStockphoto.com : JLGutierre ; timmy ; 3alexnd ; Elxeneize ; tap10

yuyang/Bigstock.com

M. Streck, FG EGA | F. Nothnagel, FG EGA | D. Westermann, FG EEV

## Vorwort

Eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten und dabei gleichzeitig nachhaltig die Umwelt zu schützen – dies gehört heute zu den zentralen Herausforderungen, denen sich Wissenschaft, Politik, Wirtschaft und Gesellschaft zu stellen haben. Vor allem in modernen Industriegesellschaften ist ausreichend verfügbare Energie eine grundlegende Voraussetzung für Produktion, Konsum und Sicherstellung einer hohen Lebensqualität für den Menschen. Auf der anderen Seite hat der steigende Energiebedarf auch seinen Preis, nicht nur ökonomisch, sondern auch gesellschaftlich und ökologisch. Bei einem global weiter zunehmenden Energieverbrauch werden die fossilen Energieträger in absehbarer Zeit erschöpft sein. In diesem Kontext gewinnt elektrische Energie als Energieträger zunehmend an Bedeutung: Jedoch muss sie aufgrund der Verknappung fossiler Energieträger und zum Schutz der Umwelt zukünftig vermehrt aus regenerativen Energiequellen erzeugt, effizienter verteilt und entsprechend dem Angebot verbraucht werden.

Um in diesem Spannungsfeld zwischen Energiebedarf einerseits und Ökologie andererseits nachhaltige und anwendbare Lösungen zur Fortschreibung der Qualitätsmerkmale des Energieversorgungssystems zu finden, werden vor allem in jüngster Zeit vielseitige Aktivitäten unternommen. Auf politischer Ebene reagierte die Bundesregierung auf die EU-Richtlinie zu *Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen* [EG] mit dem *integrierten Energie- und Klimaschutzprogramm* [IEKP] sowie dem *nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan* [EEAP]. Im Mittelpunkt dieser Programme stehen Steigerung der Energieeffizienz und Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien. Allerdings erfordert das Erreichen dieser Zielstellungen erhebliche Anstrengungen in allen Bereichen, sowohl bei den Erzeugungsanlagen, den Versorgungsnetzen und bei der Energiespeicherung als auch bei den Verbrauchsgeräten bis hin zur Etablierung eines möglichst erzeugungsfolgenden Verbrauchs.

Bei der Umsetzung der umweltpolitischen Ziele spielen innovative Lösungen für den Energieverbrauch in der Gebäudetechnik eine besondere Rolle, da hier mit die größten Energieeinsparpotentiale liegen. Aus diesem Grund wurden verschiedene Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz eingeleitet.

Dazu gehören unter anderem die Einführung intelligenter Verfahren zur Messung und Visualisierung des Energieverbrauchs in privaten Haushalten, auch *Smart Metering-Technologie* genannt, ergänzt um neue Tarifsysteme zur gezielten Bedarfsbeeinflussung. Von solchen systemtechnischen Lösungsansätzen wird erwartet, dass man Energie sparen, Kosten reduzieren und das Klima schonen kann. In Verbindung mit modernen Energiemanagementsystemen können diese Potentiale sowohl unter ökonomischen als auch ökologischen Gesichtspunkten optimal erschlossen werden.

Eine erfolgreiche systemtechnische Vorgehensweise im Bereich Smart Metering muss die Betrachtung der gesamten Wertschöpfungskette der elektrischen Energieversorgung umfassen und nicht zuletzt auch die Endabnehmer einbeziehen. Genau dieser Herausforderung stellt sich das Forschungsprojekt RESIDENS (effiziente**Re** Energienutzung durch **S**ystemtechnische **I**ntegration **D**es privaten **E**ndabnehmer**S**), das durch seine interdisziplinäre Ausrichtung eine eindimensional technologische Perspektive überwindet und die *Wechselwirkungen zwischen dem Elektroenergiesystem, der Energiewirtschaft und dem Endabnehmer als elektrischer Verbraucher* analysiert. Dadurch kann das Forschungsprojekt RESIDENS einen wichtigen, weiterführenden Forschungsbeitrag zur der aktuellen Thematik leisten.

Das Projekt RESIDENS wurde von 2009 bis 2012 vom Thüringer Kultusministerium gefördert. Projektpartner waren zwei Thüringer Universitäten (die Technische Universität Ilmenau und die Friedrich-Schiller-Universität Jena), zwei Fraunhofer-Institute (das Fraunhofer-Anwendungszentrum Systemtechnik AST des Fraunhofer-Institut für Optronik, Systemtechnik

und Bildauswertung IOSB und das Fraunhofer-Institut für Digitale Medientechnologie IDMT) sowie die Stadtwerke Ilmenau. Arbeitsweise und Ergebnisse von RESIDENS werden in dem vorliegenden Band unter Mitwirkung aller Projektbeteiligten präsentiert.





## Inhaltsübersicht

Inhaltsübersicht .....	9
1 Einleitung.....	13
2 Smart Metering in den Medien und im Urteil der Öffentlichkeit <i>Jens Wolling und Dorothee Arlt</i> .....	17
2.1 Einleitung .....	19
2.2 Theoretische Grundlagen: Diffusionsforschung.....	20
2.3 Sozialwissenschaftlicher Forschungsstand zur Nutzung des Smart Meter.....	25
2.4 Methodisches Vorgehen .....	27
2.5 Ergebnisse der Medieninhaltsanalyse.....	30
2.6 Ergebnisse der Telefonumfragen .....	38
2.7 Fazit .....	56
2.8 Literatur.....	58
3 Stand der Smart Metering-Technologie <i>Oliver Warweg, Mike Ifland, Martin Käßler und Peter Bretschneider</i> .....	61
3.1 Technischer Rahmen.....	62
3.2 Fazit .....	77
3.3 Literatur.....	78
4 Laststeuerung privater Verbraucher <i>Mike Ifland und Nadine Exner</i> .....	79
4.1 Einleitung .....	80
4.2 Lastmanagement im Überblick .....	80

4.3	Elektrische Energie aus Verbrauchersicht .....	86
4.4	Anpassung des Marktmodells .....	109
4.5	Schlussfolgerungen.....	110
4.6	Literatur.....	112
5	Auswirkungen von Smart Metering auf die Energiebeschaffung im liberalisierten Energiemarkt <i>Oliver Warweg und Martin Käßler</i> .....	113
5.1	Einleitung.....	114
5.2	Regulatorischer Rahmen .....	114
5.3	Aufgaben des Energie- und Energiedatenmanagements.....	116
5.4	Planungsgrundlagen für die Energiebeschaffung und Abrechnung im liberalisierten Energiemarkt .....	119
5.5	Wirtschaftliche Chancen für die Energiebeschaffung durch Tarifierreize.....	121
5.6	Auswirkungen auf die Geschäftsprozesse des EVU.....	128
5.7	Fazit und Ausblick.....	134
5.8	Literatur.....	135
6	Smart Metering aus Kundenperspektive – Usability-Evaluation eines Stromverbrauchsfeedback-Systems <i>Nicola Döring und Nadine Exner</i> .....	137
6.1	Einleitung.....	138
6.2	Stromverbrauchsfeedback-Systeme und deren Usability.....	139
6.3	Das RESIDENS-Kundenportal.....	143
6.4	Die Evaluationsmethode .....	145

6.5	Ergebnisse der Evaluation des RESIDENS-Kundenportals .....	149
6.6	Diskussion.....	157
6.7	Literatur.....	163
7	Der smarte Haushaltskunde – Energiewirtschaftsrechtliche Aspekte aus der Perspektive von Verteilernetzbetreiber, Stromlieferant und Letztverbraucher <i>Knut Schmelzer</i> .....	165
7.1	Vorbemerkungen .....	166
7.2	Vorgaben des Europäischen Gemeinschaftsrechts .....	174
7.3	Energiewirtschaftsrechtliche Rahmenbedingungen auf Bundesebene .....	182
7.4	Zusammenfassung und Ausblick .....	206
8	Renewable Energy Drama - Ein Serious Game zu Smart Metering für Stromkunden <i>Klaus P. Jantke, Imke Hoppe und Swen Gaudl</i> .....	208
8.1	Einleitung .....	209
8.2	Serious Games zum Thema Erneuerbare Energie .....	209
8.3	Zielstellung .....	211
8.4	RED – theoriegeleitete Medienkonzeption .....	212
8.5	RED – die Umsetzung .....	215
8.6	Die vier Jahreszeiten – Probleme und Potentiale .....	225
	Danksagung .....	226
8.7	Literatur.....	226

9	Smart Metering – Einschätzung des Themas durch die Stadtwerke Ilmenau GmbH <i>Mike Ifland</i> zusammen mit <i>Vertretern der Stadtwerke Ilmenau GmbH</i> .....	229
10	Verzeichnis der Autorinnen und Autoren.....	236

## 1 Einleitung

Das interdisziplinäre Forschungsvorhaben **RESIDENS** (effiziente**Re** Energienutzung durch **S**ystemtechnische **I**ntegration **D**es privaten **E**ndabnehmer**S**) untersucht die *Smart Metering-Technologie*, also die Nutzung "intelligenter Stromzähler" in Privathaushalten. Smart Metering soll dabei Vorteile sowohl auf der Mikroebene der Privathaushalte als auch auf der Makroebene der elektrischen Energieversorgung bieten: Die Energieversorger können ihren Kunden mittels Smart Metering über den jeweiligen Tarifpreis zeitnah Anreize zum kostenoptimierten und umweltfreundlicheren Stromverbrauch geben. Liegt wetterbedingt ein großes Angebot an Strom aus erneuerbaren Energiequellen vor (z.B. Solar- oder Windenergie), sinkt der Preis. Die Kunden haben die Möglichkeit, durch zeit- und lastvariable Tarife Geld zu sparen, wenn sie auf die Preisanreize reagieren und z.B. Geschirrspüler oder Waschmaschinen genau dann einschalten, wenn gerade viel bzw. günstiger Strom zur Verfügung steht. Generell bekommen sie die Möglichkeit, ihren Energieverbrauch über eine Informationsschnittstelle, wie beispielsweise ein Internetportal, detailliert und zeitnah nachzuvollziehen und eigenverantwortlich zu steuern. Auf diese Weise können sie nicht nur Stromkosten sparen, sondern auch einen Beitrag zur vermehrten Einbindung von erneuerbaren Energien und damit zum Umweltschutz leisten.

Es ist zu beachten, dass eine automatische Zählerfernauslesung im Bereich der industriellen Großverbraucher mit mehr als 100.000 kWh Verbrauch/Jahr bei Kunden mit so genannter registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) seit vielen Jahren praktiziert wird. Neu ist indessen der Einsatz von intelligenten Stromzählern (Smart Meter) zur Erfassung des tatsächlichen Energieverbrauchs und der tatsächlichen Nutzungszeit bei privaten Haushaltskunden, die laut Energiewirtschaftsgesetz 2012 bereits ab einem Jahresverbrauch größer 6000 kWh verpflichtend mit einem solchen Messsystem – eingebunden in einem Kommunikationsnetz - auszu-

rüsten sind. Den Kern des RESIDENS-Projekts bildet ein Pilotprojekt, das über zwei Jahre hinweg die Nutzung von Smart Metern in ausgewählten Privathaushalten einer Kleinstadt untersuchte. Die an dem Projekt teilnehmenden Privathaushalte hatten im Rahmen einer Kooperation mit dem lokalen Stromanbieter einen intelligenten Stromzähler, einen persönlichen Zugang zu einem Internetportal, welches den Stromverbrauch darstellt, sowie einen zeitvariablen, dreistufigen Tarif (Hoch-, Mittel- und Niedertarif) erhalten. Von den am Feldversuch teilnehmenden Haushalten wurden mit ihrer ausdrücklichen Einwilligung unterschiedliche Daten gesammelt und wissenschaftlich ausgewertet: Stromverbrauchsdaten, Nutzung des Internet-Portals zur detaillierten Überwachung des eigenen Stromverbrauchs sowie Einstellungen und Erfahrungen mit der Smart Metering-Technologie aus Kundensicht.

Die Berücksichtigung der Endabnehmer ist deswegen so wichtig in dem Forschungsvorhaben, weil durch den Einsatz der Smart Metering-Technologie zwar primär energie- und umweltpolitische Zielsetzungen auf der Gesellschaftsebene erreicht werden sollen, dafür jedoch auf der Mikroebene entsprechende Voraussetzungen notwendig sind: Die Stromkunden müssen die Technologie akzeptieren und dauerhaft aktiv einsetzen. Aufgrund dessen wurden im Rahmen des Projekts neben Wissen, Einstellungen, Erwartungen und Bedenken der potentiellen Kundinnen und Kunden auch Determinanten einer langfristigen Nutzung z.B. von differenzierten Tarifsystemen erforscht.

In der Öffentlichkeit wird mit dem Begriff Smart Metering die Erfassung des tatsächlichen Energieverbrauchs und der tatsächlichen Nutzungszeit mittels eines intelligenten Stromzählers verstanden. Allerdings besteht . Aus der Perspektive eines Verteilernetzbetreibers (VNB) oder eines Messstellenbetreibers (MSB) handelt es sich bei einem Smart Meter zunächst einmal um ein elektronisches Zähl- und Messsystem, mit dem Zählerdaten von Endabnehmern aus der Ferne ausgelesen werden können (Automated

Meter Reading, AMR). Smart Meter, die darüber hinaus Dienstleistungen wie flexible Tarifierung oder Lastbegrenzungen ermöglichen, werden unter dem Begriff *Advanced Meter Management* (AMM) geführt. Verteilernetzbetreiber und Messstellenbetreiber sind dabei an sicheren und zuverlässigen Lösungen mit geringen Kosten sowohl für Installation, Betrieb und Wartung der Zähler- und Kommunikationsinfrastruktur als auch für die Zählerauslesung interessiert. Für Energielieferanten und Bilanzkreisverantwortliche besteht das Ziel, die Risiken der Energiebeschaffung durch den Einsatz von Smart Metern zu reduzieren. Reicht dieser marktwirtschaftliche Anreiz nicht aus, ist ggf. eine gesonderte Anreizregulierung notwendig, falls Smart Metering dennoch – etwa aus gesamtgesellschaftlicher oder politischer Motivation – umgesetzt werden soll. Die Frage, ob die betriebswirtschaftlichen Erlöse im richtigen Verhältnis zu den Kosten für Anschaffung, Betrieb und Wartung von Smart Metern stehen, war jedoch nicht Gegenstand des durchgeführten Forschungsprojektes.

Der interdisziplinäre Charakter des RESIDENS-Projekts wird durch die verschiedenen *Teilprojekte* sichtbar, die unterschiedliche Fragestellungen aus den Perspektiven verschiedener wissenschaftlicher Disziplinen beleuchten: Kapitel 2 geht zunächst der Frage nach, welchen Einfluss die Medienberichterstattung über Smart Metering auf die Wahrnehmung dieser Technologie in der breiten Bevölkerung hat. Kapitel 3 berichtet den aktuellen Stand der Smart Metering-Technologie. Kapitel 4 erläutert, wie eine Laststeuerung privater Verbraucher mittels Smart Meter-Technologie erfolgen kann. Kapitel 5 stellt dar, welche Auswirkungen Smart Metering auf die Energiebeschaffung im liberalisierten Energiemarkt hat. Kapitel 6 untersucht Smart Metering aus Kundenperspektive, wobei konkret die Benutzerfreundlichkeit eines Internet-Portals evaluiert wird, über das die Kunden ihren mit dem intelligenten Stromzähler gemessenen Stromverbrauch fortlaufend verfolgen können. Rechtliche Aspekte von Smart Metering aus der Perspektive der Stromkunden, der Stromlieferanten sowie der Verteilernetzbetreiber erläutert Kapitel 7. Kapitel 8 präsentiert

Konzeption und Umsetzung eines Online-Spiels zur Kompetenzförderung von privaten Stromkunden: Im Rahmen des Spiels können Teilnehmerinnen und Teilnehmer auf unterhaltsame Weise den Umgang mit Smart Metering und flexiblen Stromtarifen erlernen. Kapitel 9 legt abschließend in einem Experteninterview die Einschätzung der Smart Metering-Technologie durch die am Projekt beteiligten Stadtwerke dar.



## **2 Smart Metering in den Medien und im Urteil der Öffentlichkeit**

*Jens Wolling und Dorothee Artl*

2.1	Einleitung .....	19
2.2	Theoretische Grundlagen: Diffusionsforschung.....	20
2.3	Sozialwissenschaftlicher Forschungsstand zur Nutzung des Smart Meter .....	25
2.4	Methodisches Vorgehen .....	27
2.4.1	Qualitative Medieninhaltsanalyse.....	27
2.4.2	Standardisierte Telefonbefragungen im Panel-Design.....	29
2.5	Ergebnisse der Medieninhaltsanalyse.....	30
2.5.1	Verbraucher- und Netzperspektive in den Medien.....	31
2.5.2	Thematisierung der Voraussetzungen für Smart Metering.....	33
2.5.3	Darstellung der Nach- und Vorteile von Smart Metering.....	35
2.6	Ergebnisse der Telefonumfragen .....	38
2.6.1	Bekanntheit von Smart Metering in der Bevölkerung.....	38
2.6.2	Vorstellungen von den Funktionalitäten eines Smart Meter.....	39
2.6.3	Anschaffungs- und Zahlungsbereitschaft .....	44
2.6.4	Einflussfaktoren auf Bekanntheit, Bewertung, Anschaffungs- und Zahlungsbereitschaft .....	47

2.6.5	Analyse des Einflusses der Faktoren auf Bekanntheit, Bewertung, Anschaffungs- und Zahlungsbereitschaft.....	53
2.7	Fazit .....	56
2.8	Literatur.....	57

## 2.1 Einleitung

Beim Smart Metering handelt es sich um eine Informations- und Kommunikationstechnologie, deren grundlegende Elemente (Mess- und Kommunikationstechnik) keine Neuerungen darstellen. Die Kombination dieser Bestandteile und die damit ermöglichten Funktionen stellen jedoch eine Innovation dar (Rogers, 1962). Durch den Einsatz dieser Innovation sollen primär energie- und umweltpolitische Zielsetzungen auf der Gesellschaftsebene (Makroebene) erreicht werden. Für das Erreichen dieser Ziele sind jedoch Abläufe auf der Mikroebene entscheidend: Die Adoption und aktive Nutzung der Innovation durch die avisierten Nutzer (die Stromkunden).

Mit dem Adoptionsprozess sind Kommunikationsprozesse untrennbar verbunden. Aus kommunikationswissenschaftlicher Perspektive ist die Art und Weise, wie die Innovationsidee kommuniziert wird, für den Erfolg einer Innovation von entscheidender Bedeutung. Dieser Kommunikationsprozess wird in der Forschung als Diffusion bezeichnet. Die Diffusionsforschung beschäftigt sich mit der Verbreitung von Innovationen innerhalb eines Sozialsystems und fokussiert dabei die Rolle der Kommunikation. Maßgeblich geprägt und vorangetrieben wurde die kommunikationswissenschaftliche Diffusionsforschung durch die Forschungsarbeiten von Rogers (1962) sowie Rogers und Shoemaker (1971).

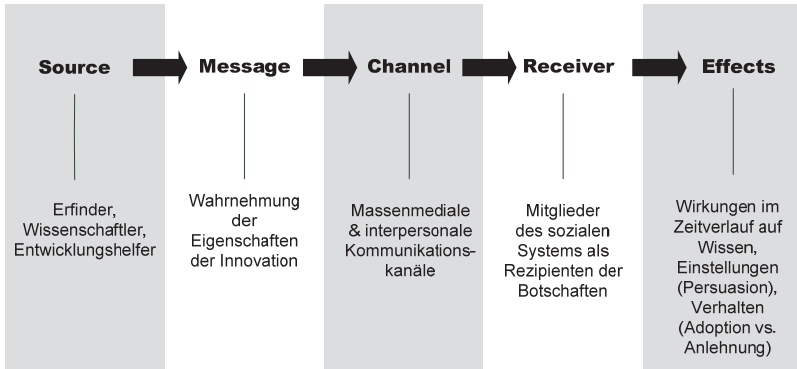
Innovationen können sich nach Maßgabe des Diffusionsmodells von Rogers (1962) nur dann erfolgreich durchsetzen, wenn die Zielgruppen, für die sie bestimmt sind, sie a) zur Kenntnis nehmen, b) ihre Vorteile erkennen, c) sie ausprobieren und d) schließlich dauerhaft verwenden. Traditionell zeichnet sich die Energiewirtschaft durch lange Innovationszyklen und geringe Wettbewerbsintensität aus; allerdings vollzieht sich dort zurzeit ein Wandel (Knab & Konnertz, 2011). Deswegen gewinnt die Frage, ob und wie eine Diffusion von technologischen und wirtschaftlichen Innovationsideen stattfindet, zunehmend an Bedeutung, auch wenn dort insgesamt weiterhin mit eher langsamen Innovationsprozessen zu rechnen ist.

Ziel des vorliegenden Beitrags ist es daher, die Diffusion der Smart Meter-Idee zu untersuchen. Da im Rahmen dieser Teilstudie der Beginn des Diffusionsprozesses erforscht wurde, lag der Schwerpunkt der Analyse auf den Phasen a) Kenntnisnahme und b) Evaluation der Innovation. Die Phase c) des Ausprobierens konnte im Rahmen dieser Teilstudie nur als grundsätzliche Bereitschaft zur Adoption berücksichtigt werden. Um diese Phasen der Diffusion angemessen zu untersuchen, wurde zum einen die Medienberichterstattung zum Thema analysiert und zum anderen das themenbezogene Wissen, die Einstellungen und die Adoptionsbereitschaft der potentiellen Innovatoren (d.h. der privaten Stromkunden in Thüringen) ermittelt. Durch die Betrachtung der medialen Kommunikation und der Zielgruppe lassen sich die Rahmen- und Ausgangsbedingungen für die Adoption bestimmen.

### **2.2 Theoretische Grundlagen: Diffusionsforschung**

Diffusion ist nach Rogers (1962) eine besondere Form von Kommunikation und wird von ihm wie folgt definiert: „Diffusion is a process in which an innovation is communicated through certain channels over time among the members of a social system. It is a special type of communication, in that the messages are concerned with new ideas.“ Diese Definition verdeutlicht, dass es sich um eine Form der gerichteten Kommunikation handelt, die auf einer intentionalen Grundlage beruht. Aus diesem Grund ist es angemessen, Diffusion als linearen Kommunikationsprozess zu beschreiben und in Anlehnung an die von Lasswell (1948) entwickelte Formel “Who says what in which channel to whom with what effect“ zu strukturieren und darzustellen (Bild 2.1).

Elemente des S-M-C-R-E Modells



Korrespondierende Elemente der Diffusion von Innovationen

Bild 2.1 Parallelen zwischen Diffusionselementen und dem S-M-C-R-E-Modell  
(Quelle: Rogers & Shoemaker, 1971, p. 20)

Folgt man diesem Modell, dann ist es für den Verlauf des Diffusionsprozesses und die Adoptionswahrscheinlichkeit wichtig, wer über eine Innovation kommuniziert, welche Eigenschaften der Innovationen kommuniziert werden, welche Kanäle für die Kommunikation verwendet werden und welche Zielgruppen erreicht werden (sollen). Als Zielgrößen werden – wie zumeist in der Einstellungsforschung üblich – das themenbezogene Wissen, die Einstellungen zur Innovation und die Handlungsabsichten im Umgang mit der Innovation unterschieden.

Für die Durchsetzung einer Innovation ist es somit entscheidend, ob eine Innovation überhaupt zum Gegenstand von Kommunikationsprozessen wird. Erst dann stellt sich die Frage, wie ihre Funktionsweise dargestellt und bewertet wird. Für die Bewertung einer Innovation werden Informationen über die *Eigenschaften* der Neuerung herangezogen. Als wichtige Eigenschaftsdimensionen haben sich neben a) der Kompatibilität mit vorhandenen Technologien, b) der Einfachheit, c) der Ausprobierbarkeit der Innovation, d) der Beobachtbarkeit vor allem e) der *relative Vorteil* der

Innovation gegenüber den bisher verwendeten Verfahren, Vorgehensweisen und Technologien erwiesen (Rogers & Shoemaker, 1971, p. 23 f.). Darüber hinaus sollte aber auch die Thematisierung negativer Eigenschaften (mögliche Probleme und Nachteile), die mit einer Innovation verbunden sein können, in der Analyse berücksichtigt werden. Auf diese Weise kann verhindert werden einem ungerechtfertigten Innovationsoptimismus zu verfallen, der von der Zielgruppe der Innovation möglicherweise nicht geteilt wird (Karnowski, 2011, p. 69).

Es wäre allerdings ein Missverständnis, die genannten Eigenschaften als objektiv gegebene Merkmale einer Innovation zu behandeln. Aus kommunikationswissenschaftlicher Perspektive geht es vielmehr darum zu ermitteln, welche dieser Eigenschaften der Innovation im Kommunikationsprozess *zugeschrieben* werden. Bei einigen dieser Eigenschaften dürfte vermutlich eine große intersubjektive Übereinstimmung in den Einschätzungen vorhanden sein. Bei anderen Aspekten jedoch, wie der Beurteilung des relativen Vorteils sowie der denkbaren Nachteile, ist dies sicherlich nicht der Fall; diese sind vielmehr Gegenstand eines kommunikativen Aushandlungsprozesses. Für den Verlauf dieses Kommunikationsprozesses ist die Berichterstattung der Medien von großer Bedeutung. Kelly (2009, p. 34) schreibt dazu: “technology is adopted rarely on its merits alone; social forces both constrain and encourage adoption. Mass media is a significant influence, along with other social forces, in all stages of adoption“.

Obwohl das Thema Innovationskommunikation zweifellos relevant ist, findet man in der Forschung eine relativ einseitige Fokussierung auf bestimmte Technologien, die zudem primär unter dem Aspekt des Risikos betrachtet werden. Beispiele dafür sind Kernenergie und Gentechnologie. Folgerichtig subsumieren Maurer und Reinemann (2006, p. 195) inhaltsanalytische Untersuchungen der Technikberichterstattung über die Themenfelder Umwelt und Gesundheit unter den Begriff „Risikokommunikation“. Eine ähnliche Logik findet man bei Dahinden (2006): Allgemeine Risikoframes sowie solche zur Atom- und Gentechnologie fasst er unter der

Überschrift „Wissenschafts- und Risikokommunikation“ zusammen. Untersuchungen zur medialen Technikdarstellung, die den Forschungsgegenstand nicht von vorne herein aus dem Blickwinkel der Risikokommunikation betrachten, sind wesentlich seltener. Beispiele hierfür sind Studien zu Digitalen Technologien (Rössler, 2001) oder auch zu erneuerbaren Energietechnologien (Haigh, 2010).

Der implizite Ausgangspunkt der Diffusionsforschung ist die Annahme, dass die Verbreitung technischer Innovationen in einem Marktumfeld stattfindet, so dass die Anbieter einer Innovation sich um deren Akzeptanz bei den potentiellen Kunden bemühen müssen, um erfolgreich zu sein. Es gibt aber auch Innovationen, die den Marktmechanismen gar nicht oder nur eingeschränkt ausgesetzt sind, weil ihre Implementation durch gesetzliche Bestimmungen herbeigeführt oder zumindest unterstützt wird. Auch die Einführung des Smart Meter erfolgt aufgrund gesetzlicher Vorgaben (Brück von Oertzen, 2010; vgl. auch den Beitrag von Schmelzer in diesem Band: Kapitel 7) und nicht, weil sich ein attraktives Produkt aufgrund seines relativen Vorteils gegenüber anderen Produkten durchsetzt. Gerade im Energie- und Umweltbereich wird vielfach versucht, das Konsumentenverhalten mit staatlichen Vorgaben oder Anreizsystemen zu beeinflussen (Gehlert, 2009). Solche regulierenden Interventionen werden insbesondere im Bereich der Umwelt als notwendig erachtet, weil der Verbraucher den Mehrwert der Neuerung von Nachhaltigkeitsinnovationen nicht exklusiv für sich nutzen kann. Teilweise ist es sogar so, dass der Mehrwert primär der Allgemeinheit zu Gute kommt. Solche Umweltinnovationen sind zwar aus ökologischer und gesellschaftlicher Perspektive erstrebenswert, aber aus der ökonomischen Perspektive des Einzelnen nicht unbedingt vorteilhaft. Folglich reichen die natürlichen innovationsfördernden Determinanten der Technologieentwicklung (Technology Push) und Markteinflüsse (Market Pull) im Falle von Umweltinnovationen als Handlungsmotivation zur Entwicklung und Verbreitung nicht aus. Es bedarf in diesem Fall einer besonderen regulatorischen Unterstützung, die auch als Regulatory Push

bezeichnet wird (Cleff & Rennings, 1999). Durch die politische Einflussnahme auf rechtliche Rahmenbedingungen und fiskalpolitische Anreizsysteme (wie Steuern und Subventionen) kann die Verbreitung von Umweltinnovationen entsprechend gefördert werden. Ein aus der Automobilindustrie bekanntes Beispiel für die gesetzliche Durchsetzung einer Innovation ist die Einbaupflicht von Katalysatoren. Als ein Beispiel für die Adoptionsförderung durch Schaffung von Anreizen im Energiebereich ist das EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) zu nennen.

Doch staatliche Vorgaben führen nicht automatisch zur Übernahme von „Innovationen“ durch die Verbraucher, dies belegt beispielsweise die schleppende Einführung des Kraftstoffes E10 (dpa, 2001). Zunächst ist fraglich, ob die Verbraucher E10 tatsächlich als echte Innovation – d.h. als eine Verbesserung gegenüber der vorherigen Situation – ansehen. An diesem Beispiel lässt sich auch verdeutlichen, wie wichtig die kommunikative Begleitung bei der Implementation von Innovationen ist. Im Falle der Smart Meter - Technologie ist Kommunikation zudem deswegen besonders wichtig, weil der eigentliche Nutzen des Geräts erst dann wirklich zum Tragen kommt, wenn es von den Verbrauchern auch aktiv genutzt wird, also erst nach der primären Adoption des Geräts. Allein durch den Einbau des Geräts ist in diesem Fall wenig gewonnen; die Stromkunden müssen ihren Stromverbrauch mittels Smart Meter auch aktiv überwachen und variablen Tarifsystemen anpassen, um den für die Nutzung regenerativer Energien wichtigen angebotsorientierten Verbrauch zu fördern. Dies verdeutlicht, dass die Diffusion der Innovations*idee* gerade hier von zentraler Bedeutung ist.



### **2.3 Sozialwissenschaftlicher Forschungsstand zur Nutzung des Smart Meter**

In vielen Publikationen zum Thema Smart Metering finden die Verbraucher in der einen oder anderen Form Erwähnung: Erörtert wird beispielsweise welche Vorteile den Kunden durch die Implementation der Technologie entstehen würden: Genannt werden hier insbesondere das Potential den Energieverbrauch transparent offenzulegen, auf diese Weise das Energiebewusstsein zu erhöhen und dadurch wiederum Energie- und Kosteneinsparungen zu realisieren (Causemann & Löffler, 2010; Gölz & Biehler, 2008; Temmen, 2010). Diskutiert wird die Smart Meter-Technologie auch vor dem Hintergrund vermuteter Erwartungen der Kunden an den Energieversorger. Vermutet wird beispielsweise, dass Kunden Preisstabilität einfordern und gegebenenfalls wechseln würden, wenn diese Erwartung nicht erfüllt wird. Des Weiteren erwartet der Kunde vom Energieanbieter eine umweltschonende Energieerzeugung und die Darbietung von Produkten, die einen Mehrwert für ihn selbst ermöglichen. Dies alles sind Aspekte, die nach Rebbel und Rübsam (2010) für den Einsatz von Smart Metering sprechen. In anderen Studien wird die Bevölkerung in verschiedene Segmente unterteilt, die sich hinsichtlich ihres vermuteten Interesses und ihrer Zahlungsbereitschaft für verschiedene Smart Meter-Produkte unterscheiden. Auf diese Weise sollen Marktpotentiale identifiziert werden (Gnilka & Meyer-Spasche, 2010). Wieder andere Ansätze basieren auf der Unterscheidung verschiedener Haushaltstypen und der Ermittlung des jeweiligen Einsparpotentials, das durch den Einsatz eines Smart Meter realisiert werden könnte. Hieraus werden dann Szenarien abgeleitet, die aufzeigen, wie eine Implementation der Technologie erfolgen sollte (Bothe, Göttsche, & Perner, 2011).

In solchen Ansätzen und Modellen werden die Kunden als Systemfaktoren behandelt, deren subjektive Interessen, Vorlieben und Ansprüche ignoriert werden (können). Eine solche Betrachtungsweise vernachlässigt, dass

der Erfolg technischer Innovationen ganz wesentlich vom tatsächlichen Verhalten der Verbraucher abhängt, welches sich eben nicht aus solchen strukturellen Kennwerten ableiten lässt, sondern das Ergebnis individueller Aneignungsprozesse ist. Empirisch fundierte Ergebnisse zu Erwartungen und Einschätzungen der Verbraucher liegen jedoch bislang kaum vor. Aufgrund fehlender Primärdaten können sich auch jene Autoren, die die Relevanz solcher Daten klar benennen, dem Thema nur argumentativ nähern. Sie können dabei allenfalls auf Studien verweisen, die andere Aspekte des Energieverbrauchs untersucht haben und dann versuchen, die Ergebnisse dieser Studien auf die Smart Meter-Thematik zu übertragen (Kullack et al., 2010). Das gilt auch für Profijt (2010), der eine Sekundäranalyse der Studie „Umweltbewusstsein in Deutschland 2008“ durchgeführt hat: Er identifizierte anhand eines Milieuansatzes Bevölkerungssegmente, die eine hohe Energiesparbereitschaft aufweisen. Für diese Segmente konnte er zeigen, mit welcher Art von energiebezogenen Informationen sie angesprochen werden sollten. Da in dieser Studie aber Fragen zum Smart Metering fehlen, können die ermittelten Befunde nur unter Vorbehalt auf das Thema Smart Meter übertragen werden.

Neben Befragungsdaten wurden vor allem Verhaltensdaten mit direktem Bezug zum Smart Metering im Rahmen von Pilotprojekten erhoben (Wagenbach, 2011). Allerdings lassen sich die dort erzielten Befunde wegen der spezifischen Zusammensetzung der Kunden-Stichproben, die sich insbesondere hinsichtlich der Motivation zum aktiven Energiesparen von der allgemeinen Bevölkerung normalerweise deutlich unterscheiden (Dettli et al. 2009, p. 64), kaum auf die Allgemeinheit übertragen.

Indirekt mit dem Thema Smart Meter verbunden sind Studien, die die Akzeptanz von zeit- und lastvariablen Tarifen bei den Kunden ermitteln. Nabe et al. (2009, p. 108ff.) stellen Ergebnisse solcher Studien vor, weisen aber darauf hin, dass auch zu diesem Thema nur wenige Befunde vorliegen. Es zeigte sich beispielsweise in einer Befragungsstudie des IBM Global Business Services (2007, p. 10), dass eine Mehrheit der Befragten bereit

wäre, Haushaltsaktivitäten in Zeiten mit günstigeren Tarifen zu verlegen, solange dies nicht zu Komforteinschränkungen führt. Solche Komforteinschränkungen lassen sich vor allem mittels einer automatischen Verbrauchssteuerung durch Smart Meter vermeiden. Entsprechend wurde eine automatische Ansteuerung von der Mehrheit der Befragten (78 %) begrüßt.

In verschiedenen qualitativen Studien, deren Befunde Nabe et al. (2009, p. 114f.) referieren, wurde zum einen bestätigt, dass tageszeitabhängige Tarifmodelle nur akzeptiert werden, wenn sie nicht zu Einschränkungen im Alltag führen. Zudem wurden auch Befürchtungen deutlich, dass kostenflexible Modelle zu einer Preissteigerung bei den Kunden führen könnten, weil kaum Potential vorhanden sei, das Verbrauchsverhalten zu verändern. Bevölkerungsrepräsentative Befunde zum Wissen über Smart Meter und zur Einschätzung der Technologie liegen nach Recherche der Autoren bislang nicht vor. Auch eine systematische inhaltsanalytische Auswertung der Berichterstattung wurde bisher nicht durchgeführt.

## **2.4 Methodisches Vorgehen**

### **2.4.1 Qualitative Medieninhaltsanalyse**

In einem ersten Schritt wurde mit einer qualitativen Inhaltsanalyse die Medienberichterstattung über das Thema Smart Meter untersucht. In der Zeit zwischen dem 1.1.2008 und dem 31.12.2010 wurden mit Hilfe der Datenbank Lexis-Nexis<sup>1</sup> alle Beiträge, die die Suchbegriffe „Smart Meter“ oder „intelligente Stromzähler“ enthielten, in insgesamt fünf Tageszeitungen, vier wöchentlich erscheinenden Printmedien sowie drei Onlineausgaben etablierter Printmedien ermittelt. In dem dreijährigen Untersuchungs-

---

<sup>1</sup> Im Falle der FAZ wurde die Online-Datenbank der Zeitung genutzt.

zeitraum konnten so in den 12 Medien 147 Beiträge identifiziert werden. Die Stichprobe verteilt sich wie folgt: Die Welt = 30 Beiträge, Frankfurter Allgemeine Zeitung (FAZ) = 33 Beiträge, Frankfurter Rundschau (FR) = 28 Beiträge, Berliner Zeitung = 14 Beiträge, die Tageszeitung (TAZ) = 9 Beiträge, ZEIT = 4 Beiträge, Spiegel = 3 Beiträge, Focus = 3 Beiträge, Stern = 3 Beiträge, Spiegel Online = 15 Beiträge, ZEIT-Online = 3 Beiträge, Welt-Online = 2 Beiträge.

Jeder dieser 147 Artikel wurden von zwei geschulten studentischen Hilfskräften im kontinuierlichen Einvernehmen mit den Autoren dieses Beitrags codiert. Ziel der Inhaltsanalyse war es herauszufinden, welche Aspekte der Smart Metering-Technologie thematisiert wurden, wie deren Funktionsweise erläutert und welche Vorteile und Nachteile genannt wurden. Darüber hinaus wurde ermittelt, welche energiepolitischen Zusammenhänge in den Artikeln hergestellt wurden. Auf diese Weise konnte festgestellt werden, welches Bild der Smart Metering-Technologie die Medien den Bürgern vermittelt haben. Dies ist relevant, weil – wie oben dargestellt – die kommunikative Vermittlung von Innovationseigenschaften für einen erfolgreichen Adaptionsprozess sehr wichtig ist. Vor allem die Darstellung der Anwendungsmöglichkeiten sowie der Vor- und Nachteile ist von Bedeutung. Das grundlegende Kategoriengerüst wurde mit Blick auf diese aus der Diffusionsforschung bekannten Aspekte deduktiv entwickelt. Die Kategorien und ihre Ausprägungen wurden dann im Zuge der Codierung, die mit Hilfe der Software NVivo durchgeführt wurde, im Sinne eines qualitativen Vorgehens schrittweise induktiv erweitert.

#### **2.4.2 Standardisierte Telefonbefragungen im Panel-Design**

Der zweite Teil der Untersuchung besteht aus einer telefonischen Befragung, die in den Jahren 2009, 2010 und 2011 durchgeführt wurde. Das Besondere an dieser Untersuchung ist, dass es sich um eine sogenannte Panelbefragung handelt. Das bedeutet, dass alle Personen, die 2009 an der Umfrage teilgenommen haben, auch in den beiden darauf folgenden Jahren noch einmal kontaktiert wurden. Allerdings konnten nicht alle Personen mehrfach interviewt werden, weil man sie entweder nicht erreichen konnte oder weil sie nicht noch einmal teilnehmen wollten. Bei den Personen, die mehrfach interviewt werden konnten, spricht man von Teilnehmern im Befragungspanel. Da es nie gelingt alle Befragten erneut zu erreichen, wird das Panel von Jahr zu Jahr immer kleiner. Für die Vergleichbarkeit über die Jahre hinweg, sollte die Stichprobengröße aber ungefähr gleich groß gehalten werden. Deshalb wurden sowohl 2010 als auch 2011 einige zusätzliche Personen erstmalig befragt. In diesem Fall spricht man von einer Nachziehung von Befragungsteilnehmern. Da es sich bei der Diffusion um einen zeitlichen Prozess handelt, ist eine Paneluntersuchung für diese Zwecke besonders geeignet.

Um repräsentativen Ergebnisse für die Thüringer Bevölkerung zu erhalten, erfolgte die Auswahl der Befragten anhand eines wissenschaftlichen Verfahrens, das mit Unterstützung der GESIS (Leibniz-Institut für Sozialwissenschaften) realisiert wurde. Dabei wurde von der GESIS zunächst eine Liste von Telefonanschlüssen in Thüringer Privathaushalten per Zufallsauswahl zusammengestellt (Random Last Digits-Verfahren). Diese ausgewählten Nummern wurden anschließend von geschulten Mitarbeitern kontaktiert. Die eigentliche Zielperson der Befragung war die volljährige Person im Haushalt, die als nächste Geburtstag hat (Next-Birthday-Methode), und nicht etwa diejenige, die das Telefongespräch als Erste entgegengenommen hat (Kontaktperson). Nur ein solches, zweistufiges

Zufallsverfahren führt zu einer repräsentativen Auswahl der Befragungsteilnehmer.

Wenn die auf diese Weise ermittelten Personen einverstanden waren, wurde anschließend ein durchschnittlich 20-minütiges Telefoninterview von geschulten studentischen Interviewerinnen und Interviewern im Telefonlabor des Instituts für Medien und Kommunikationswissenschaft der Technischen Universität Ilmenau durchgeführt. Weitere Informationen zu den Befragungswellen sowie die deskriptiven Befunde sind den entsprechenden Ergebnisberichten zu entnehmen (zuletzt: Arlt & Wolling, 2011).

### **2.5 Ergebnisse der Medieninhaltsanalyse**

Der Umfang der Berichterstattung über Smart Meter ist von 2008 zu 2009 gestiegen und im darauf folgenden Jahr gleich geblieben. Das trifft sowohl auf die Häufigkeit der Beiträge, als auch auf die Zentralität des Themas in den Beiträgen zu: Von den 25 Beiträgen des Jahres 2008 hatten nur sieben die Smart Metering-Technologie als Hauptthema. In den beiden darauf folgenden Jahren wuchs die Anzahl der Beiträge auf jeweils 61 Artikel, von denen 23 (2009) bzw. 22 (2010) die Smart Metering-Technologie in den Mittelpunkt stellten.

Da Journalisten zumeist anlassbezogen berichten, thematisierten sie in allen drei Untersuchungsjahren in sehr vielen Beiträgen die veränderten rechtlichen Rahmenbedingungen. In wenigen Artikeln (15) wurde nur ganz allgemein auf gesetzliche Bestimmungen verwiesen, zumeist wurden jedoch die konkreten Bestimmungen erläutert: Am häufigsten (in 51 Artikeln) nannten sie die Verpflichtung zum Einbau von Smart Meter-Geräten bei Um- und Neubaumaßnahmen, in 29 Beiträgen erwähnten sie die Verpflichtung der Versorger, ab 2011 variable Stromtarife anzubieten.

### **2.5.1 Verbraucher- und Netzperspektive in den Medien**

Neben der Nennung des gesetzlichen Hintergrunds wurden auch die inhaltlichen Begründungen für die Einführung der Smart Meter erläutert. Der Schwerpunkt lag dabei auf der Verbraucherperspektive. In der Tageszeitung Die Welt vom 16.12.2009 heißt es dazu:

*„Mehr Transparenz beim Stromverbrauch würde demnach zu einem ganz neuen Kostenbewusstsein beim Kunden führen – das Einsparpotential könnte bis zu zehn Prozent des aktuellen Stromverbrauchs ausmachen.“*

Wie an diesem Beispiel deutlich wird, drehen sich viele Beiträge vor allem um zwei Themenbereiche: Die Verbrauchstransparenz und das Sparpotential der Technologie. Beide Aspekte wurden in gut 40% der Artikel thematisiert. Bezüglich des Sparpotentials fokussierte die Berichterstattung in den ersten beiden Untersuchungsjahren das Energiesparen häufiger als das Kostensparen, später war das Verhältnis ausgeglichen. Oft wurden die Aspekte aber auch kombiniert, wie im oben aufgeführten Beispiel aus der Zeitung Die Welt.

Darüber hinaus gingen die Medien aber auch auf die Netzperspektive ein. In fast jedem dritten Beitrag waren die Lastgangverschiebung bzw. das Demand-Side-Management Thema der Berichterstattung. Den Lesern wurde diese Zielsetzung beispielsweise folgendermaßen erläutert:

*„Mit ihnen [den Smart Meter] soll möglich werden, dass die Kunden in ruhigen Nachfragephasen die Kilowattstunde zu einem Schnäppchenpreis bekommen, auf diese Weise zum Beispiel dazu motiviert werden, während der Nachtstunden ihre Wasch- und Spülmaschinen anzuwerfen. Auch kann sparen, wer die Kühltruhe während solcher Billigzeiten unter die Normaltemperatur herunterkühlt.“ (FAZ, 12.09.2010)*

Immerhin 20 Beiträge thematisierten auch die Einbindung erneuerbarer Energien. Deziert auf Umweltschutzaspekte wurde hingingen nur in jedem zehnten Beitrag Bezug genommen.

Um eine Lastgangverschiebung zu realisieren, muss die Nutzung bestimmter Geräte zu anderen Tageszeiten erfolgen. In den oben vorgestellten Studien hatten die Stromkunden eine grundsätzliche Bereitschaft hierzu erkennen lassen, vorausgesetzt, dass damit keine Komforteinschränkungen verbunden sind. Entsprechend wurde das Potential solcher Verschiebungen von den Verbrauchern als eher gering eingeschätzt. In den untersuchten Zeitungen spielten solche Vorbehalte zumeist nur eine geringe Rolle. Das Steuerungspotential wurde fast immer als gegeben dargestellt, wie an folgender typischer Formulierung deutlich wird:

*„Verbraucher können mit Hilfe dieser Technik beispielsweise Waschmaschinen und Spülmaschinen so einstellen, dass sie nur dann arbeiten, wenn die Netze weniger stark ausgelastet sind“ (Spiegel Online, 23.11.2009).*

Relativ häufig (in 42 Artikeln) wird auch die automatisierte Steuerung erwähnt. Die Tageszeitung taz schreibt in ihrer Ausgabe vom 17.4.2010 hierzu:

*„Die modernen Stromzähler sollen es langfristig ermöglichen, den Stromverbrauch intelligent zu steuern. Wenn die Sonne scheint und somit mehr Solarstrom im Netz verfügbar ist, könnten etwa Waschmaschinen durch ein Signal vom Stromnetz gezielt angeschaltet werden.“*

Allerdings finden sich auch Beispiele in der Berichterstattung, in denen das Steuerungspotential zwar anerkannt wird, aber auf mögliche negative Auswirkungen hingewiesen wird. Im Spiegel kann man dazu lesen:

*„Am ehesten noch lässt sich der Betrieb von Waschautomaten, Trocknern oder Spülmaschinen verschieben, allerdings um den Preis eines spürbaren Verlustes von Komfort – und von Schlaf, wenn frühmorgens plötzlich die Wäschetrommel selbständig ins Schleudern gerät.“*

Vereinzelt kommentieren die Journalisten die Ideen von Transparenz und Lastverschiebung auch mit Ironie. In der FAZ vom 01.04.2010 spöttelt der Autor:



*„Endlich kann ich in Zukunft viertelstündlich erfahren, welchen Verbrauch die Lampe im Flur hat, und meine Waschmaschine aus der Ferne "managen".“*

Von solchen leicht kritischen Anmerkungen abgesehen, wird das Potential zur Lastverschiebung aber nicht in Frage gestellt. Als positive Beispiele für Steuerbarkeit wurden vor allem Waschmaschinen (33 Nennungen), Spülmaschinen (15 Nennungen), Gefriertruhen (11 Nennungen), Kühlschränke (9 Nennungen) und Wäschetrockner (8 Nennungen) genannt. Elektroautos (2 Nennungen) und Heizungen (1 Nennung), die in der Fachdiskussion im Zusammenhang mit Elektromobilität und Wärmepumpen durchaus erörtert werden, kamen in der Presseberichterstattung praktisch nicht vor.

### **2.5.2 Thematisierung der Voraussetzungen für Smart Metering**

Für den Adoptionsprozess ist nicht nur die Darstellung der Potentiale der Innovation relevant, sondern auch, ob bestimmte Voraussetzungen thematisiert werden, die für eine erfolgreiche Adoption notwendig sind und die möglicherweise einer erfolgreichen Implementation entgegenstehen. In den Pressebeiträgen wurden nur zwei Themenbereiche etwas intensiver erörtert: Das sind vor allem die infrastrukturellen Voraussetzungen sowie die Verfügbarkeit von geeigneten Geräten. Nur sehr vereinzelt wurden gesetzliche und stromtarifliche Aspekte erwähnt. Wenn auf die Geräte eingegangen wurde, dann ging es primär um die Problematik einer bislang noch fehlenden Standardisierung der Smart Meter. Dieses Defizit wird allerdings in fast jedem zehnten Artikel als ernsthaftes Hindernis für die Verbreitung bezeichnet:

*„So lange nicht klar ist, was etwa Smart Meter genau können müssen, wird es schwer, sie unter die Leute zu bringen“ (FR, 03.03.2010).*

Wie berechtigt die von der Presse thematisierte Kritik an den fehlenden Gerätestandards ist, hat sich auch im RESIDENS-Projekt gezeigt (vgl. den Beitrag von Warweg, Ifland und Käßler in diesem Band: Kapitel 3).

Mit Blick auf die notwendige Infrastruktur wurde in ca. 20 % der Beiträge erwähnt, dass die Kommunikation mit dem Smart Meter onlinebasiert erfolgt. Im Unterschied zu den fehlenden Gerätestandards wurde dieser Aspekt jedoch nicht problematisiert. In einigen Beiträgen wurden damit sogar Hoffnungen verbunden:

*„Weiterer Vorteil der neuen Gerätegeneration: Sie können drahtlos oder über das Internet "fernausgelesen" werden, so dass die Gebühren für das jährliche Ablesen fallen dürften“ (Welt 6.6.2008).*

An andere Stelle findet man aber auch Vorbehalte. Der Spiegel schreibt dazu am 16.8.2010:

*„Zuweilen verursache ein intelligenter Zähler sogar erst mal zusätzlichen Stromverbrauch, weil die Tarifdaten rund um die Uhr übertragen werden müssen. Eine dazu nötige permanente DSL-Verbindung verschlingt pro Jahr rund 131 Kilowattstunden.“*

Solche Einwände haben durchaus ihre Berechtigung. Die notwendige Internetverbindung für die Fernauslese verbraucht Energie und kostet Geld.

Ähnlich gestaltet sich auch die Berichterstattung über andere Aspekte der Infrastruktur: Die flächendeckende Verbreitung der Smart Meter wird beispielsweise in rund 10 % der Artikel als Ziel benannt, die Notwendigkeit des Netzausbaus – und speziell die Weiterentwicklung zu Smart Grids – wird sogar in jedem fünften Beitrag erwähnt. Die Frage jedoch, ob diese Zielsetzungen realistisch oder unrealistisch sind, diskutieren die Autoren fast nie. In der Zeit (20.5.2009) heißt es zur flächendeckenden Verbreitung beispielsweise nur:

*„Bis 2020 sollen sie nach einer Zielvorgabe der Bundesregierung in 80 Prozent aller Haushalte zu finden sein.“*

Und die FR (15.5.2010) schreibt zur Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur:

*„Der Ausbau der Netze ist wichtig. Aber noch wichtiger ist, dass sie intelligent werden.“*

### **2.5.3 Darstellung der Nach- und Vorteile von Smart Metering**

Einen besonders großen Einfluss auf die Adoptionsbereitschaft dürfte die explizite Nennung von Nachteilen und Vorzügen haben. Insgesamt zeigt sich, dass in der Presse deutlich häufiger Vorteile als Nachteile der Smart Metering-Technologie genannt werden. Damit wird also eher ein positives Bild der Technologie gezeichnet. Vor allem Probleme, die für die Versorger oder die Volkswirtschaft entstehen können, werden nur sehr selten thematisiert. Wenn dies geschieht, dann sind es zum einen die Höhe der Investitionskosten und die Gefahren von Hacker-Angriffen. Beide Aspekte beziehen sich aber zumeist auf das gesamte Smart Grid und nicht speziell auf die Smart Meter. Im Vergleich dazu wurden Nachteile für die Verbraucher deutlich häufiger genannt. Im Mittelpunkt standen dabei die Kosten (in jedem fünften Artikel). Aber auch Fragen der Datensicherheit (in jedem siebten Artikel) und vereinzelt der Bequemlichkeit wurden thematisiert. Sehr pointiert formulierte der Spiegel am 16.8.2010 die finanziellen Bedenken:

*„Diesem überschaubaren Nutzen stehen enorme Kosten gegenüber. Den Austausch des Zählers stellen die Versorger dem Kunden laut Deutscher Energie-Agentur einmalig mit 35 bis 100 Euro in Rechnung. Dazu kommt noch eine happige jährliche Dienstleistungsgebühr: Sie rangiert je nach Anbieter zwischen 60 Euro für ein Basismodell und 240 Euro für das Komplettangebot. Unterm Strich also legt der Verbraucher gewaltig drauf: schlau gezahlt, teuer gezahlt.“*

In den meisten Beiträgen wurden die anstehenden Kosten allerdings nur genannt, ohne dass in ähnlicher Weise Aufwand und Ertrag gegeneinander abgewogen wurden. In solchen Artikeln heißt es dann beispielsweise:

*„Aber das hat seinen Preis: 79 Euro kostet die einmalige Einrichtung, dazu kommt eine erhöhte monatliche Grundgebühr“ (Die Welt, 18.10.2010).*

Neben den Kosten zählten Fragen der Datensicherheit zu den am häufigsten genannten Problemfeldern. Vor allem die Menge und Detailgenauigkeit der durch die Smart Meter generierten Daten wurde schon frühzeitig kritisiert, beispielsweise von der taz (2.12.2008):

*„Die detaillierte Verbrauchsmessung gebe zu viele Informationen über die VerbraucherInnen preis: Wann wird aufgestanden, wann aus dem Haus gegangen? Wann wird gekocht, wann Fernsehen geschaut? Sind die Bewohner verreist?“*

Aber nicht nur in der alternativen taz auch in der Berliner Zeitung (5.8.2009) findet man solche Bedenken:

*„Datenschützer sind wenig begeistert von der schönen neuen Stromwelt. Sollten die Stromversorger Zugriff auf die Information haben und erfahren, wann ihre Kunden welches Haushaltsgerät verwenden, bleibe nicht mehr viel von der Privatsphäre übrig, kritisieren sie.“*

Die Vorteile der Smart Meter - Technologie wurden sowohl mit Blick auf die Energieerzeuger, vor allem aber mit Blick auf die Verbraucher in der Presse erörtert. Wenn Vorteile für Erzeuger thematisiert wurden, dann ging es in sehr vielen Artikeln darum, dass Smart Meter helfen können, die Probleme zu bewältigen, die durch die schwankende Einspeisung erneuerbarer Energien entstehen. In fast jedem dritten Artikel wurden solche Fragen der Lastgangverschiebung thematisiert:

*„Sonne und Wind richten sich nicht nach dem Bedarf. Die Folge: Über- und Unterschüsse, die teuer mit konventionellen Kraftwerken und Stromimporten und -exporten ausgeglichen werden müssen. Der BEE [Bundesverband*

Erneuerbarer Energien] sieht Möglichkeiten, das Problem zu entschärfen, zum Beispiel durch intelligente Stromzähler“ (Berliner Zeitung 9.7.2010).

Wenn hingegen Vorteile für die Verbraucher hervorgehoben wurden, dann waren es vor allem zwei Aspekte: Zum einen die Herstellung von Transparenz und zum anderen das Geld- und Energiesparpotential. Diese beiden Aspekte wurden also nicht nur als Begründung für die Einführung für Smart Meter genannt, sondern sie wurden von den Journalisten auch prinzipiell unterstützt, denn in rund der Hälfte aller Beiträge wurden Aussagen wiedergegeben, die die Verbrauchstransparenz als sinnvoll und wünschenswert bezeichnen und das Sparpotential positiv bewerten. In der FAZ vom 22.9.2009 heißt es hierzu beispielsweise:

*„Dadurch, dass künftig genau beobachtet werden kann, wie viel Strom eigentlich welches Gerät im Haushalt verbraucht, rechnen Experten mit einer effizienteren Nutzung und einem um rund 10 Prozent geringeren Stromverbrauch.“*

Vergleicht man die Entwicklung in den drei Untersuchungsjahren, dann stellt man fest, dass sich der Anteil der Artikel mit negativen Bewertungen zwischen den Jahren 2009 und 2010 nicht nennenswert verändert hat, gegenüber dem Jahr 2008 aber angewachsen ist. Hingegen ist die Entwicklung der Berichterstattungsintensität über die Vorteile der Smart Meter nicht einheitlich verlaufen. Während der Anteil der Artikel, die Vorteile für die Energieerzeuger und die Volkswirtschaft benannten, von Jahr zu Jahr gestiegen ist, wurden die Verbrauchervorteile am stärksten im Jahr 2009 thematisiert, 2010 waren die Werte dann schon wieder etwas niedriger. Sowohl der Aspekt der Transparenzherstellung als auch das Sparpotential wurde seltener erwähnt.

Zusammengenommen hat sich das Bild, dass die Medien von der Smart Metering-Technologie zeichnen, im Jahr 2010 tendenziell etwas eingetrübt, bleibt aber weiterhin überwiegend positiv. Zudem unterscheidet sich die Tendenz der Berichterstattung zwischen den verschiedenen untersuch-

ten Medien nur graduell: In allen Medien finden sich mehr Nennungen von Vorteilen als Nachteilen. Bezüglich der Medien, in denen eine etwas größere Zahl von Beiträgen zum Thema abgedruckt worden waren (den Tageszeitungen sowie Spiegel Online) lassen sich Aussagen zur Größenordnung machen: In der FAZ war das Verhältnis am ungünstigsten. Dort kamen auf die Nennung eines Nachteils „nur“ ca. 2,5 Vorteile, bei den anderen Medien war das Verhältnis zwischen 4:1 und 6:1 zugunsten der Vorteile.

Mit Blick auf die nachfolgend vorgestellten Befragungsdaten ist somit zu erwarten, dass angesichts der geringen Berichterstattungsintensität, die Bekanntheit der Technologie eher niedrig ausfallen dürfte und dass entsprechend bei den meisten Bürgern auch relativ wenig Wissen dazu vorhanden ist. Was das Image der Technologie angeht, so ist zu vermuten, dass dieses überwiegend positiv ausfällt, sofern sich die Befragten überhaupt eine Meinung über Smart Meter gebildet haben.

## **2.6 Ergebnisse der Telefonumfragen**

### **2.6.1 Bekanntheit von Smart Metering in der Bevölkerung**

Von grundlegender Bedeutung für die Diffusion einer technologischen Innovation ist die Frage ihrer Bekanntheit. Aus diesem Grund wurden die Untersuchungsteilnehmer zunächst gefragt, ob sie den Begriff „Smart Meter“ bzw. „Intelligenter Stromzähler“ schon einmal gehört hätten.

Im Jahr 2009 gaben knapp 20 % der Befragten an, den Begriff zu kennen (Tabelle 2.1). Da durch die Befragung eine Sensibilisierung für das Thema erfolgte, die mit hoher Wahrscheinlichkeit bei einer nochmaligen Befragung zu einer höheren Bekanntheit unter den Panelteilnehmern führt (sogenannter Paneleffekt), muss bei der Auswertung der nachfolgenden Wellen differenziert werden, ob es sich um die Erstbefragung einer Person handelt, oder, ob die Frage schon zum zweiten oder dritten Mal gestellt wurde. Es zeigt sich, dass in der Gruppe der erstmalig Befragten der Anteil

derjenigen, die den Begriff kennen, im zweiten Untersuchungsjahr um 10 Prozentpunkte höher war. Im darauf folgenden Jahr gab es dann keine nennenswerte Zunahme. Bei denjenigen, die zum zweiten Mal befragt worden waren, lag die Bekanntheit sowohl 2010 als auch 2011 deutlich höher und zwar bei ca. 50 %. Noch höher war der Wert bei denjenigen, die in der Welle 2011 zum dritten Mal befragt wurden (fast zwei Drittel).

Der Anteil derjenigen, die durch andere Informationsquellen als die Befragung auf das Thema Smart Metering aufmerksam geworden sind, beläuft sich somit auf weniger als ein Drittel. Da die Intensität der Berichterstattung über die Technologie im Vorfeld der Befragung nicht sehr hoch war, ist es nicht verwunderlich, dass die Bekanntheit relativ gering ausfiel.

Tabelle 2.1: Bekanntheit der Smart Meter – Technologie

	2009 (n=525)	2010 <sup>1</sup> (n=271)	2011 (n=543)
Bekanntheit unter den Erstteilnehmern an der Befragung	19 %	29 %	32 %
Bekanntheit unter den Teilnehmern, die zum zweiten Mal befragt werden	-	52 %	48 %
Bekanntheit unter den Teilnehmern, die zum dritten Mal befragt werden	-	-	64 %

*Anmerkungen:* <sup>1</sup>In der Welle 2010 wurde nur 50% der Stichprobe Fragen zum Smart Meter gestellt, die anderen 50% erhielten Fragen zur geplanten Kürzung der Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen.

### **2.6.2 Vorstellungen von den Funktionalitäten eines Smart Meter**

Nachdem mit der einleitenden Frage die Bekanntheit der Technologie ermittelt worden war, wurde im ersten Untersuchungsjahr (2009) mit einer offenen Frage exploriert, welche Vorstellungen bei den Befragten

über die Leistungen und die Funktionsweise eines Intelligenten Stromzählers existierten. Dabei zeigte sich, dass 71 % derjenigen, die den Begriff Smart Meter noch nicht gehört hatten, keine (66 %) oder aber unklare bzw. völlig falsche (5 %) Vorstellungen von der Funktionsweise hatten. Aber auch von denjenigen, die den Begriff Smart Meter kannten, hatten 43 % keine Vorstellung, was sich hinter dem Begriff für ein Gerät oder für Funktionalitäten verbergen (Tabelle 2.2).

Hinsichtlich der Vorstellungen, was ein intelligenter Stromzähler ggfs. leisten könnte, unterschieden sich die Kenner des Begriffs Smart Meter und diejenigen, die den Begriff nicht kannten, kaum. Am häufigsten wurde die Herstellung von Verbrauchstransparenz durch eine genauere und zeitnahe Verbrauchsermittlung genannt, und zwar jeweils von einem guten Drittel der Befragten in beiden Gruppen. Drei Merkmale wurden von den Kennern der Technologie etwas häufiger genannt: 1. Die Option genauere Verbrauchsauskünfte über einzelne Haushaltsgeräte zu erhalten, 2. die gezielte Ansteuerbarkeit bestimmter elektrischer Geräte durch die Smart Meter sowie 3. der Hinweis darauf, dass es sich um eine internetbasierte Technologie handelt, die u.a. eine Fernablese des Verbrauchs ermöglicht.

In der Gruppe derjenigen, die den Begriff nicht kannten, fand man häufiger Vorstellungen, die aufdringliche und teilweise massive Eingriffe durch den Smart Meter in die Stromversorgung des Haushalts beinhalten: Angefangen von der Erwartung, dass Smart Meter optische und akustische Signale geben, falls bestimmte vorgegebene Parameter des Stromverbrauchs überschritten werden, bis hin zur automatischen Abschaltung der Stromversorgung durch den intelligenten Stromzähler im Falle eines zu hohen Konsums.

Zusammenfassend war festzuhalten, dass ein Großteil der Befragten keine Vorstellungen davon hatte, was ein Smart Meter leisten kann und ein erheblicher Anteil unklare oder sogar falsche Vorstellungen über die Funktionalitäten hatte.



Tabelle 2.2: Vorstellungen über Smart Meter Funktionalitäten (2009)

Vorstellungen der Befragten über die Funktionalitäten der Smart Meter	Vorstellungen der Kenner des Begriffs (n=57)	Vorstellungen der Nicht-Kenner des Begriffs (n=123)
• Detailliertere Verbrauchsinformationen	35 %	34 %
• Verbrauchsauskünfte über einzelne Geräte	26 %	21 %
• Ansteuerbarkeit einzelner Geräte	9 %	4 %
• Internetfunktion, Fernauslesung	9 %	3 %
• Alarmfunktion, automatische Abschaltung des Stroms	21 %	37 %

Da zu erwarten gewesen war, dass viele Personen keine Vorstellungen von den möglichen Funktionalitäten hatten, wurden den Befragte, nachdem ihr Kenntnisstand offen erfragt worden war, die unterschiedlichen Leistungen und Funktionalitäten der Smart Meter erläutert. In der ersten Welle (2009) wurden zwei Anwendungen beschrieben und jeweils gefragt, ob ein Stromzähler, der die darin beschriebenen Möglichkeiten eröffnen würde, für sie attraktiv wäre (Tabelle 2.3).

Es zeigte sich, dass sowohl die Bereitstellung von aktuellen Verbrauchs- und Preisinformationen als auch die Nutzungseinschränkung bestimmter Geräte bei hohen Strompreisen von der Mehrheit der Befragten als attraktive Eigenschaft bewertet wurde, wobei die Informationsbereitstellung eine etwas höhere Akzeptanz erfuhr.

Tabelle 2.3: Bewertung der Attraktivität bestimmter Funktionen (2009)

	Ja	Nein
Wäre ein intelligenter Stromzähler, der Ihnen den aktuellen Strompreis und Stromverbrauch ihres Haushaltes anzeigen kann, attraktiv für Sie?	64 %	36 %
Wäre ein intelligenter Stromzähler, der die Nutzung bestimmter Elektrogeräte wie z.B. Geschirrspüler oder Waschmaschine nur zu solchen Zeiten erlaubt, in denen der Strom besonders günstig ist, attraktiv für Sie?	54 %	46 %

In den beiden nachfolgenden Wellen wurden die Szenarien zum einen inhaltlich etwas variiert, vor allem wurden sie aber nicht als hypothetische Möglichkeiten dargestellt, sondern es wurde den Befragten gesagt, dass Smart Meter solche Funktionalitäten aufweisen. Anschließend wurde erfragt, für wie nützlich sie diese Optionen halten. Auch die mit dem veränderten Erhebungsinstrument erzielten Ergebnisse zeigten, dass die Thüringer dieser Technologie überwiegend aufgeschlossen gegenüberstanden. Fast die Hälfte der Befragten fand die drei Funktionalitäten sehr sinnvoll. Nur wenige bezweifelten die Nützlichkeit, wobei die größte Skepsis gegenüber der Automatisierungsfunktion zu verzeichnen war. Die Befunde unterscheiden sich kaum zwischen den beiden Befragungswellen (Tabelle 2.4).

Während die Beurteilung der Funktionalitäten durch diese vorgegebenen Statements erfasst wurde, wurden mögliche Bedenken gegen die Smart Metering-Technologie in den Jahren 2010 und 2011 jeweils mit einer offenen Frage erhoben. Diese Strategie wurde gewählt, um herauszufinden, ob den Befragten überhaupt Einwände einfallen oder bekannt sind, ohne sie auf mögliche Kritikpunkte explizit hinzuweisen.

Tabelle 2.4: Bewertung der Nützlichkeit ausgewählter Funktionalitäten

	Jahr der Befragung	Nützlichkeitsbewertung		
		sehr nützlich	teilweise nützlich	nicht nützlich
Informationsfunktion über Stromverbrauch	2010	49 %	40 %	11 %
	2011	48 %	37 %	15 %
Tarifierungsfunktion durch variable Stromtarife	2010	36 %	45 %	19 %
	2011	45 %	36 %	19 %
Automatisierungsfunktion	2010	49 %	25 %	26 %
	2011	45 %	32 %	23 %

Informationsfunktion: Smart Meter informieren detailliert über aktuellen Stromverbrauch und dessen Entwicklung.

Tarifierungsfunktion: Smart Meter ermöglichen variable Stromtarife, die preislich entsprechend der Verfügbarkeit an erneuerbaren Energien variieren.

Automatisierungsfunktion: Smart Meter ermöglichen eine automatische, ferngesteuerte Einschaltung bestimmter elektronischer Geräte bei günstigen Stromtarifen.

Tatsächlich hatte die große Mehrheit der Befragten noch nichts von Bedenken gegenüber der Technologie gehört. Allerdings ist der Anteil der Befragten, denen Einwände bekannt waren, innerhalb eines Jahres von 26 % auf 34 % gestiegen. Die leichte Zunahme in der Erwähnung von Nachteilen in der Presse spiegelt sich somit in der etwas häufigeren Nennung von Nachteilen durch die Befragten wieder. Besonders häufig wurden Zweifel an der technischen Reife sowie am Datenschutz genannt. An dritter und vierter Stelle folgten dann ökonomische Einwände: Zum einen die Befürchtung, dass die Anbieter die Preise manipulieren könnten und zum anderen Bedenken hinsichtlich der Höhe der notwendigen Investitionskosten. Grundsätzliche Zweifel an der Nützlichkeit der Technologie sowie Vorbehalte hinsichtlich eines möglichen Kontrollverlusts durch die ange-

strebte Automatisierung wurden 2010 fast gar nicht genannt, im darauf folgenden Jahr hingegen von immerhin 6 %.

Tabelle 2.5: Bedenken gegenüber der Smart Meter - Technologie

	2010 (n=274)	2011 (n=548)
Keine Antwort, keine Bedenken	74 %	66 %
Technik zu kompliziert, anfällig, unausgereift	6 %	8 %
Mängel im Datenschutz	6 %	6 %
Preismanipulationen der Anbieter	5 %	3 %
Zu hohe Kosten (Geräte, Umbau, Umrüstung)	2 %	3 %
Grundsätzliche Zweifel an Nützlichkeit	1 %	3 %
Automatisierung führt zu Kontrollverlust	<1 %	3 %
Sonstige Bedenken	5 %	9 %

### 2.6.3 Anschaffungs- und Zahlungsbereitschaft

Für die tatsächliche Durchsetzung einer Technologie sind Anschaffungs- und Zahlungsbereitschaft von entscheidender Bedeutung. Deswegen wurde in der zweiten und dritten Befragungswelle am Ende des Fragenblocks zum Smart Metering auch nach der Bereitschaft gefragt, sich einen Smart Meter einbauen zu lassen (*Anschaffungsbereitschaft*). Darüber hinaus wurde die Höhe der *Zahlungsbereitschaft* für die Installation des Gerätes ermittelt. Es zeigte sich, dass nicht nur die Beurteilung der verschiedenen Optionen positiv ausfiel, sondern auch die Anschaffungsbereitschaft in beiden Untersuchungsjahren recht hoch war: Über 40 % der Befragten gaben an, sie wären zu einer Anschaffung bereit. Weitere 30 % sagten, sie würden dies vielleicht machen.

Tabelle 2.6: Anschaffungs- und Zahlungsbereitschaft

Jahr	Anschaffungsbereitschaft für einen Smart Meter			Zahlungsbereitschaft (ZB) für den Einbau eines Smart Meter		
	ja	vielleicht	nein	keine Antwort	keine ZB	ZB in Euro
2009	-	-	-	12 %	42 %	74 €
2010	42 %	31 %	27 %	32 %	33 %	166 €
2011	45 %	30 %	25 %	26 %	32 %	154 €

*Anmerkungen:* 0,7 % der Befragten hatten 2011 bereits einen Smart Meter. Sie wurden in die Kategorie „ja“ eingeordnet. Der Mittelwert der Zahlungsbereitschaft wurde nur für diejenigen berechnet, die zahlungsbereit waren.

Hinsichtlich der Zahlungsbereitschaft fand man ein geteiltes Bild. Ein erheblicher Teil der Befragten (in allen Wellen über 50 %) konnte oder wollte hierzu keine Angaben machen bzw. erklärte, kein Geld für das Gerät ausgeben zu wollen. Bei den übrigen Befragten zeigte sich eine durchschnittliche Zahlungsbereitschaft von knapp 80 Euro in der ersten Welle. In den nachfolgenden Wellen hatte sich dieser Betrag auf ungefähr 160 Euro annähernd verdoppelt. Dieser deutliche Anstieg dürfte zumindest zum Teil auf die vorhergehenden Fragen zur Ermittlung der Bewertung der Funktionalitäten zurückzuführen sein: In der zweiten und dritten Welle wurden zum einen mehr Funktionalitäten (3 statt 2) präsentiert, vor allem aber wurden diese Funktionalitäten positiver gerahmt. Während in der ersten Welle *Nutzungsbeschränkungen* für bestimmte Geräte zu bestimmten Zeiten thematisiert wurden, wurden in den aktuelleren Befragungswellen stärker die *Nutzungsmöglichkeiten* hervorgehoben.

Um herauszufinden, welche der drei genannten Funktionalitäten für die Anschaffungs- und Zahlungsbereitschaft besonders wichtig sind, wurden die Zusammenhänge (Korrelationen) zwischen den Bewertungen der drei

Funktionen und der Anschaffungs- bzw. Zahlungsbereitschaft berechnet.<sup>2</sup> Darüber hinaus wurde untersucht, ob das Zusammenspiel der Funktionalitäten möglicherweise einen größeren Einfluss hatte, als jede einzelne Option für sich betrachtet. Hierfür wurde aus den drei Einzelvariablen durch Addition in beiden Jahren jeweils ein Index „Funktionsbewertung“ gebildet. Schließlich wurde auch überprüft, ob das Vorhandensein von Bedenken gegenüber der Technologie sich negativ auf die Anschaffungs- und Zahlungsbereitschaft auswirkt.

Die Ergebnisse der Auswertung zeigten durchgängig in beiden Untersuchungsjahren, dass positive Bewertungen der einzelnen Funktionalitäten sowohl zu einer höheren Anschaffungs- als auch zu einer höheren Zahlungsbereitschaft führten. Am stärksten ist der Zusammenhang jeweils mit dem Gesamtbewertungsindex. Das heißt, besonders dann, wenn alle drei Funktionalitäten positiv eingeschätzt wurden, wuchs die Bereitschaft sich das Gerät anzuschaffen und für den Einbau (mehr) zu zahlen. Anders als man erwarten könnte, wirkten sich Bedenken gegenüber der Technologie, insgesamt nicht überzufällig negativ auf die Anschaffungs- und Zahlungsbereitschaft aus (es bestehen nur schwache negative Korrelationen, die mit einer Ausnahme nicht statistisch signifikant sind).

---

<sup>2</sup> Die Anschaffungsbereitschaft wurde auf einer 3 Punkte Skala gemessen, mit den Ausprägungen ja, eventuell, nein. Die Zahlungsbereitschaft wurde unter Vorgabe von Intervallen von Euro-Beträgen erhoben (bis 50, 50-99, 100-199, 200-499, über 500). Für die Berechnungen wurden die Intervallmittelpunkte verwendet (z.B. 75 für das Intervall 50-99).

Tabelle 2.7: Korrelationen<sup>3</sup> zwischen Bewertungen/Bedenken und Anschaffungs-/Zahlungsbereitschaft

	<u>Anschaffungsbereitschaft</u>		<u>Zahlungsbereitschaft</u>	
	2010	2011	2010	2011
	r	r	r	r
Informationsfunktionsbewertung	.32 ***	.40 ***	.30 ***	.30 ***
Tarifierungsfunktionsbewertung	.31 ***	.42 ***	.27 ***	.28 ***
Automatisierungsfunktionsbewertung	.38 ***	.43 ***	.26 ***	.31 ***
Funktionsbewertungs-Index	.47 ***	.56 ***	.37 ***	.40 ***
-----				
Bedenken gegenüber Technologie	-.13 *	-.05	-.07	-.05

Signifikanzniveau: \*  $p < .05$ ; \*\*\*  $p < .001$

#### **2.6.4 Einflussfaktoren auf Bekanntheit, Bewertung, Anschaffungs- und Zahlungsbereitschaft**

In den nachfolgenden Auswertungen werden nun verschiedene Faktoren näher betrachtet, die einen Einfluss auf die Bekanntheit, die Bewertung der Funktionalitäten sowie die Anschaffungs- und Zahlungsbereitschaft haben könnten. Dabei wurden die nachfolgenden Analysen mit den Daten von 2011 durchgeführt, da aus diesem Jahr die breiteste Palette an

<sup>3</sup> Korrelationen geben die Stärke des Zusammenhangs zwischen zwei Variablen an. Korrelationskoeffizienten bewegen sich zwischen +1 und -1. Der Wert +1 bedeutet, dass ein perfekter positiver Zusammenhang gegeben ist, -1 bedeutet, dass ein perfekter negativer Zusammenhang gegeben ist, 0 bedeutet, dass kein Zusammenhang zwischen den Variablen vorhanden ist.

möglichen Indikatoren zur Verfügung steht. Alle nachfolgend dargestellten Variablen wurden als mögliche Einflussfaktoren in den weiter unten dargestellten Regressionsanalysen berücksichtigt. In Tabelle 2.9 sind die finalen Modelle mit den Variablen aufgeführt, die in zumindest einem Modell einen signifikanten Einfluss hatten.

Da aus kommunikationswissenschaftlicher Sicht insbesondere der Einfluss durch die Nutzung von Medien oder durch interpersonale Kommunikation von besonderem Interesse ist, wurden in einem ersten Schritt die kommunikativen Einflussfaktoren betrachtet. Darüber hinaus soll geklärt werden, ob soziodemographische Faktoren, energiepolitische Einstellungen, die grundlegende Haltung zu technologischen Innovationen oder ein sparsamer alltäglicher Umgang mit Energie einen Einfluss auf die verschiedenen Faktoren haben.

### **a) Einflussfaktoren: Kommunikationsvariablen**

Den Befragten wurden verschiedene Fragen zu ihrer Mediennutzung vorgelegt. Zum einen zur allgemeinen informationsbezogenen Mediennutzung und zum anderen zur themenbezogenen Kommunikation. Darüber hinaus wurden diejenigen, die den Begriff Smart Meter schon einmal gehört hatten, nach ihren Informationsquellen hierzu gefragt. Es zeigte sich, dass im Jahr 2010 rund 6 % der Befragten Informationen durch den Energieanbieter erhalten hatten und 22 % durch Beiträge in den Medien informiert worden waren. Ein Jahr später hatte sich diesbezüglich kaum etwas geändert. Der Anteil derjenigen, die Informationen aus den Medien erhalten hatten, stieg geringfügig auf 24 %, der Anteil der Befragten, die durch den Anbieter informiert worden waren, blieb bei 6 %. Da der Umfang der Berichterstattung sich zwischen 2009 und 2010 kaum geändert hatte, ist es nicht verwunderlich, dass die Zahl derjenigen, die Informationen aus den Medien über Smart Meter erhalten hatten, fast gleich geblieben war.

Themenbezogene interpersonale Kommunikation und Mediennutzung wurden mit drei Fragen erhoben (Tabelle 2.8). Die Ergebnisse zeigten, dass



die Befragten vor allem durch die beiläufige Mediennutzung mit dem Energiethema konfrontiert wurden, ein Großteil der Befragten hat zudem zumindest gelegentlich mit anderen über diesen Themenbereich gesprochen. Die aktive themenbezogene Informationssuche fiel im Vergleich dazu deutlich geringer aus.

Tabelle 2.8: Indikatoren themenbezogener Kommunikation

<u>Häufigkeit der kommunikativen Aktivitäten</u>	sehr häufig	häufig	gelegentlich	selten/nie
<u>Beiläufige Themenwahrnehmung:</u> Wie häufig sind Ihnen im letzten Jahr Beiträge zum Thema Energie, Klima oder Umwelt in den Medien aufgefallen?	44 %	45 %	8 %	3 %
<u>Gezielte themenbezogene Informationssuche:</u> Wie oft haben Sie sich in den letzten Monaten gezielt über die Themen Energie, Energieverbrauch oder Energieeinsparmöglichkeiten informiert?	7 %	20 %	17 %	56 %
<u>Interpersonale themenbezogene Kommunikation:</u> Wie häufig haben Sie im letzten Jahr über das Thema Energie, Klima oder Umwelt mit Freunden, Verwandten oder Arbeitskollegen gesprochen?	10 %	24 %	45 %	21 %

Des Weiteren wurde die allgemeine Informationsnutzung im Fernsehen, in den Printmedien und im Internet erhoben. Dabei wurden folgende Ergebnisse ermittelt: Fast alle Thüringer schauten sich Fernsehnachrichten an (93 %) und dies im Durchschnitt an über 5 Tagen in der Woche. Am häufigsten nutzten die Befragten die Nachrichtensendungen (Tageschau und Tagesthemen) der ARD (42 %), an zweiter Stelle folgten die Nachrichtenangebote (Thüringen Journal und MDR aktuell) des MDR (21 %). An dritter Stelle lagen dann gleichauf RTL (Aktuell) und ZDF (heute und heute

journal) mit je 12 %. Sonstige Informationsangebote im Fernsehen (Magazine, politische Talkshows) wurden von 63 % der Thüringer genutzt. Eine Tageszeitung lasen 59 % der befragten Personen und dies im Durchschnitt an fast 6 Tagen in der Woche. Dabei dominieren deutlich die regionalen Titel: Thüringer Allgemeine (41 %), Ostthüringer Zeitung (21 %), Freies Wort (18 %) und Thüringische Landeszeitung (10 %). Überregionale Tageszeitungen erreichten nicht einmal 3 % der Leser, die Bildzeitung wurde von 4 % der Befragten genutzt. Wochenzeitungen oder Print-Magazine wurden von rund 25 % der Befragten rezipiert, ein Viertel davon las das Spiegel-Magazin. Der Anteil der Thüringer, die sich mit Hilfe des Internets über das tagesaktuelle Geschehen informiert, war mit 56 % fast genauso groß wie der Anteil der Zeitungsleser, und auch die Nutzungsfrequenz lag mit 4 bis 5 Tagen pro Woche nur wenig darunter. Bei den Onlinemedien sind die Portale (wie web.de, T-Online etc.) die meistgenutzten Angebote (33 %). Bei den einzeln erfassten Angeboten lag Spiegel Online mit 11 % vorne.

### **b) Einflussfaktoren: Soziodemographische Variablen**

Die Befragungsteilnehmenden (51 % Frauen, 49 % Männer) waren durchschnittlich 51 Jahre alt. Als ihren höchsten Schulabschluss gaben 15 % einen Hauptschulabschluss, 46 % Mittlere Reife, 32 % der Befragten Abitur bzw. Fachoberschule, und 7 % Hochschul- oder Fachhochschulabschluss an. Die meisten Haushalte (30 %) verfügten über ein durchschnittliches Nettoeinkommen zwischen 1000 und 1999 € im Monat. In den übrigen Haushalten verteilte sich das durchschnittliche Nettoeinkommen wie folgt: 21 % der Haushalte stand bis zu 1000 € zur Verfügung, 26 % zwischen 2000 und 2999 €, 12 % zwischen 3000 und 3999 €, 7 % zwischen 4000 und 4999 € und 4 % verfügten über mehr als 5000 €.

### **c) Einflussfaktoren: Einstellungen und Verhaltensweisen**

Von den Befragten gaben 39 % an, ein hohes politisches Interesse zu haben. Immerhin 42 % hatten ein mittleres und lediglich 19 % ein geringes politisches Interesse. Was die politische Grundeinstellung betrifft, so war die Mehrheit der Thüringer der politischen Mitte (58 %) zuzuordnen. Von den übrigen waren 35 % eher links, 6 % eher rechts orientiert.

Auf die Frage, wie hoch die monatliche Zahlungsbereitschaft zur Ermöglichung der Energiewende sei, zeigten 31 % gar keine Zahlungsbereitschaft. Die übrigen 2/3 der Befragten hatten zumindest eine gewisse Zahlungsbereitschaft, allerdings war diese bei den meisten nicht besonders hoch ausgeprägt: Nur die Hälfte von denen, die grundsätzlich zahlungsbereit waren, würde mehr als 10 Euro zusätzlich im Monat ausgeben.

Die Befragten standen Innovationen offen gegenüber. Knapp die Hälfte (47 %) stimmte der Aussage überwiegend oder völlig zu, dass sie zu den ersten gehören, die eine neue Technologie ausprobieren. Noch größer war das Vertrauen in technische Neuerungen. Ein hohes Vertrauen in technische Neuerungen traf auf 27 % völlig und auf 54 % überwiegend zu.

Die Thüringer wurden zudem nach ihren energiepolitischen Präferenzen befragt, und zwar bezogen auf die drei energiepolitischen Zielgrößen Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit. Dabei zeigte sich, dass den meisten eine umweltverträgliche Energieversorgung am wichtigsten war, gefolgt von einer sicheren Energieversorgung. Am unwichtigsten war für die meisten eine wirtschaftliche Energieversorgung.

Den meisten Befragten (84 %) war es bewusst, dass fossile Energieressourcen wie Erdöl, Kohle und Erdgas in naher Zukunft verbraucht sein werden. Auch die Unterstützung verschiedener politischer Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien ist bei den Thüringern recht hoch: 55 % der Thüringer befürworteten den Ausbau des Stromnetzes durch den Thüringer Wald, um so die Entwicklung erneuerbarer Energien voranzubrin-

gen. Zudem unterstützte auch eine Mehrheit von 64 % den Ausbau der Windenergie in Thüringen und fast die Hälfte der Bevölkerung (49 %) ist für eine finanzielle Förderung der Solarenergie durch höhere Strompreise. Die Antworten auf die drei Fragen wurden für die weiteren Analysen zu einem Index zusammengefasst, der angibt, wie sehr die Befragten den Ausbau erneuerbarer Energien unterstützen.

Wie die Thüringer im Allgemeinen mit Energie umgehen, wurde anhand verschiedener Indikatoren gemessen, und zwar bezüglich des Energiesparens im Haushalt, des täglichen Konsumverhaltens und der Bereitschaft zu einem Ökostromanbieter zu wechseln. Hierbei zeigte sich, dass 63 % teurere, aber energiesparende Haushaltsgeräte kauften und 70 % ihre Wohnung weniger heizten, um Energie zu sparen. Wesentlich weniger Befragte machten dagegen die Anschaffung eines neuen PKWs von dessen Verbrauch abhängig (41 %) oder hatten zu einem Ökostromanbieter gewechselt (21 %). Insgesamt ließ sich bei der Handlungsbereitschaft feststellen, dass diese umso größer war, je geringer der finanzielle und persönliche Aufwand war.

### **2.6.5 Analyse des Einflusses der Faktoren auf Bekanntheit, Bewertung, Anschaffungs- und Zahlungsbereitschaft**

Die Ergebnisse der vier Regressionsanalysen<sup>4</sup> (1. Bekanntheit, 2. Funktionsbewertung, 3. Anschaffungsbereitschaft, 4. Zahlungsbereitschaft) zeigen, dass sich nur wenige der untersuchten Faktoren auf die Bekanntheit, die Beurteilung sowie die Anschaffungs- und Zahlungsbereitschaft auswirkten (Tabelle 2.9). Der Anteil der erklärten Varianz ( $R^2$ ) bewegte sich zwischen 10 % und 34 %, d.h. es müssen neben den untersuchten Faktoren noch weitere Faktoren existieren, die zur Erklärung beitragen können.

Für die Bekanntheit der Technologie (Modell 1) erwiesen sich die Häufigkeit der Nutzung des Internets zu Informationszwecken und vor allem die Häufigkeit der interpersonalen Kommunikation über Energiethemen als relevant. Der dritte bedeutsame Faktor war das Geschlecht: Der Anteil der Männer, der angab von der Technologie bereits gehört zu haben, war signifikant größer. Alle anderen Variablen hatten keinen Einfluss.

Wie die Befragten die Funktionalitäten der Smart Meter (Modell 2) beurteilen, hing von anderen Faktoren ab: Diejenigen, die gezielt nach Informationen zum Thema Energie suchten, beurteilten die Funktionalitäten der Smart Meter positiver. Auch diejenigen, die generell zu den Ersten gehören, die Innovationen ausprobieren (Early Adopter), beurteilten die Funktionalitäten besser. Einen positiven Effekt hatten auch energiepolitische Überzeugungen: Diejenigen Bürger, die erkannt haben, dass die Ressourcen knapp sind und die zudem den Ausbau erneuerbarer Energien

---

<sup>4</sup> Bei der „Bekanntheit“ handelt es sich um eine Variable mit nur zwei Ausprägungen. Mit solchen Variablen müssen Logistische Regressionsanalysen gerechnet werden. Die Ergebnisse bestätigen die mit der OLS-Regression ermittelten Befunde. Das Nagelkerke  $R^2$  ist mit .14 bei der Logistischen Regressionsanalyse sogar etwas höher. In Tabelle 2.9 wurden aber wegen der einfacheren Interpretation die beta-Koeffizienten der OLS-Regression dargestellt.

unterstützen, beurteilten auch die Leistungsmerkmale der Smart Meter positiver. Das Gleiche galt für diejenigen, die im alltäglichen Leben bemüht sind, sparsam mit Energie umzugehen. Ein Faktor, der sich stark negativ auf die Beurteilung der Funktionalitäten auswirkte, war das Alter: Je älter die Befragten, desto schlechter beurteilten sie die Smart Metering-Technologie.

In den Erklärungsmodellen für die Anschaffungs- und Zahlungsbereitschaft wurde auch die Funktionsbewertung als weiterer Einflussfaktor integriert. Erwartungsgemäß erwiesen sich die Funktionsbewertungen in beiden Modellen als hochsignifikante Prädiktoren.

Im Erklärungsmodell für die Anschaffungsbereitschaft (Modell 3) erwies sich weiterhin die informationsbezogene Onlinenutzung als relevant. Zudem zeigten die Early Adopter und die jüngeren Personen eine etwas höhere Bereitschaft einen Smart Meter anzuschaffen. In Modell 4, mit dem die Zahlungsbereitschaft erklärt wurde, hatte neben der positiven Funktionsbewertung nur die generelle Bereitschaft, für die Energiewende stärker in die Tasche zu greifen, einen signifikanten Effekt.

Generell lässt sich somit keine der vier abhängigen Variablen durch die Nutzung bestimmter Medien erklären. Angesichts der oben erläuterten geringen Berichterstattungsintensität und der nur geringfügigen Unterschiede in der Berichterstattungstendenz der inhaltsanalytisch untersuchten Medien, kann dieses Ergebnis nicht überraschen. Dies bedeutet aber nicht, dass Kommunikation und Medien sich als unwichtig für die Diffusion der Smart Meter-Idee erweisen: Die informationsorientierte Onlinekommunikation, die gezielte Suche nach energiebezogenen Informationen und die themenbezogene interpersonale Kommunikation sind signifikante Faktoren. Darüber hinaus konnte auch der Einfluss energiebezogener Überzeugungen, Einschätzungen und Handlungsweisen nachgewiesen werden, die ihrerseits wieder durch Medienvariablen beeinflusst werden können (Arlt, Hoppe, & Wolling, 2010; Arlt & Wolling, 2012).

Tabelle 2.9: Regressionsanalysen auf Bekanntheit, Beurteilung, Anschaffungs- und Zahlungsbereitschaft

	<u>Modell 1</u>	<u>Modell 2</u>	<u>Modell 3</u>	<u>Modell 4</u>
	Bekanntheit	Funktionsbe- wertung	Anschaffungs- bereitschaft	Zahlungs- bereitschaft
n=	542	516	517	369
<u>Kommunikationsbezogene Einflussfaktoren</u>				
Gezielte themenbezogene Informationssuche		.13		
Interpersonale themenbezogene Kommunikation	.20			
Häufigkeit Online-Informationsnutzung	.12		.09	
<u>Personenbezogene Einflussfaktoren</u>				
Early Adopter		.16	.10	
Geschlecht: Mann	.19			
Alter in Jahren		-.28	-.08	
Zahlungsbereitschaft für Energiewende				.15
Ressourcenbewusstsein		.15		
Unterstützung des Ausbaus erneuerbarer Energien		.12		
Sparsamer Umgang mit Energie		.16		
<u>Funktionsbewertung</u>			.50	.38
R <sup>2</sup>	.10	.20	.34	.17

## 2.7 Fazit

Die Ergebnisse belegen, dass mediale und interpersonale Kommunikation für die Diffusion technischer Innovationen wie die des Smart Metering von großer Bedeutung sind. Insbesondere am Beginn des Diffusionsprozesses wirken sich die Kommunikationsaktivitäten der Befragten positiv auf die Kenntnisnahme von Innovationen aus. Im fortlaufenden Prozess beeinflussen Kommunikationsaktivitäten aber nicht nur die Bekanntheit, sondern auch die Beurteilung und die Adoptionsbereitschaft.

Die Medieninhaltsanalyse hat gezeigt, dass die untersuchten Medien in den drei Untersuchungsjahren (2008, 2009 und 2010) nur sehr wenig über die Smart Metering-Technologie berichtet haben. Ihre Funktionsweise erläuterten sie vor allem aus der Verbraucherperspektive, die Bedeutung für die Versorgungsnetze wurde im geringeren Umfang dargestellt. Alles in allem haben die Medien überwiegend positiv über Smart Meter berichtet, wobei sich das Bild im letzten Untersuchungsjahr allerdings etwas eingetrübt hat.

Der Frage, welche Wirkung mediale und interpersonale Kommunikation auf die Bekanntheit, Bewertung sowie die Anschaffungs- und Zahlungsbereitschaft der Bevölkerung haben, wurde im Rahmen der Telefonbefragungen genauer nachgegangen. Es zeigte sich durchgängig bei allen vier abhängigen Variablen, dass die habitualisierte Nutzung traditioneller Push-Medien keinen Einfluss hatte. Hingegen wirkte sich die häufige aktive Suche nach Informationen – insbesondere im Internet – positiv auf die Bekanntheit, die Funktionsbewertung und die Anschaffungsbereitschaft aus. Dass vor allem die Internetsuche eine zentrale Rolle spielt, zeigt sich auch daran, dass auf die offene Frage, welche Informationsquellen für die aktive Suche genutzt werden, das Internet am häufigsten (49%) genannt wurde. Die Befunde verdeutlichen darüber hinaus, dass neben der medialen auch die interpersonale Kommunikation für die Diffusion der Smart Metering-Technologie nicht zu unterschätzen ist.



Direkte Effekte einzelner Medien auf die Diffusion der Smart Metering-Idee konnten nicht nachgewiesen werden, was angesichts der inhaltsanalytisch festgestellten geringen Unterschiede zwischen der Berichterstattung der verschiedenen Medien auch nicht überraschen kann. Allerdings sind an verschiedenen Stellen indirekte Effekte denkbar, beispielsweise dadurch, dass Mediennutzung sich auf Handlungsabsichten beim sparsamen Umgang mit Energie oder energiepolitische Überzeugungen und das Problembewusstsein auswirken.

Schlussendlich muss mit Blick auf die vorliegenden Befunde auch darauf hingewiesen werden, dass für die Adoption der Smart Meter nicht nur die Nutzung von Medien als Informationsquelle eine Rolle spielt. Wichtiger noch scheint eine grundlegende Affinität zu Onlinemedien zu sein, denn die gegenwärtige systemtechnische Integration in die Haushalte ist so gestaltet, dass man die Verbrauchsinformationen über ein Internetportal abrufen kann und über Tarifänderungen per SMS oder Email informiert wird. Von den Informationsmöglichkeiten und Vorteilen können die Nutzer nur dann umfassend Gebrauch machen und profitieren, wenn sie diese Medien aktiv und selbstverständlich nutzen. Personen, die diese interaktiven Technologien nicht verwenden oder ihnen aus Datenschutzgründen skeptisch gegenüberstehen, dürften sich auch für Smart Meter nur schwer begeistern lassen. Die negativen Alterseffekte sind ein klarer Hinweis darauf, dass solche grundlegenden Probleme existieren.

Die Befunde zur Medienberichterstattung über Smart Meter haben zudem gezeigt, dass durch die Betonung der Verbraucherperspektive der Eindruck entstehen könnte, dass der vornehmliche Grund für die Einführung intelligenter Stromzähler die Vorteile für den Verbraucher sind. Auf die übergeordnete Netzperspektive wurde wesentlich seltener eingegangen. So wurde beispielsweise nur vereinzelt über die Einbindung von erneuerbarer Energie und andere Umweltschutzziele berichtet, was zur Folge haben könnte, dass diese Aspekte auch von den Verbrauchern nur wenig mit der Technologie in Verbindung gebracht werden. Da sich aber gezeigt hat,

dass Ressourcenbewusstsein und die Unterstützung erneuerbarer Energie einen positiven Effekt auf die Bewertung der Smart Metering-Funktionalitäten haben, könnte eine Medienberichterstattung, die solche Aspekte stärker betont, vermutlich einen positiven Beitrag zur Diffusion leisten.

## 2.8 Literatur

Arlt, D., Hoppe, I., & Wolling, J. (2010). Klimawandel und Mediennutzung. Wirkungen auf Problembewusstsein und Handlungsabsichten. *Medien & Kommunikationswissenschaft*, 58(1), 3-25.

Arlt, D., & Wolling, J. (2011). Energiebewusstsein 2011. Ergebnisse einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage in Thüringen zu energiebezogenen Einstellungen und Verhaltensweisen. Retrieved from <http://www.db-thueringen.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-24315/ilm1-2011200540.pdf> [15.10.2012]

Arlt, D., & Wolling, J. (2012). *Nachhaltige Energieversorgung aus Sicht der Bürger. Eine repräsentative Panel-Befragung aus den Jahren 2009, 2010 und 2011*. In Tagungsband des Power and Energy Student Summit 2012, Ilmenau 2012; S.81-83. Retrieved from <http://www.db-thueringen.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-25237/ilm1-2012200042.pdf> [15.10.2012]

Bothe, D., Göttsche, A., & Perner, J. (2011). Ökonomisches Potenzial spricht für Wahlfreiheit von Haushalten bei Smart Metern. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 6, 12-15.

Brück von Oertzen, M. (2010). Der Rechtsrahmen. In G. Fenchel & M. Hellwig (Eds.), *Smart Metering in Deutschland. Technik, Kommunikation und Prozesse für Elektrizität, Wasser, Wärme und Gas* (pp. 21-32). Frankfurt [u.a.]: EW Medien und Kongresse.

Causemann, T., & Löffler, S. (2010). Smart Metering - Wirtschaftlicher Nutzen vs. Investitionskosten. In C. Köhler-Schute (Ed.), *Smart Metering*.

*Technologische, wirtschaftliche und juristische Aspekte des Smart Metering* (2 ed., pp. 16-53). Berlin: KS-Energy-Verl.

Cleff, T., & Rennings, K. (1999). Determinants of Environmental Product and Process Innovation. *European Environment*, 9(5), 191-201.

Dahinden, Urs. (2006). Framing. Eine integrative Theorie der Massenkommunikation. Konstanz: UVK

Dettli, R. et al. (2009). Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Maßnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz.

dpa (2011): E10-Einführung: Autofahrer bleiben trotz Verträglichkeitslisten skeptisch. Spiegel Online, 11.3.2011. Retrieved from <http://www.spiegel.de/auto/aktuell/e10-einfuehrung-autofahrer-bleiben-trotz-vertraeglichkeitslisten-skeptisch-a-750341.html> [15.10.2012]

Gehlert, T. (2009). *Straßenbenutzungsgebühren in Städten. Akzeptanz und Mobilitätsverhalten*. Wiesbaden: VS Verlag.

Gnilka, A., & Meyer-Spasche, J. (2010). *Umsetzbare Smart-Metering-Produkte. Eine Handreichung für Energielieferanten*. Berlin: LBD-Beratungsges.

Gölz, S., & Biehler, M. (2008). Von der Energiesparforschung zur Energiepsychologie – Mögliche psychologische Perspektiven zur Gestaltung des künftigen Energiesystems am Beispiel „Smart Metering“. *Umweltpsychologie*, 12(1), 66-79.

Haigh, M. M. (2010). Newspapers Use Three Frames To Cover Alternative Energy. *Newspaper Research Journal*, 31(2), 47-62.

IBM Global Business Services. (2007). Preis, Verbrauch und Umwelt versus Komfort – der mündige Energieverbraucher. Verbraucherverhalten und neue Möglichkeiten zur Kundenbindung und Kundengewinnung für Energieversorger.

Karnowski, V. (2011). *Diffusionstheorien*. Baden-Baden: Nomos.

Kelly, J. P. (2009). Not So Revolutionary After All: The Role of Reinforcing Frames in US Magazine Discourse About Microcomputers. *New Media & Society*, 11(1&2), 31-52.

Knab, S. & Konnertz, L. (2011). Smarte Energy - branchenübergreifende Exploration eines entstehenden Marktes. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 5, 8-12.

Kullack et al. (2010). Erwartungen der Kunden. In G. Fenchel & M. Hellwig (Eds.), *Smart Metering in Deutschland. Technik, Kommunikation und Prozesse für Elektrizität, Wasser, Wärme und Gas* (pp. 176-187). Frankfurt u.a.: EW Medien.

Lasswell, H. D. (1948). The Structure and Function of Communication in Society. In L. Bryson (Ed.), *The Communication of Ideas* (pp. 37-51). New York: Harper and Brothers.

Maurer, M. & Reinemann, C. (2006). *Medieninhalte. Eine Einführung*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.

Nabe, C. et al. (2009). Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen. Bericht von EnCT, BBH und Ecofys im Auftrag der Bundesnetzagentur.

Profijt, Markus. (2010). Entwicklung einer milieuspezifischen Vorgehensweise für den Einsatz von intelligenten Stromzählern (Smart Meter) in deutschen Haushalten. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.

Rebbelmund, S. & Rübsam, R. (2010). Smart Metering: Wichtiger Katalysator für den Umbau des weltweiten Energiemarktes. In C. Köhler-Schute (Ed.), *Smart Metering. Technologische, wirtschaftliche und juristische Aspekte des Smart Metering* (2 ed., pp. 71-83). Berlin: KS-Energy-Verl.

Rogers, E. M. (1962). *Diffusion of Innovations*. New York: Free Press.

Rogers, E. M. & Shoemaker, F. F. (1971). *Communication of Innovations. A Cross-Cultural Approach* (2 ed.). New York: Free Press.

**3 Stand der Smart Metering-Technologie**

*Oliver Warweg, Mike Iffland,*

*Martin Käßler und Peter Bretschneider*

3.1	Technischer Rahmen.....	62
3.1.1	Technische Entwicklung des Smart Metering.....	62
3.1.2	Verfügbare Smart Metering Systeme.....	66
3.1.3	Eingesetzte Technik.....	69
3.2	Fazit.....	77
3.3	Literatur.....	78

### **3.1 Technischer Rahmen**

Mit dem Begriff „Smart Meter“ oder „Smart Metering“ werden in der Energiebranche und bei den privaten Haushalten unterschiedliche Ziele und Vorstellungen verbunden. Aus Sicht des elektrischen Netzes ermöglichen intelligente Stromzähler, das zeitliche Verhalten elektrischer Einspeiser und Verbraucher auch der Niederspannungsebene genau zu erfassen, Parametergrenzen besser zu überwachen und somit die notwendigen Voraussetzungen für eine zuverlässige, hochwertige Elektrizitätsversorgung bei einem zunehmenden Anteil Erneuerbarer Energien zu schaffen. Ziel aus energiewirtschaftlicher Perspektive ist es dagegen, die Kosten der Zählerauslesung und Risiken der Energiebeschaffung zu reduzieren. Aus Sicht der Verbraucher liegt der Vorteil in einem genaueren Einblick in das eigene Verbrauchsverhalten. Und aus energiepolitischer Sicht soll ein Beitrag zur Erschließung von Energieeffizienzpotentialen geleistet werden. Nachfolgend werden verfügbare AMR/AMM Systeme in einer kurzen Marktübersicht dargestellt und anschließend die in RESIDENS genutzten Smart Meter und energiewirtschaftliche Optionen durch Smart Meter vorgestellt.

#### **3.1.1 Technische Entwicklung des Smart Metering**

Elektronische Zähler sind neuentwickelte digitale Energiezähler als Ersatz für die im Haushaltsbereich befindlichen analogen Ferraris-Zähler. Während es sich beim Ferraris-Zähler um robuste, mechanische Zählwerke handelt, in denen Erregerspulen eine drehbar gelagerte Aluminiumscheibe antreiben, erfolgt die Zählung bei den elektronischen Zählern durch Messwandler. Anders als bei den mechanischen Vorgängern wird sowohl die Anzeige der aktuell bezogenen Leistung, als auch die Erfassung des

Verbrauchs innerhalb definierter Zeitperioden möglich. Die Geräte sind zudem in der Lage, Manipulationsversuche zu erkennen<sup>1</sup>.

Zählerfernauslesung erfordert nicht notwendigerweise elektronische Geräte. Verschiedene Möglichkeiten sind für analoge Geräte bekannt: so kann ein mechanischer Kontakt an der rotierenden Scheibe eines Ferraris-Zählers angebracht werden, welcher bei jeder Umdrehung der Scheibe einen elektrischen Kontakt schließt und somit einen elektrischen Impuls erzeugt. Ein solcher Impuls entspricht dann einem definierten Energieverbrauch und die Anzahl der Impulse eines festgelegten Zeitintervalls der tatsächlich verbrauchten Energie. Weiterhin können über farbige Markierungen an der Scheibe die Anzahl der Umläufe optisch erfasst und dadurch ebenfalls auf den Energieverbrauch geschlossen werden.

Smart Metering hingegen ist eine Erweiterung der Zählerfernauslese. Der Prozess selbst erfordert eine oder mehrere Zähleinheiten, welche nicht nur Strom, sondern im Fall des Multi-Sparten-Metering bspw. auch Gas, Wasser und/oder Wärme elektronisch erfassen können. Die Daten werden der Kommunikationseinheit zur Verfügung gestellt, welche sie dann an den Netzbetreiber (NB) oder Messstellenbetreiber (MSB) übermittelt. Derzeit sind mehrere Funktionsmerkmale durch das Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN), den zuständigen Ausschuss für Anwendungsregeln und technische Hinweise für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb im Verband Der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE), definiert [1]:

---

<sup>1</sup> Dabei nutzen einige Geräte Hall-Sonden zur Detektion externer Magnetfelder, die sich möglicherweise störend auf die Verbrauchserfassung auswirken könnten.

- Der elektronische Haushaltszähler (eHZ) ist als ein steckbarer Zähler beschrieben, der zur Energieerfassung von Standardlastprofilkunden dient<sup>2</sup>. Dabei ist die Ausführung die einfachste der Genannten, da dieser Zähler nicht über die Möglichkeit der Zählerfernauslesung verfügt.
- Der EDL21-Zähler soll entsprechend § 21b EnWG durch zeitnahe Verbrauchsinformationen und variable Tarife den Verbrauchern einen bewussteren Umgang mit Energie ermöglichen. Dies geschieht unter anderem durch Zählerfernauslesung. Dem Verbraucher wird somit die Möglichkeit gegeben, seine Rolle im Energiemarkt aktiver wahrzunehmen und von variablen Tarifen zu profitieren. Das EDL21-Konzept stellt dabei den kostengünstigen Basiszähler dar.
- Das EDL40-System soll entsprechend §40 EnWG ein Messsystem darstellen, in welchem der Zähler nicht mehr eigenständig kommuniziert, sondern von einer MUC-Kommunikationseinheit (Multi-Utility Communication – MUC) ausgelesen wird, welche die Daten des Stromzählers und ggf. weiterer Zähler bspw. der Sparten Gas, Wasser und/oder Wärme bündelt und dem Messstellenbetreiber (MSB) übermittelt.

Bei den Zählern wird bei der Befestigung unterschieden, ob es sich um eine Steck- oder eine Dreipunktverbindung handelt, wobei die Befestigung keine Auswirkungen auf die Funktion der Zähler hat. Die klassische Art der Aufhängung ist die Dreipunktverbindung. Dabei wird der Zähler an drei im

---

<sup>2</sup> Das Lastprofil beschreibt den Verlauf des akkumulierten, mittleren Energieverbrauchs einer größeren Kundengruppe innerhalb eines Jahres, aufgelöst nach 1/4h-Werten. Aufgrund von Beobachtungen wurde durch den ehemals Verband der Energiewirtschaft (VDEW) das Normprofil für Haushaltskunden H0 festgelegt, welches heute noch Gültigkeit besitzt.



Dreieck angeordneten Punkten im Zählerschrank befestigt. Neu entwickelt wurden Steckverbindungen für Hutschienen gemäß DIN EN 50022. Sie ermöglichen die Befestigung von sowohl MUC als auch Stromzähler auf Normprofilschienen im Zählerschrank. In Bild 3.1 werden die Smart Metering Lastenhefte zusammenfassend grafisch dargestellt und voneinander abgegrenzt.

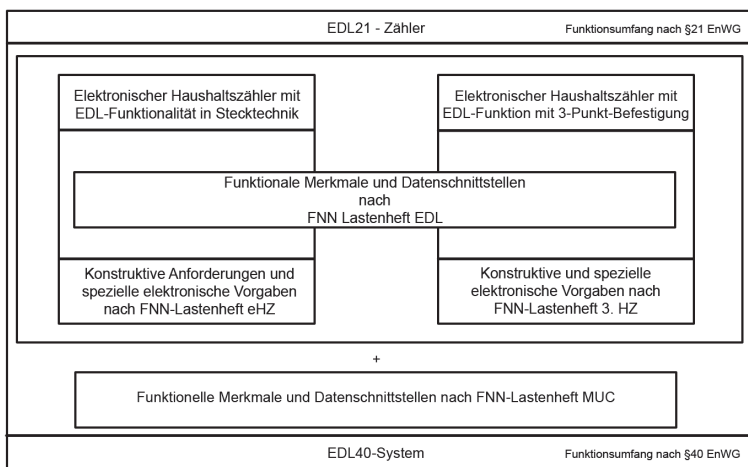


Bild 3.1: Übersicht über den Funktionsumfang von Smart Metern nach §40 EnWG [1]

Die o.g. Geräte werden nach §21c EnWG als Messeinrichtung (Zähler für diverse Verbrauchsgrößen wie Strom, Wärme, Gas, Wasser) bezeichnet. Der Verbund dieser Messeinrichtungen mit Kommunikationsschnittstellen (z.B. zum EDL 40-System) wird dann als Messsystem bezeichnet. Diese müssen vom Messstellenbetreiber nach o.g. Gesetz installiert werden [2]

- in Gebäuden, die neu an das Versorgungsnetz angeschlossen oder grundlegend renoviert werden,
- bei Letztverbrauchern, deren Strom-Jahresverbrauch 6000kWh übersteigt,
- sowie bei EEG-Anlagenbetreibern, deren installierte Leistung 7kW übersteigt.

### **3.1.2 Verfügbare Smart Metering-Systeme**

In Europa sind Länder wie Italien und Schweden Vorreiter im Bereich von Smart Metering: Von 2001 bis 2005 installierte in Italien bspw. Enel ca. 30 Millionen Smart Meter, um den zunehmenden Stromdiebstahl einzudämmen. Bis 2009 stattete die E.ON Schweden aufgrund gesetzlicher Vorgaben 1 Million Kunden mit Smart Metern für Strom, Gas und Fernwärme aus. In Deutschland werden Smart Meter in zahlreichen Pilotprojekten erprobt, etwa eTelligence, MeRegio, Modellregion Baden, RegModHarz, Smart W@tts, MoMa [3] sowie im Rahmen des in dieser Publikation betrachteten RESIDENS-Projektes. Mit dem EnWG (2011) sind Smart Meter in Deutschland nach §21c EnWG in Neubauten, grundsanierten Gebäuden und für Endkunden mit mehr als 6000 kWh Jahresverbrauch verpflichtend. [4]

Anbieter von AMM-Systemen in Deutschland sind neben den Konzernen IBM, Siemens oder T-Systems vor allem mittelständische Unternehmen. In der Regel besitzen die Systeme dieser Anbieter variable Schnittstellen zur Datenkommunikation, etwa per Kabel (Mbus), Stromleitung (PLC) oder Mobilfunk (GSM/GPRS). Viele dieser AMM-Lösungen verfügen außerdem über Sonderfunktionen wie Zählerfernsperrung, Manipulationserkennung oder Multisparten-Metering (Strom, Gas, Wasser, ggf. Wärme). Tabelle 3.1 gibt eine Übersicht über Anbieter von AMM-Systemen aus 2009 mit Aktualisierung 2010, wobei kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben wird [7].

Der Gesetzgeber fordert mittlerweile aufgrund erhöhter Datenschutzanforderungen, dass alle Smart Meter in Zukunft den derzeit in der Entwicklung befindlichen Schutzprofilen des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) entsprechen müssen [5]. Das BSI-Schutzprofil gibt dabei alle Anforderungen hinsichtlich Datensicherheit und Datenschutz bindend vor und soll voraussichtlich Ende 2012 in Kraft treten. Im Vordergrund steht dabei die Ausgestaltung einer Kommunikationsschnittstelle (Gateway) mit entsprechendem Sicherheitsmodul, welches für die Verschlüsselung und sichere Datenübertragung verantwortlich ist. Der eigentliche Zähler ist lediglich für die Messwerterfassung verantwortlich. Eine zwingende physikalische Einheit aus beiden Komponenten ist nicht erforderlich. Das Schutzprofil sorgt dafür, dass die energiemarktrelevanten Daten einheitlich übertragen werden und nur für die Marktakteure mit entsprechenden Zugriffsrechten zugänglich sind. Dadurch soll ein Missbrauch der abrechnungsrelevanten und daraus ableitbaren persönlichen Daten (Konsumverhalten, Tagesablauf) verhindert werden. Das Schutzprofil befindet sich zurzeit noch in der Zertifizierungsphase, so dass derzeit auf dem Markt kein zertifiziertes Gerät erhältlich ist.

Tabelle 3.1: Marktübersicht über Anbieter von AMM-Systemen

Anbieter	Allgemein	Funktionen					Schnittstellen Zähler/ Datenkonzentrator			
		Zähler-konfiguration	Zähler-fernspernung	Tarif-management	Manipulations-erkennung	Multisparten Metering	MBus	Funk	PLC	GSM / GPRS
Actaris Zähler & Systemtechnik GmbH	Actaris	x	x	x	x	x	x	x	x	
Bittner+Krull	vers.	x	x			x	x	x	x	
Echelon GmbH	Echelon	x	x			x	x		x	
EMH Elektrizitätszähler GmbH & Co KG	EMH	x	x	x	x		x	x	x	x
EVB Energie AG	Echelon	x	x	x	x	x	x	x	x	
GÖRLITZ AG	Görlitz, Echelon	x	x	x	x	x	x		x	x
Heinz Lackmann GmbH & Co.KG	Iskra	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Landis+Gyr	Landis+ Gyr	x	x	x	x	x	x	x	x	x
ubitronix system solutions GmbH	Echelon	x	x		x	x	x	x	x	x
Siemens	Siemens	x	x	x	x	x	x		x	x
NZR	Easy Meter, EMH					x	x	x		
ITF_EDV Fröschl GmbH	vers.	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Power Plus Communications	vers.	x				x	x	x		
Tixi	keine	x	x		x	x	x	x		X
IBM	vers.	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Kisters	vers.		x	x	x	x	x		x	x

### **3.1.3 Eingesetzte Technik**

Im Feldversuch des Forschungsprojektes RESIDENS wurden das AMM-System von Siemens (AMIS) und das von NZR (Nordwestdeutsche Zählerrevision) eingesetzt, die sich u.a. im verwendeten Kommunikationsverfahren zwischen Smart Meter und zentralem Abrufserver unterschieden. Die Kommunikation beim Siemens-System erfolgte über SchmalbandPowerline und beim NZR-System über GPRS. Die Auswahl der unterschiedlichen Kommunikationsansätze erfolgte aufgrund von Überlegungen zur Risikominimierung und um Erfahrungen mit den jeweiligen Übertragungstechnologien zu sammeln.

#### ***Messwerterfassung durch das Siemens-System***

Der Siemens AMIS TD-351x wird in zwei Bautypen zur Energiezählung im einphasigen bzw. dreiphasigen Niederspannungsnetz eingesetzt und liefert Messwerte innerhalb der vier Quadranten<sup>3</sup>. Die Kommunikation findet mittels Schmalband Powerline Communication statt. In diesem Fall werden die Informationen direkt über die Stromleitungen übertragen. Da die Reichweite dieser Kommunikationsart begrenzt ist, benötigen die Zähler eine Repeater-Funktion, die sicherstellt, dass auch Zähler in Netzabschnitten erreicht werden, die weiter entfernt vom Datenkonzentrator (DC) der Ortsnetzstation (ONS) sind. Dabei erkennen die installierten Geräte die in unmittelbarer Nähe eingesetzten Geräte gleicher Bauart und verstärken die gesendeten Signale gegenseitig, was wiederum dazu führt, dass Messdaten von Zählern aus den entfernten Abschnitten unter Umständen von mehreren anderen Zählern verstärkt werden. Die Weiterleitung bzw.

---

<sup>3</sup> Die Zähler sind in der Lage, sowohl ein- als auch vom Messpunkt ausgehende Wirk- und Blindenergie zu erfassen.

das „Springen“ des Signals wird als „Hop“ bezeichnet und kann durch den DC erfasst und nachvollzogen werden. Ein weiterer wichtiger Punkt betrifft die Eigenschaften der Schmalbandkommunikation, die nur geringe Datenübertragungsraten zulässt und somit nur eingeschränkte Messwertübertragungen ermöglicht.

Die Zähler zeichnen sich durch Zusatzfunktionen wie die Zählung in sechs geeichte Register, Manipulationserkennung sowie die mögliche Fernabschaltung (z.B. im Falle eines Zahlungsausfalls) aus. Bild 3.2 be-

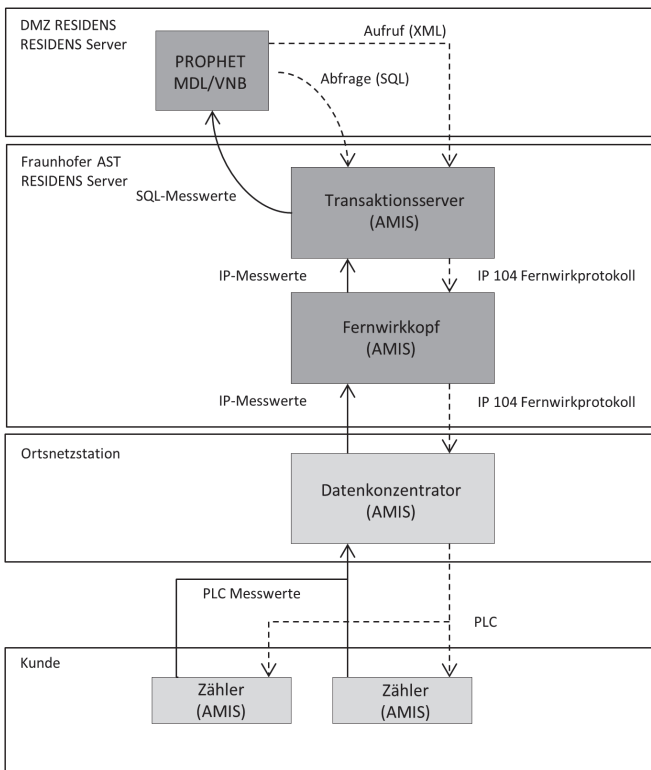


Bild 3.2: Architektur und Hierarchie der AMIS-IKT-Infrastruktur

schreibt den hierarchischen Aufbau der für das AMIS-System erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnik-Infrastruktur (IKT-Infrastruktur).

Die Datenakkumulation findet sowohl in der Messstelle des Verbrauchers durch den Zähler als auch in der ONS durch den Datenkonzentrator (DC) statt. Die Kommunikation erfolgt über PLC. Die Zähler nutzen dabei die Schmalbandübertragung DLC (Distribution Line Carrier) im CENELEC A Band (ca. 96kHz). Als DC wurde im Feldtest die Siemens Fernwirkkomponenten CP341x/CPC30 in den betreffenden Ortsnetzstationen eingesetzt. Das Gerät besitzt eine Masterfunktion für bis zu 1000 Zählgeräte und ist damit für die Registrierung, Synchronisation und Datenabfrage der im Netzabschnitt befindlichen Smart Meter-Geräte zuständig. Die Datenkonzentratoren wurden im Feldversuch mit dem Tainy-Modem von Dr. Neuhaus ausgestattet, um die gesammelten Daten von der ONS via GPRS an den Fernwirkkopf und anschließend an den zentralen Transaktionsserver (TS) zu übermitteln. Da es sich um einen Pull-Betrieb<sup>4</sup> handelt, hat der Transaktionsserver die Aufgabe, die Abfrageaufträge zu verwalten und an den DC weiterzuleiten. Gleichzeitig stellt der Transaktionsserver die vom DC empfangenen Daten dem nachgelagerten Meter-Data-Management-System (MDM-System) bzw. auch Energie-Daten-Management-System (EDM-System) zur Verfügung, welches im kommerziellen Fall entweder beim Messdienstleister (MDL) oder beim Verteilnetzbetreiber installiert ist. Im Rahmen des Feldversuchs wurde als EDM-System das vom Fraunhofer AST entwickelte EMS-EDM PROPHET® eingesetzt. Die Kommunikation zwischen Transaktionsserver und EDM-System erfolgt via SQL und XML. Die Applikationen arbeiten zur Erhöhung der Datensicherheit in einer demilitarisierten Zone (DMZ).

---

<sup>4</sup> Pull-Betrieb – Betriebsart, bei der Informationen auf Anforderung einer höheren Hierarchieebene dieser zur Verfügung gestellt werden.

Im Feldversuch RESIDENS wurden 115 Siemens-Zähler verwendet. Die Bewerbung erfolgte online, nachdem die Kunden des lokalen Energieversorgers schriftlich über den Feldversuch informiert wurden. Anschließend wurde die Wohnsituation der Bewerber geprüft. Die ONS mit den meisten Interessenten wurden mit Datenkonzentratoren ausgestattet.

### ***Messwerterfassung durch das NZR-System***

Neben den Siemens-Zählern wurden im Projekt RESIDENS 100 NZR-Zähler (Nordwestdeutsche Zählerrevision) eingesetzt. Beim NZR-Zähler handelt es sich um eine Kombination aus Stromzähler und MUC, wobei der Stromzähler wiederum ein zugekauftes Gerät der Firma Easymeter ist und die NZR-interne Bezeichnung Q3D trägt. Der Zähler arbeitet im Ein-Quadranten-Betrieb. Zusatzfunktionen wie bspw. Fernabschaltung sind nicht verfügbar. Die Einbindung der NZR-Zähler in die NZR-AMM-Lösung erfolgt entsprechend der Bild 3.3 dargestellten der IKT-Infrastruktur.



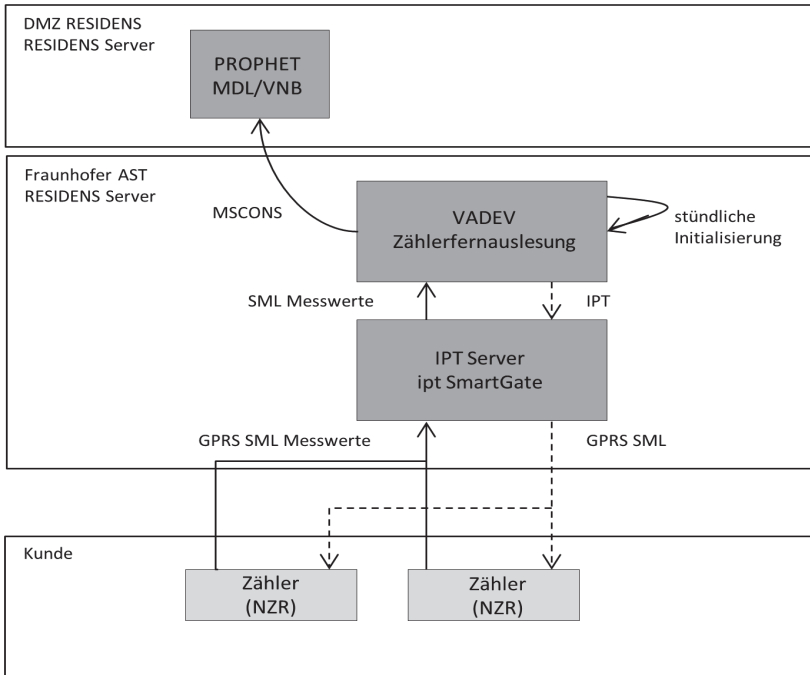


Bild 3.3: Architektur und Hierarchie der NZR-IKT-Infrastruktur

Der NZR-MUC dient als Kommunikationsschnittstelle für diverse Zählergeräte im Haushalt selbst. Angeschlossen werden können Strom-, Gas-, Wasser- und Wärmehähler mit Hilfe des unterstützten Meter-Bus-Protokolls (M-Bus). Die Anbindung erfolgt kabelgebunden mit Hilfe einer seriellen Zweidrahtleitung oder kabellos mit Hilfe von Wireless M-Bus. Der MUC im Feldversuch ist als Hutaufsatzgehäuse konzipiert und liest die anfallenden Messwerte in Form von optischen Impulsen aus. Das Gerät ist in der Lage mit Hilfe einer Ethernet-Schnittstelle und einer von einem

DHCP-Server<sup>5</sup> zugewiesenen IP-Adresse die Messwerte in Form einer html-Website darzustellen. Es wird deutlich, dass durch die direkte Kommunikation der Zähler mit dem IPT-Server die Ebene der Datenakkumulation in der ONS entfällt. Die NZR-Zähler arbeiten wie die Siemens-Zähler im Pull-Betrieb, d.h., die Datenabfrage wird durch das NZR-Zählerfernauslesesystem VADEV angestoßen. Anschließend übertragen die Zähler ihre Daten an das VADEV-System, welches dann den manuellen aber auch automatisierten Export der Daten im MSCONS-Format in das im Feldversuch eingesetzte EDM-System ermöglicht. Demgegenüber gibt es aber auch andere AMM-Lösungen, deren Zähler im sog. Push-Betrieb<sup>6</sup> arbeiten. Das bedeutet, sie halten eine ständige Verbindung zu dem jeweiligen Server aufrecht und übermitteln die Daten selbständig ohne Anfrage des Servers.

### ***Datenakkumulation***

Die Verarbeitung und Akkumulation der im Projekt RESIDENS erfassten Zähl- und Messwerte erfolgte entsprechend dem nachfolgend skizzierten Weg. Zunächst wurde die Zählerdatenabfrage alle zwei Stunden für das NZR-System - automatisiert im VADEV - und alle sechs Stunden für das Siemens-System - automatisiert durch das EDM-System in Form eines für den Transaktionsserver generierten Auftrages - angestoßen. Anschließend wurden die betreffenden Abfragen per GPRS entweder an die NZR-Zähler oder an die Siemens-Datenkonzentratoren und dann per PLC an die Siemens-Zähler weitergeleitet, die wiederum die betreffenden Zählerdaten

---

<sup>5</sup> Dynamic Host Configuration Protokoll (DHCP): ermöglicht die Einbindung eines Geräts in ein bestehendes Netzwerk durch automatische Bereitstellung einer IP-Adresse

<sup>6</sup> Push-Betrieb – Zähler (bzw. Clienten) übermitteln die Daten selbständig an die nächst höhere Hierarchieebene

für das gewünschte Zeitfenster bereitstellten und danach im Fall der NZR-Lösung direkt an das VADEV-System und im Fall der Siemens-Lösung über den Datenkonzentrator an den Transaktionsserver sendeten. Abschließend wurden die empfangenen Zählerdaten per Job automatisch in das nachgelagerte EMS-EDM PROPHET importiert, plausibilisiert und ggf. Ersatzwerte für eine reibungslose Weiterverarbeitung gebildet. Die Applikationen VADEV, Transaktionsserver und EMS-EDM PROPHET waren auf dem RESIDENS-Server installiert, der beim Fraunhofer AST als zentrale Messwerterfassung fungierte. Von dort aus wurden die Daten auf drei weitere, physikalisch voneinander getrennte Server verteilt. Dazu gehörten der IUK-Server (Plattform für die Energieforschungsthemen im Rahmen von RESIDENS), der DMZ-Server (Durchführung der Tarifierung, Webportal für Endkunden) sowie ein weiterer Server als Backup. Neben diesen drei Servern bestanden im Rahmen von RESIDENS auch Zugriffsmöglichkeiten weiterer Parteien. Dies umfasste die Stadtwerke Ilmenau für die Kundenabrechnung sowie die Technische Universität Ilmenau zu Forschungszwecken. Das über den DMZ-Server bereitgestellte Webportal diente im Rahmen von RESIDENS als zentrale Schnittstelle zum Endabnehmer: Hier konnten die Kunden neben Verbrauchs-, Kosten-, und CO<sub>2</sub>-Visualisierungen auch Vergleiche zwischen einzelnen Tagen sowie die Tarifstruktur abrufen. Insgesamt bot das RESIDENS-Kundenportal dazu mehrere verschiedene Visualisierungsmöglichkeiten an. Die Akkumulation der Daten wird in Bild 3.4 veranschaulicht.

Probleme bei der Kommunikation mit den Zählern resultierten aus der derzeitigen Einführungsphase von Smart Metern. So ist für eine zuverlässige Powerline-Kommunikation der Siemens-Zähler eine flächendeckende Installation notwendig, während bei den GPRS-basierenden Zählern z.B. eine korrekte Ausrichtung der Funkantenne und eine gesicherte Netzabdeckung des entsprechenden Mobilfunkbetreibers erforderlich sind. Für die Powerline-Kommunikation sprechen die im Vergleich zu GPRS geringeren Kommunikationskosten, da bei dieser Technologie lediglich die Datenkonzentratoren an den Ortsnetzstationen eine Internetverbindung benötigen.

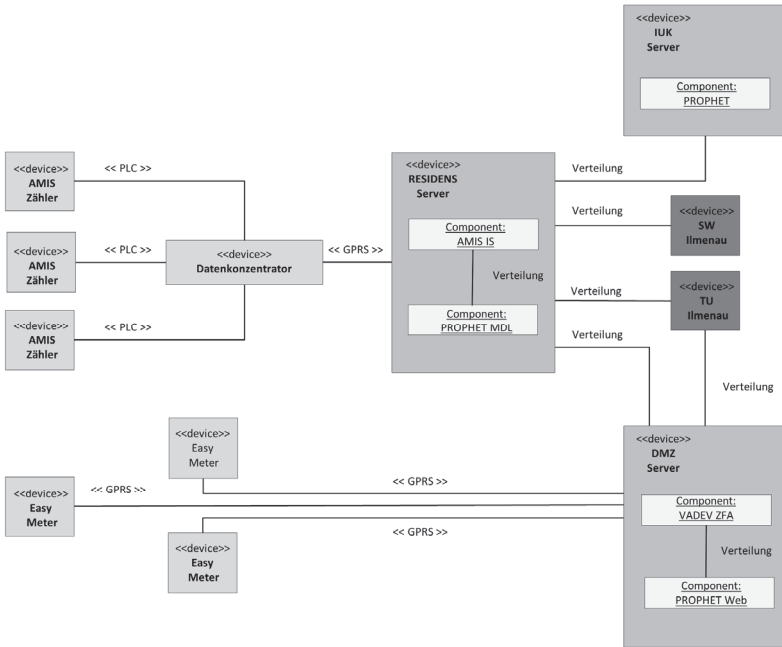


Bild 3.4: Aufbau der Messinfrastruktur von RESIDENS

Diese können dann mit einem entsprechenden Tarif die Daten von bis zu 1000 Zählern akkumulieren und zum Transaktionsserver versenden. Besonders in nicht vermaschten Netzen stellen die Datenkonzentratoren ein Nadelöhr für die Kommunikation dar: Bei einem Ausfall kommt diese für den gesamten Netzabschnitt zum Erliegen.

Bei den installierten GPRS-Zählern wurde im Projekt RESIDENS pro Zähler ein Datentarif pro Zähler benötigt, was als finanzieller Nachteil auszuweisen ist. Die konkreten monatlichen Brutto-Kosten beliefen sich zu Anfang des Projektes auf 7,90 EUR und später auf 3,90 EUR pro Zähler. Im Unterschied dazu zeigte sich bei den Siemens-Geräten als Nachteil der erforderliche flächendeckende Einbau, um eine zuverlässige Kommunikation zu gewährleis-

ten. Aus Sicht des Energievertriebs ist dieser Punkt nicht sicherzustellen und daher als kritisch einzuschätzen. So mussten z.B. im Rahmen von RESIDENS zusätzliche Repeater in den jeweiligen Netzabschnitten verbaut werden, um eine sichere und zuverlässige Kommunikation mittels PLC zu ermöglichen.

Neben den reinen Hardwarekosten für die Zähler und den Zusatzkosten der Repeater ist die Inbetriebnahme vergleichsweise weniger aufwändig: Die für die Installation der Siemens-Geräte benötigte Zeit beträgt im Durchschnitt ca. 30 -60 Minuten, bei den Geräten von NZR fielen für Einbau und Parametrierung ca. 2 Stunden Zeitaufwand pro Zähler an. Hinzu kommt ggf. die Ergänzung von leistungstärkeren Antennen, da die Mehrzahl der Zähler in Kellerräumen installiert wurde.

### **3.2 Fazit**

Smart Meter stehen noch am Beginn ihres Produktlebenszyklus; zumindest bezogen auf den Markt in Deutschland. Wichtig ist hier in Zukunft vor allem die Etablierung von Standards, wie sie etwa mit der Einführung des BSI-Schutzprofils geplant sind. Dabei bleibt abzuwarten, inwieweit bzw. wie lange diese digitalen Signaturen den notwendigen Sicherheitsanforderungen genügen. Aktuelle Entwicklungen im Bereich der Cyber-Kriminalität zeigen auf, dass auch vermeintlich sichere Verbindungen über gefälschte SSL-Zertifikate Angriffsmöglichkeiten bieten [6]. Insgesamt ist der Sicherheitsaspekt eine wesentliche Komponente in der öffentlichen Diskussion und damit ein entscheidender Faktor für die Akzeptanz beim Endkunden. Darüber hinaus sind auch der datentechnische Aufwand zur Verwaltung des Messreihen (EDM-System), der Zeitaufwand für die Installation sowie der Support für die installierten Zähler und entsprechende Mitarbeiterschulungen zu berücksichtigen. Hier müssen sich Smart Meter – etwa durch erweiterte Services oder Kombizählerfunktionen – noch im Markt beweisen, um mit der bisherigen manuellen Zählerablesung und Energieabrechnung betriebswirtschaftlich konkurrieren zu können.

### 3.3 Literatur

[1] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, Lastenheft EDL / Elektronische Haushaltszähler, Berlin: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE), 2010.

[2] vgl. § 12 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)

[3] trend:research: Smart Metering in Europa bis 2020: Marktentwicklung und Potentiale in ausgewählten Ländern:  
<http://www.trendresearch.de/studie.php?s=478>

[4] EnWG, <http://dejure.org/gesetze/EnWG/21e.html>

[5] Smart Metering Systeme

[https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/smartmeter\\_node.html](https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/smartmeter_node.html)

[6] Heise Security, «Zwei weitere Comodo-SSL-Registare gehackt,» Heise online, 31 03 2011. [Online]. Available:

<http://www.heise.de/security/meldung/Zwei-weitere-Comodo-SSL-Registare-gehackt-1219420.html>. [Zugriff am 2012].

[7] Bretschneider, Peter; Rüttinger, Hannes; „Stand und Technik beim Smart Metering“, Fachgespräch "Smart Grid - Chancen und Risiken", Forum Netz-integration Erneuerbare Energien, Deutsche Umwelthilfe, Berlin, September 2009

## **4 Laststeuerung privater Verbraucher**

*Mike Ifland und Nadine Exner*

4.1	Einleitung .....	80
4.2	Lastmanagement im Überblick .....	80
4.2.1	Direkte Nachfragesteuerung .....	82
4.2.2	Indirekte Nachfragesteuerung.....	85
4.3	Elektrische Energie aus Verbrauchersicht.....	86
4.3.1	Marktwirtschaftliche Grundlagen elektrischer Energie.....	86
4.3.2	Übersicht zu flexiblen Tarifen.....	90
4.3.3	Kundensegmentierung .....	94
4.3.4	Kundentarifizierung .....	96
4.3.5	Ergebnisanalyse .....	98
4.4	Anpassung des Marktmodells .....	109
4.5	Schlussfolgerungen .....	110
4.6	Literatur.....	112

## 4.1 Einleitung

Als *Last- bzw. Verbrauchsmanagement* oder auch *Nachfragesteuerung* (Demand Side Management *DSM*) wird die Einflussnahme des Versorgers oder eines Drittanbieters auf Verbraucher bezeichnet, die ein verändertes Verbrauchsverhalten nach sich ziehen soll, um auf diese Weise eine Verbesserung in der Versorgungssituation zu gewährleisten. Verbrauchsmanagement im Sinne einer verbesserten Netzbetriebsführung ist eine unter Netzbetreibern verbreitete Maßnahme, um durch Lastspitzen anfallende Mehrkosten zu sparen [1]. Diese Praxis ist unabhängig vom Grad der Liberalisierung des jeweiligen Energiemarkts, da es sich letztlich um eine bilaterale Abmachung zwischen industriellem Anschlussnehmer und des versorgenden Verteil- bzw. Regionalnetzbetreibers handelt.

## 4.2 Lastmanagement im Überblick

Beim Lastmanagement werden im Fall von Netzengpässen große Verbraucher gedrosselt oder dazu gebracht, mehr Strom zu verbrauchen. So können die Auswirkungen von Engpässen abgemildert werden. Ziele der Steuerungsmaßnahmen sind bspw. die Anhebung der Grundlast oder die Dämpfung auftretender Lastspitzen. Das mögliche Optimum einer solchen Vorgabe könnte dann eine bandförmige, gleichmäßige Last sein.

Überwiegt jedoch der Anteil nichtdeterministischer Erzeuger (z.B. Erneuerbare Energien), so muss dies sowohl eine Erhöhung der Speicherkapazität als auch eine Flexibilisierung der Last nach sich ziehen. In diesem Fall ist eine Vergleichmäßigung der Last nicht mehr zwangsläufig zielführend, sondern erfordert vielmehr eine zunehmende Ausrichtung der Last nach dem wetterbedingten Angebot. Die Vorgaben, an denen sich die Beteiligten orientieren können, entstehen dann nicht mehr standardisiert



anhand durchschnittlicher Lastprofile, sondern leiten sich unmittelbar aus der aktuellen Angebotssituation ab.

Die Steuerbefehle für das Management elektrischer Verbraucher sind überschaubar, wie Bild 4.1 verdeutlicht. Der Versorger bzw. der Drittanbieter kann anweisen, dass die abgenommene Leistung erhöht oder begrenzt werden soll. Erfolgt keine Anweisung kann der Verbrauch nach Bedarf erfolgen.

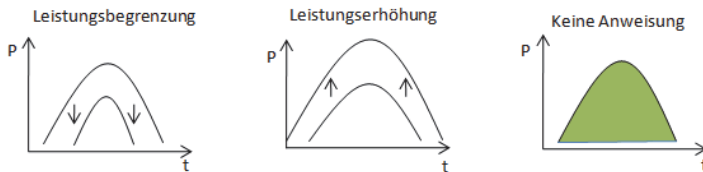


Bild 4.1: Mögliche Anweisungen des DSM-Beauftragten an den Verbraucher [2]

Auch wenn die Motivationen für das Lastmanagement händler- und netzbetriebsseitig verschieden sind, werden doch dieselben, in Bild 4.2 dargestellten Effekte gefordert:

Das wichtigste Ziel ist die Spitzenlastabsenkung im Falle eines drohenden Engpasses. Um die Einhaltung von zulässigen Betriebsparametern

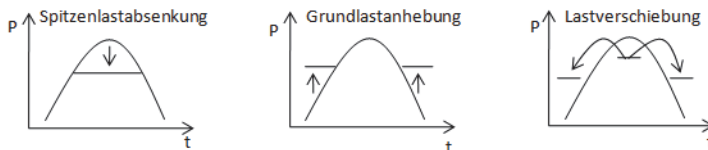


Bild 4.2: Effekte von DSM [2]

sicherzustellen, wird die Leistungsaufnahme von großen Verbrauchern oder akkumulierten Verbrauchergruppen begrenzt. Die Anhebung der Grundlast hingegen dient eher zur Verbesserung der Versorgungseffizienz. Ein Beispiel dafür sind Nachtspeicheröfen, die ausschließlich zu Off-Peakzeiten Strom verbrauchen und somit die Grundlast nachts anheben.

Lastverschiebung hingegen wird stark im Zusammenhang mit Erneuerbaren Energien diskutiert. Unter dem Stichwort „Flexibilisierung der Last“ sollen Verbraucher auf das Angebot Erneuerbarer Energie reagieren, um so die Nutzung dieser zu optimieren. Die genannten Maßnahmen haben unterschiedliche Zielgruppen, die sich wie folgt aufteilen lassen:

- große, leistungsintensive Verbraucher – zumeist industrielle Betriebsmittel wie Kühlanlagen, Anlagen zur Chlor-Alkali-Elektrolyse oder Schmelzöfen – deren separate Ansteuerung durch den DSM-Anbieter wirtschaftlich erscheint,
- kleinere Verbraucher, deren Aggregation Einfluss auf die Betriebsparameter ausüben könnte,
- Privatverbraucher, welche durch Anreize motiviert werden, zur Flexibilisierung des Netzes beizutragen.

Um die o.g. Zielgruppen anzusprechen sind diverse Maßnahmen notwendig. Dazu muss der Begriff Demand Side Management spezifiziert werden.

### **4.2.1 Direkte Nachfragesteuerung**

Bei *direkter Nachfragesteuerung* (Direct Demand Side Management – *DDSM*) hat der Verteilnetzbetreiber oder ein Lieferant bzw. Drittanbieter direkten Zugriff auf einzelne, hoch signifikante Verbraucher. Zwei Motivationen können für solche Schalthandlungen ausschlaggebend sein. Zum einen kann die Netzbetriebsführung optimiert bzw. gesichert werden. Zum anderen können aber auch Lieferanten motiviert sein, kurzfristig Mehr- bzw. Mindermengen zu handeln oder Regelenergie zur Verfügung zu stellen. DDSM wird aktuell bereits von Betreibern größerer Verteilnetze genutzt – insbesondere, um im Rahmen der Netzbetriebsführung die Einhaltung der vorgegebenen Betriebsmittelparameter zu sichern. Dies geschieht zwar nicht als direkte Schalthandlung, jedoch als mittelbare Aktion in Form von Nachrichtenübermittlung durch Telefon, Fax oder E-Mail. In einem

solchen Fall versorgt der Netzbetreiber einen oder mehrere elektrische Verbraucher mit hoher Nachfrage. Die betreffenden Firmen gewähren dem Netzbetreiber die Möglichkeit, eine Lastverringerng anzumelden. Im Falle eines Versorgungsengpasses erhält der Verbraucher eine Nachricht des Netzbetreibers und reduziert temporär seinen Verbrauch, so dass der Netzbetreiber die Netzauslastung optimieren und die Kosten minimieren kann. In den meisten Fällen erhalten Industriekunden finanzielle Anreize in Form von Nachlässen bei den Netzentgelten.

Im Falle einer großen Anzahl kleiner, steuerbarer Verbraucher stünde das Verhältnis zwischen Nutzen und bürokratischem Aufwand in keinerlei Verhältnis. Daher empfiehlt sich entweder deren Aggregation, so dass die Verbraucher als eine Last angesehen und dementsprechend gesteuert werden können. Oder die Last verhandelt mit einer Kontrollinstanz eine zeitliche Verbrauchsoptimierung, so dass zu Spitzenlastzeiten keine Gefährdung der Betriebsmittel stattfindet. Ein Beispiel für diese Art des Lastmanagements sind Batterieelektrische Fahrzeuge (BEV). Dabei ist es möglich, dass das Energiemanagementsystem (EMS) des Versorgers mit den Ladepunkten der BEV kommuniziert und mit Informationen wie der zur vollständigen Wiederaufladung notwendigen Energiemenge, der möglichen Zeit bis zur Wiederabfahrt und einer aktuellen Kostenprognose eine optimierte Ladestrategie entwickelt [3]. Die Kostenprognose kann sich durchaus aus der absehbaren Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien ableiten. Einen Überblick über den möglichen Ablauf einer solchen Ladestrategie gibt Bild 4.3.

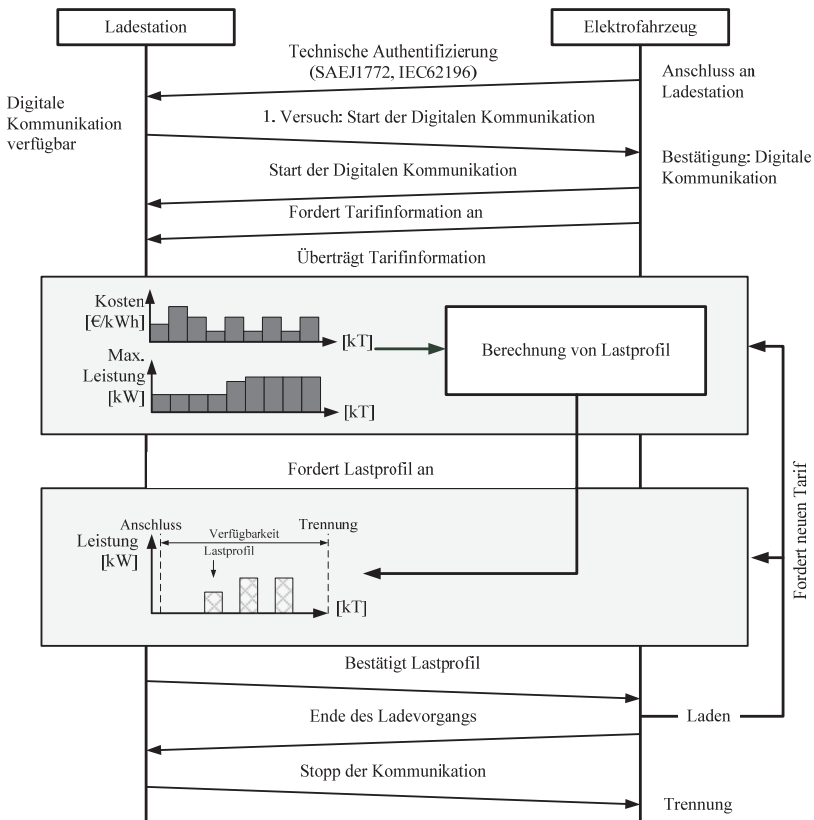


Bild 4.3: Ladestrategie für Elektrofahrzeuge auf Grundlage von Preisprognosen [3]

Anstatt direkt nach Anschluss an die Ladesäule den Ladevorgang zu starten, optimiert das Fahrzeug seine Ladekurve unter Berücksichtigung der aktuellen Kostenprognose sowie der netzseitigen Vorgaben. Anschließend wird die Ladekurve an die Station übermittelt, welche die anfallenden Kosten ermittelt.

Bei dieser Methode benötigen die beteiligten Betriebsmittel unmittelbaren Marktzugang und eine Chance, direkt als Marktteilnehmer aufzutreten. Es wird sich zeigen, ob solche automatisierten Marktteilnehmer – auch

wenn diese die benötigte elektrische Energie nicht aus dem freien Markt, sondern von einem Händler beziehen – technisch zuverlässig sind und ein geeigneter juristischer Rahmen gefunden werden kann (vgl. Kap. 7) sind.

#### **4.2.2 Indirekte Nachfragesteuerung**

Die grundlegende Idee der *Indirekten Nachfragesteuerung* (Indirekt Demand Side Management IDSM) ist, dass private wie geschäftliche Stromkunden ihren Verbrauch externen Einflüssen wie dem Strompreis, der Netzsituation oder auch dem Angebot Erneuerbarer Energie anpassen.

In liberalisierten Energiemärkten beschaffen Geschäftskunden mit einem Verbrauch von über 100.000 kWh elektrische Energie im freien Markt oder beauftragen Dritte mit der Strombeschaffung, da eine Vollversorgung ohne entsprechenden Fahrplan aufgrund der Höhe der vorzuhaltenden Leistung zu teuer wäre. Die Strombeschaffung geschieht in Form von Warenterminkontrakten. Diese werden an Energiebörsen in Form von Futures bezogen oder im Spotmarkt als Bedarf angemeldet. Auch der bilanzielle Ausgleich von bereits erzeugtem bzw. verbrauchtem Strom ist durch den Day-After-Markt möglich. Weiterhin steht der OTC-Markt (OTC – „Over The Counter“) zur Verfügung, in welchem Erzeuger sowie Händler und Verbraucher mit Hilfe von Marktplattformen Strom in Form von Forwards handeln.

Versorgt sich ein Stromkunde am freien Markt mit Energie, erfolgt der Differenzenausgleich zwischen Prognose und tatsächlich verbrauchter Last im Falle von rLM-Abrechnung mit Hilfe von Regelenergie, im Falle von Abweichungen vom SLP über eine Mehr- Mindermengenabrechnung am Jahresende. Da die Preise im Regelenergiemarkt jedoch starken Schwankungen unterliegen, bedeutet diese Form des Energiebezugs immer auch ein zusätzliches Risiko, welches durch exaktes Einhalten eines zuvor festgelegten Fahrplans minimiert werden kann. Gewerbliche und industrielle Kunden haben daher eine starke monetäre Motivation, einen solchen Fahrplan einzuhalten.

Aber auch private Anschlussnehmer können von begrenzt volatilen Strompreisen profitieren. Zwar könnten private Haushalte nicht unmittelbar Strom im freien Markt beschaffen, da die Kundenakquise als auch die Kundenakkumulation einen zu hohen bürokratischen Aufwand bedeuten würden. Volatile Strompreise können sich aber über zeit- oder lastflexible Tarife zum Nutzen der Privathaushalte auswirken. Ein bekanntes Beispiel ist das klassische Hochtarif-/Niedertarif-System (HT/NT), das für den Einsatz besonders stromintensiver Geräte wie Nachtspeicheröfen entwickelt wurde. Im Rahmen der sog. Meseberger Beschlüssen wurde 2007 das Ziel formuliert, mit Hilfe diverser Maßnahmen wie z.B. der Verbreitung intelligenter Messsysteme (Smart Metering) die Effizienz des Energieverbrauchs in Deutschland zu erhöhen und somit den CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu senken. Um jedoch das Verbrauchsverhalten privater Stromkunden zu beeinflussen ist es unausweichlich, sich ein Verständnis darüber zu bilden, was elektrische Energie für die Zielgruppe von IDSM bedeutet.

### **4.3 Elektrische Energie aus Verbrauchersicht**

Eine wichtige Voraussetzung für ein besseres Verständnis privater Verbraucher sowie deren Umgang mit elektrischer Energie ist die Erkundung ihrer Sicht auf das Konsumgut Strom. So werden in den folgenden Abschnitten die Grundlagen für ein besseres Verständnis bekannter Phänomene, wie beispielsweise die annähernd unelastischen Nachfrage, geschaffen.

#### **4.3.1 *Marktwirtschaftliche Grundlagen elektrischer Energie***

Um die Angebots- und Nachfragesituation im Strommarkt eingehend untersuchen zu können, müssen zunächst die Grundlagen des Marktes näher beschrieben werden.

In der Volkswirtschaftslehre gilt der Markt als Ort, an dem sich Angebot und Nachfrage treffen. Als Beispiele können Wochenmärkte, Kaufhäuser

oder Börsen gelten. Märkte lassen sich in Faktormärkte für Produktionsfaktoren (Arbeitsmarkt, Kapitalmarkt, Bodenmarkt), Gütermärkte (Konsumgütermarkt, Produktionsgütermarkt) sowie Geldmärkte (Geld-, Wertpapier- oder Devisenmarkt) unterscheiden. Das ökonomische Modell des *Vollkommenen Marktes* verlangt, dass alle Teilnehmer ausschließlich nach ökonomischen Prinzipien mit homogenen Gütern handeln: Alle Teilnehmer müssen unmittelbaren Zugang zu allen relevanten Informationen haben und somit über die Geschäftsbedingungen informiert sein. Die Teilnehmer treffen sich auf einem punktförmigen Ort und können unendlich schnell auf Veränderungen reagieren. Auch der Zeitbedarf für die Anpassung an die neue Situation entspricht null [4]. Der Zusammenhang zwischen Preis und Nachfrage ist grundlegend in der Preispolitik, etwa bei der Erstellung eines Angebots. Der Zusammenhang einer Änderung des Produktpreises  $\lambda$  (üblicherweise in €/kWh) mit darauffolgender Änderung der Nachfrage nach dem Gut  $x$  (üblicherweise kWh) wird durch die Preiselastizität der Nachfrage beschrieben.

$$\eta = \frac{\text{Mengenänderung [\%]}}{\text{Preisänderung[\%]}} \quad (1)$$

Sie ist das negative Verhältnis der relativen Preisänderung und der darauf folgenden Absatzänderung [4]:

$$\eta = \frac{\frac{-\Delta x}{x}}{\frac{\Delta \lambda}{\lambda}} = - \frac{dx}{d\lambda} * \frac{\lambda}{x} \quad (2)$$

Im Falle von  $\eta > 1$  spricht man von einer elastischen Nachfrage. Das bedeutet, eine Preiserhöhung führt zu einer Verringerung der Nachfrage. Fällt die Elastizität auf  $\eta < 1$  gilt die Elastizität als unelastisch. Das bedeutet auch große Preisschwankungen haben nur geringe Auswirkungen auf die

Nachfrage. Ein Sonderfall ist die starre Nachfrage ( $\eta = 0$ ). In solch einem Fall ist die Nachfrage unabhängig vom Preis [4].

Wie später gezeigt wird, steigt die Preiselastizität im Betrachtungszeitraum an, da sich Privathaushalte in einem mittel- bis langfristigen Zeitraum besser auf Preisänderungen einstellen können, als kurzfristig. Ebenso ist sie abhängig von Substituten. Wenn diese in ausreichender Form zur Verfügung stehen, fällt es privaten Verbrauchern leichter, das fragliche Produkt durch ein anderes zu ersetzen. Auch weisen Produkte, die einen hohen Ausgabenanteil von dem betreffenden Haushalt erfordern, meist eine hohe Nachfrageelastizität auf, da mögliche Einsparungen deutlicher ins Gewicht fallen.

Betrachtet man unter den o.g. Gesichtspunkten die elektrische Energie, so fällt auf, dass es sich um ein Konsumgut handelt, auf welches die Verbraucher angewiesen sind, und welches sich nur sehr schwer ersetzen lässt. Im letzten Jahrhundert wurde das Konsumgut Strom jederzeit verfügbar und leicht einzusetzen, was dazu führte, dass es heute für ein Minimum an Lebensqualität als unbedingt notwendig erachtet wird. Auch ist Strom als Gut in seinem Nutzen immer vermittelt. Das bedeutet, dass Strom zwar zum Betrieb von diversen elektrischen Geräten unbedingt notwendig ist, jedoch nicht selbst konsumiert werden kann [5].

Da der private Strombezug bisher zum großen Teil nur einmal im Jahr abgerechnet wird, werden die anfallenden Kosten als Fixkosten angesehen. Folglich kann man einen vom Verbraucher gestarteten Prozess, welcher elektrische Energie benötigt, nur bedingt als eine preisabhängige Kaufentscheidung ansehen. Die direkte Verbindung zwischen eigenem Verbrauchsverhalten und den entstehenden Kosten wird möglicherweise vom Verbraucher nur unzureichend wahrgenommen – insbesondere, da Kostensteigerungen am Ende des Abrechnungszeitraumes eher allgemeinen Preissteigerungen als dem eigenen Verhalten zugerechnet werden. Weiterhin besitzt der private Verbraucher verglichen mit Industriekunden



aufgrund der geringen Bezugsmenge sowie seines geringeren Informationsstands eine deutlich schlechtere Verhandlungsposition. Das hat zur Folge, dass private Verbraucher Schwierigkeiten bei der Informationsbeschaffung und somit nicht den gesamten Markt und dessen Bewegungen im Blick haben. Die Substitution von im Markt erworbener, elektrischer Energie ist mit Hilfe von Erneuerbarer, dezentraler Energie ist zwar möglich, jedoch nicht wirtschaftlich [4] [5].

In der Folge ergibt sich eine wenig elastische Nachfrage privater Verbraucher beim Bezug von elektrischer Energie. Klassische Stromtarife enthalten einen fixen Anschlusspreis  $p(\text{fix})$  sowie einen Arbeitspreis  $m$ . Beide gelten in Abhängigkeit von der jährlichen Bezugsmenge. Überschreitet die Bezugsmenge einen definierten Schwellenwert steigt der Anschlusspreis  $p(\text{fix } A) \rightarrow p(\text{fix } B)$  und der Arbeitspreis sinkt nach den einfachen Überlegungen eines Mengenrabatts  $m_A \rightarrow m_B$ . Bild 4.4 verdeutlicht diesen Zusammenhang:

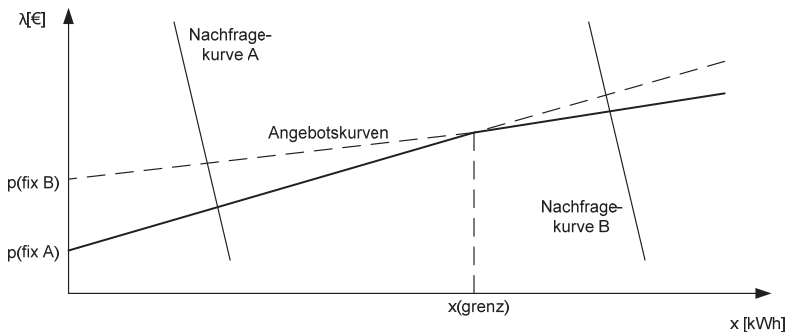


Bild 4.4: Darstellung der Nachfrage-/Angebotssituation bei Vollversorgung

Der Arbeitspreis  $m_A$  für Kunden, welche wenig elektrische Energie beziehen, ist deutlich höher als der Arbeitspreis für Konsumenten mit höherem Strombedarf. Er berechnet sich zu:

$$P_{A,B} = m_{A,B}x + p_{\text{fix } A,B} \quad (3)$$

Die marktbeherrschende Form der Versorgung mit elektrischer Energie ist für Privatverbrauch die oben beschriebene *Vollversorgung*. In Anbetracht dieser Überlegungen erscheint das Verbrauchsverhalten durch Preisinitiativen wenig beeinflussbar.

### **4.3.2 Übersicht zu flexiblen Tarifen**

Strom kann auf diverse Arten tarifiert werden. Die bisher übliche Art und Weise wird in Kapitel 7.3.3 beschrieben. Mit neuerer Zählertechnik und mit dem sich entwickelnden Bewusstsein privater Verbraucher gegenüber elektrischer Energie, kann Strom zunehmend auch flexibel tarifiert werden. Eine flexible Nachfrage bietet nicht nur Vorteile in der Systemführung mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien, sondern verbessert auch durch mehr Abrechnungstransparenz die Bindung zwischen Kunde und Energieleiferant. Übliche Größen bei der flexiblen Tarifierung sind Zeit, Leistung und Energie, was bedeutet, dass sich der Strompreis in Abhängigkeit von diesen Größen ändert.

#### ***Lastvariable Tarife***

Eine Möglichkeit, einen Tarif anzupassen besteht darin, den Verbrauch als Bezugsgröße zu definieren. Dabei kann im einfachsten Falle die Menge der verbrauchten Energie zugrunde gelegt werden. Bei sog. *Prepaid-Tarifen* wird eine bestimmte Energiemenge bezogen und vorab bezahlt und kann dann in einem definierten Zeitraum (üblicherweise ein Jahr) verbraucht werden. Evtl. entstehende Differenzmengen hervorgerufen durch Mehrverbrauch werden deutlich kostenintensiver abgerechnet, jedoch können zusätzliche Mengen-Pakete jederzeit bezogen werden. Diese Form der Tarifierung kann mit den üblichen Ferraris-Zählern durchgeführt werden, da für die Abrechnung keine Zeitangaben erforderlich sind. Der Händler

geht davon aus, dass die Kunden elektrische Energie angelehnt an das BDEW-Standardlastprofil verbrauchen.

Besonders bei systemorientierter Tarifierung existiert die Möglichkeit, die bezogene *Leistung in Megawatt* als Bezugsgröße für die jeweilige Tarifstufe einzusetzen. In solch einem Fall wird pro Tarifstufe je ein Leistungsschwellenwert definiert. Je höher dann die verbrauchte Leistung ist, desto höher ist auch der Arbeitspreis. Der Stromkunde soll auf diesem Weg motiviert werden, seine Verbrauchskurve zu vergleichsmäßigen<sup>1</sup>. Für diese Art Tarife sind Lastganzähler notwendig, die in der Lage sind, den Leistungsverbrauch des Kunden zu erfassen und Durchschnittswerte über definierte Zeitintervalle (z.B. über 15 Minutenwerte) zu bilden [6]. Bild 4.5 verdeutlicht einen solchen lastvariablen Tarif, welcher sich an der Bezugsgröße Leistung orientiert und drei Tarifstufen bietet. Bei niedrigem Leistungsbezug wird mit Niedertarif (NT) abgerechnet, bei mittlerem Leistungsverbrauch mit Mitteltarif (MT) und bei hohem Verbrauch mit Hochtarif (HT).

---

<sup>1</sup> In diesem Zusammenhang wird von Experten eine „Stromflatrate“ diskutiert. Aufgrund der extrem niedrigen Grenzkosten von Erneuerbaren Energien soll es mittelfristig möglich sein, den Arbeitspreis abzuschaffen und durch mehrere Leistungspreisstufen zu ersetzen.

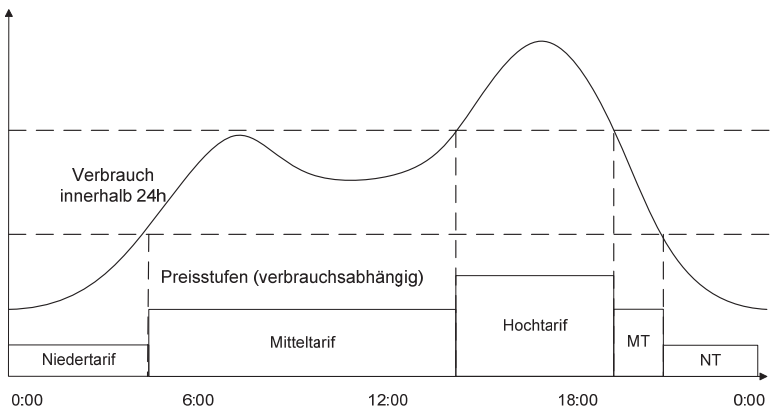


Bild 4.5: Darstellung eines Lastvariablen Tarifs mit Bezugsgröße elektrische Leistung [6]

### **Zeitvariable Tarife**

Während die systemorientierte Tarifierung sich mit den Verbrauchswerten beschäftigt und auf dieser Grundlage die Tarifstufen bildet, ist aus marktwirtschaftlicher Sicht die Systemführung eher uninteressant. Es gilt, die Erfüllung von Wareterminkontrakten einzuhalten, was insbesondere zeitliche Aspekte in den Vordergrund rückt. Eine Folge daraus sind *zeitflexible bzw. zeitvariable Tarife (Time-of-Use-/ToU-Tarife)*. Diese entwickelten sich aus dem klassischen *HT-/NT-Modell*, welches genutzt wurde, um Nachtstrom besser zu vermarkten und somit die Grundlast in Off-Peakstunden anzuheben. War die Abrechnung des HT-/NT-Modells noch mit zwei verschiedenen Zählern möglich, welche zu einer gewissen Stunde umschalteten, benötigt das Modell der verfeinerten Zeitzonen wiederum Zählgeräte, die in der Lage sind, Lastgänge zu messen. Ein einfaches Beispiel für einen zeitflexiblen *Tarif mit verfeinerten Zeitzonen* ist der dreistufige zeitflexible Tarif, welcher zu Forschungszwecken vom Energieversorger für das Forschungsprojekt RESIDENS entwickelt wurde. Als Grundlage dien-

te das BDEW-Standardlastprofil H0 für Privatverbraucher. Der Tarif ist schematisch in Bild 4.6 dargestellt [6].

Neben anderen zeitflexiblen Tarifen wie dem *Event-Tarif*, bei welchem der Strompreis zu besonderen Events (Weihnachten, Weltmeisterschaft, etc.) berechnet wird, liegt den o.g. Tarifen stets zugrunde, dass die Verbraucher über die Tarifentwicklung einige Zeit im Voraus informiert sind. Diese Information muss innerhalb eines definierten Zeitfensters erfolgen – beispielsweise monatlich. Ergebnisse des RESIDENS-Projekts zeigen, dass die Verbraucher Zeit benötigen, ihr Verhalten dem Muster der einzelnen Tarifstufen anzupassen.

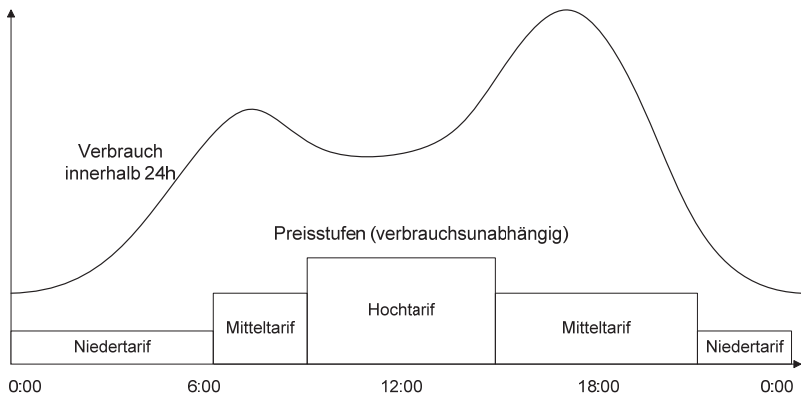


Bild 4.6: Darstellung eines Zeitvariablen Tarifs mit Bezugsgröße Uhrzeit [6]

Eine schnelle Abfolge verschiedener Tarifmuster würde aufgrund der erforderlichen Eingewöhnungsphase zu einem erhöhten Planungsrisiko für den Versorger oder Netzbetreiber führen.

Dies ist insbesondere bei der *dynamischen Tarifierung* der Fall. Hierbei handelt es sich ebenfalls um eine zeitflexible Tarifierung. Allerdings wird in diesem Fall der Strompreis direkt an einen Marktwert wie den Spotmarktpreis gekoppelt. Problematisch bei dieser Form der Tarifierung ist, dass der

Verbraucher durch die fehlende Planungssicherheit einem Höchstmaß an Risiko ausgesetzt ist [6].

In 2010 wurde im Forschungsprojekt RESIDENS ein dreistufiges *Time-of-Use-Tarifmodell* (Nieder-, Mittel- und Hochtarif) unter freiwilligen Kunden eines lokalen Energieversorgers erprobt. Um deren Verbrauchswerte versehen mit einem Zeitstempel zu erfassen, wurden 215 Smart Meter in die Messpunkte der Verbraucher eingesetzt. Im selben Zeitraum wurde die Last einer Ortsnetzstation, welche eine Anzahl privater Haushalte (aber kein Gewerbe) mit Strom versorgt, gemessen um Referenzwerte zu gewinnen.

115 Zähler wurden mit integrierten PLC-Modulen ausgerüstet, 100 Stück werden mit Hilfe eines vorgeschalteten Multi-Utility-Controller (MUC) ausgerüstet, welcher die anfallenden Messwerte via GPRS an das Backendsystem versendet<sup>2</sup> (siehe auch Kapitel 3). Ein dreistufiger, zeitflexibler Tarif wurde entwickelt und bei dem Feldversuch eingesetzt. Die Teilnehmenden erhielten über ein RESIDENS-Kundenportal im Internet individuelles Stromverbrauchsfeedback (siehe Kap. 6).

### **4.3.3 Kundensegmentierung**

Ein Schwerpunkt des Projektes RESIDENS bestand in dem Entwurf und der Konzeption von geeigneten Tarifen zur Beeinflussung des elektrischen Abnehmerverhaltens von Privathaushalten sowie deren Untersuchung im Rahmen eines umfangreichen Feldtests. Die 215 teilnehmenden Haushalte wurden anhand ihres Verbrauchsverhaltens, ihrer Einstellungen gegenüber Energieverbrauch und neuen Technologien sowie anhand ihrer Wertorientierungen und Freizeitaktivitäten in drei Kundensegmente eingeteilt, um

---

<sup>2</sup> Der MUC stellt eine Kommunikationsschnittstelle dar und ist in der Lage, die Daten diverser Zählgeräte (Strom, Gas, Wasser etc) an den Messstellenbetreiber zu übermitteln. Im beschriebenen Feldversuch wurden lediglich die Daten eines Stromzählers gesendet.

die Verbrauchsanalyse des gesamten Teilnehmerfelds zu verfeinern (ausschlaggebend dafür waren die Angaben der jeweiligen Kontaktperson im Haushalt, die durchschnittliche Haushaltsgröße umfasste 2,5 Personen):

- Die *Gesellschaftlich Engagierten GE (33% des Samples)* sind die Innovatoren des Teilnehmerfelds. Sie sind die ersten, die in neue Technologien vertrauen und zeigen großes Interesse, diese zu benutzen. Sie sind kulturell interessiert, genießen Outdoor-Aktivitäten und fühlen sich verpflichtet, Menschen in Not zu helfen. Ihr durchschnittliches Alter beträgt 55 Jahre. Sie besitzen überwiegend das Haus, in dem sie wohnen (78%). Nur 22% der GE wohnen zur Miete. Ihr Wohnraum hat im Durchschnitt die Größe von 116 m<sup>2</sup>.
- *Den Sparsamen Umweltschützern SU (36% des Samples)* ist es wichtig, Geld und Energie zu sparen. Sie sehen ihr Leben als einfach und unspektakulär und sind gut informiert über ökologische Themen wie z.B. die Verschmutzung der Umwelt. Sie bevorzugen effiziente, qualitativ hochwertige Haushaltsgeräte. Ihre Freizeit verbringen sie in der Hauptsache mit ihrer Familie und häuslichen Aktivitäten. Ihr durchschnittliches Alter beträgt 54 Jahre. Ein hoher Anteil der SU besitzt ein Eigenheim (72%), nur wenige wohnen zur Miete (28%). Die SU haben durchschnittlich 106 m<sup>2</sup> an Wohnraum zur Verfügung.
- *Die Erlebnisorientierten Individualisten EI (31% des Samples)* halten sich im Vergleich zu den anderen beiden Lebensstiltypen für weniger umweltbewusst. Sie verbringen ihre Freizeit sowohl mit Freunden und Familie als auch mit Computerspielen und dem Internet. Während sie sich zum großen Teil nicht um sozialen Druck kümmern, geben sie an, dass sie das Leben in vollen Zügen genießen und tun und lassen, was ihnen beliebt. Ihr Durchschnittsalter beträgt 46 Jahre, d.h. sie sind im Mittel knapp 10 Jahre jünger als die anderen beiden Gruppen. Etwa die Hälfte der EI verfügt über

ein Eigenheim (51%), die andere Hälfte wohnt zur Miete (49%). Der Wohnraum der EI hat eine durchschnittliche Größe von 97 m<sup>2</sup>.

Die Einteilung privater Stromkunden in Lebensstiltypen ist insofern nützlich, als der Umgang mit Smart Metern von Kundenmerkmalen mitbestimmt wird, vor allem von der *Einstellung zum Energiesparen*, die etwa bei den "Sparsamen Umweltschützern" stark ausgeprägt und sowohl durch finanzielle als auch ökologische Gründe motiviert ist, während derartige Motive den "Erlebnisorientierten Individualisten" eher fremd sind. Zudem limitiert die Lebenssituation (z.B. Ruhestand oder Erwerbstätigkeit) die Möglichkeiten, sich im Alltag detailliert mit Energiesparen zu befassen und aktive Lastverschiebungen flexibel vorzunehmen. So befinden sich in der Gruppe der "Gesellschaftlich Engagierten" vergleichsweise mehr Rentner und mehr Eigenheimbesitzer, so dass hier größere Lastverschiebungs- und Einsparpotentiale zu vermuten sind.

Für die Feldstudie wurden die 215 Stromkunden bzw. Haushalte im Rahmen eines Panel-Designs mit drei Erhebungswellen untersucht. Die Datenerhebung erfolgte mittels persönlichem Interview, Fragebogen und Usability-Test der Kundenplattform im Internet: Zunächst am Beginn des Projekts vor Installation der Smart Meter (August/September 2010), dann nach einer rund dreimonatigen Nutzung der intelligenten Zähler (März/April 2011) und abschließend nach einem weiteren halben Jahr (Oktober/November 2011).

### **4.3.4 Kundentarifizierung**

Bei Entwurf und Konzeption des im RESIDENS-Projekt erprobten Tarifmodells zur Beeinflussung des elektrischen Abnehmerverhaltens wurden sowohl Marktdaten wie Beschaffungspreise als auch Verbrauchsprognosen privater Verbraucher berücksichtigt.



Im Ergebnis wurde ein dreistufiger, zeitflexibler Tarif mit einer Preisspreizung von ca. 30% zwischen Hochtarif und Niedertarif entworfen, der 2010 bei den freiwillig teilnehmenden Kunden eingeführt und untersucht wurde.

von	bis	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So	
00:00	01:00	IImstrom smart Zone 1							
01:00	02:00								
02:00	03:00								
03:00	04:00								
04:00	05:00								
05:00	06:00								
06:00	07:00								
07:00	08:00	IImstrom smart Zone 2							
08:00	09:00								
09:00	10:00								
10:00	11:00	IImstrom smart Zone 3							
11:00	12:00								
12:00	13:00								
13:00	14:00								
14:00	15:00	IImstrom smart Zone 2							
15:00	16:00								
16:00	17:00								
17:00	18:00								
18:00	19:00								
19:00	20:00								
20:00	21:00								
21:00	22:00	IImstrom smart Zone 1							
22:00	23:00								
23:00	00:00								

Bild 4.7: Dreistufiger, zeitflexibler Tarif im Forschungsprojekt RESIDENS  
(Zone 1 : Niedertarif, Zone 2: Mitteltarif, Zone 3: Hochtarif)

Über eine Website konnte der personalisierte Verbrauch durch die einzelnen Verbraucher nach individueller Anmeldung abgerufen werden (RESIDENS-Kundenportal, siehe Kap. 6). Das Tarifmodell ist in Bild 4.7 dargestellt. Es wird deutlich, dass sich der Tarif an der Beschaffungssituation im deutschen Energiemarkt orientiert: Während in der Nacht der Verbrauch deutschlandweit eher gering und Strom damit preisgünstig zu beschaffen

ist, steigt der Verbrauch gegen 7 Uhr morgens an, und findet sein Preismaximum in der Zeit zwischen 10-14 Uhr. Nachmittags sinkt der Verbrauch bis schließlich gegen 22 Uhr die Grundlast wieder erreicht wird. Am Wochenende wurde keine Hochtarif-Zeitspanne eingesetzt.

Freitags setzt der Niedertarif deutlich früher ein als an den anderen Werktagen. Dies ist als Maßnahme zur Kundenbindung gedacht und soll Verbraucher animieren, bestimmte im Haushalt anfallende Verbrauchsprozesse wie beispielsweise Staubsaugen in dieses Zeitfenster zu verschieben.

### **4.3.5 Ergebnisanalyse**

Um das Verhalten der Teilnehmer im vorgegebenen Zeitraum (Dez. 2010 – Juli 2011) zu analysieren, wurden die gesammelten Werte aggregiert und standardisiert; die Werte der einzelnen Wochentage wurden gemittelt. Die Zeitperioden Winter (Dez.-Feb.), Frühling (März-Mai) sowie Sommer (Juni-Juli) wurden definiert. Weil sich die Datengrundlage auf den Verbrauch im Zeitraum von Dezember 2010 bis Juli 2011 bezog, wurde der Herbst *nicht* als Zeitperiode aufgenommen. Der Beginn des Feldversuchs war von technischen Schwierigkeiten bei der Inbetriebnahme der Zähler und deren Kommunikation zum Backendsystem geprägt. Für die Auswertung und weitergehende Untersuchung der Messreihen war es somit erforderlich, geeignete Plausibilitäts- und Ersatzwertverfahren zu entwickeln, um fehlende und fehlerhafte 15-Minutenwerte insbesondere im ersten Zeitraum des Feldversuch (Dez. 2010 bis Juli 2011) durch plausible, der Kundencharakteristik entsprechende Werte zu ersetzen (siehe Kap. 5.6). In vereinzelt Fällen konnten die 15-Minuten-Verbrauchsprofilmessungen aufgrund größerer Ausfälle nicht bei der Auswertung berücksichtigt werden. Die betreffenden Kunden konnten dennoch korrekt über die im Zähler lokal erfasste Energieverbrauchsmessung abgerechnet werden.

Die gemittelten und standardisierten Werte für jeden Wochentag in den drei Wintermonaten sind in Bild 4.8 dargestellt. Das Lastprofil der RE-

SIDENS-Haushalte zeigt mehrere Abweichungen zu den Referenzwerten. Die *Referenzwerte* wurden im selben Zeitraum an einer Ortsnetzstation, welche eine Anzahl privater Haushalte (aber kein Gewerbe) mit Strom versorgt, gemessen. Die Vergleichbarkeit der Referenzwerte zu synthetischen Lastprofilen privater Verbraucher wurde in [7] nachgewiesen. Die Anwendung des Kolmogorov-Smirnoff-Tests zeigt, dass die Verbrauchswerte der teilnehmenden Haushalte in RESIDENS sich signifikant von den Referenzwerten unterscheiden, dass also eine überzufällige Lastverschiebung stattfand.

Bei genauerer Betrachtung der Verbrauchswerte in Bild 4.8 fällt ein scharfer Verbrauchsanstieg jeweils in der Zeit zwischen 6 und 7 Uhr morgens auf (erste Verbrauchsspitze nach dem nächtlichen Verbrauchstief). In dieser Zeit schaffen es die Verbraucher offensichtlich, Strom verbrauchende Prozesse in die Zeitspanne vor dem Wechsel der Tarifstufe von NT nach MT zu verschieben. Weiterhin wird deutlich, dass die Versuchsgruppe in der Zeit zwischen 7-16 Uhr deutlich weniger Energie verbraucht als die Referenzwerte vorgeben. In dieser Zeit gelten die deutlich teureren HT- und MT-Tarife, die den Verbraucher offensichtlich zum Energiesparen animieren. Persönliches Feedback aus dem Teilnehmerumfeld deutet an, dass beispielsweise Waschmaschinen programmiert werden, um in den frühen Morgenstunden die NT-Zeit auszunutzen. Allerdings sind keine Hinweise vorhanden, dass eine größere Anzahl der Teilnehmer über diese technischen Möglichkeiten verfügt oder diese nutzt. Auch die Referenzwerte zeigen nachts einen höheren Verbrauch als vom Standardlastprofil vorgegeben wird. Dies bedeutet, dass der höhere Verbrauch in der Nacht bei den RESIDENS-Kunden nicht ausschließlich auf den Niedertarif zurückzuführen ist. Insgesamt scheint der nächtliche Verbrauch in Ilmenau höher zu sein, als das Standardlastprofil vermuten lässt.

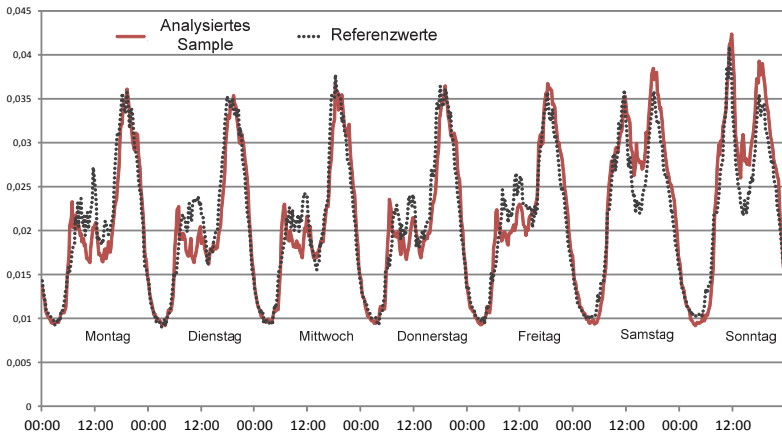


Bild 4.8: Aggregiertes Lastprofil des RESIDENS-Samples in der Winter-Periode im Vergleich zum Standardlastprofil

Die höchste Differenz zwischen Referenz- und Sampledaten kann in den kurzen NT-Zeitabschnitten jeweils am Samstag- und Sonntagnachmittag (14-18 Uhr, siehe Bild 4.7) nachgewiesen werden: Es zeigte sich, dass die Teilnehmerinnen und Teilnehmer auf diese positiven Signale stärker reagierte als zu allen anderen Tarifgrenzen während der Woche (siehe Bild 4.8), vermutlich weil zur Nachmittagszeit am Wochenende viele Haushaltsmitglieder zu Hause sind und zur Lastverlagerung beitragen können.

Nach der Betrachtung der Werte erfolgte eine schrittweise, lineare multiple Regression<sup>3</sup> als Teil einer Zeitreihenanalyse. Dabei wurden nur exogene Größen betrachtet. Bei exogenen Größen handelt es sich um äußere Einflüsse, wie beispielsweise die Tarifstufen oder saisonale Kompo-

---

<sup>3</sup> Die Entscheidung, die Regression schrittweise durchzuführen, fiel aufgrund der Tatsache, dass diese Methode nur dann zusätzliche Prädiktoren verwendet, wenn diese die erklärte Varianz über das vorhandene Maß hinaus verbessern. Auf diese Weise führt die Methode zu einem sehr sparsamen Modell.

nennten, wie Monate. Das Ziel der Analyse war es herauszufinden, welche Faktoren einen Einfluss auf den Verbrauch der RESIDENS-Kunden haben und wie stark dieser ist. Die einzelnen Monate, Wochentage und Tarifstufen wurden Dummy-codiert<sup>4</sup> und in die Analyse eingefügt. Die Referenzkategorien sind Dezember (Monate), Sonntag (Wochentage) und Mittelarif MT (Tarifstufen), sie erscheinen also *nicht* separat in Tabelle 4.1.

Bei der Methode der linearen Regression wird eine Gerade durch eine Punktwolke gelegt. Bei einer Regression mit nur einem Prädiktor lautet die Geradengleichung [8]:

$$Y = \alpha + \beta * x \quad (4)$$

Dabei ist  $\alpha$  die Konstante, die den Schnittpunkt der Geraden mit der Y-Achse bildet. Die Steigung der Geraden wird durch  $\beta$  (Beta-Gewicht) beschrieben,  $x$  stellt den Wert der Variable dar. Im Falle einer multiplen Regression lautet die Formel [8]:

$$Y = \alpha + \beta_1 * x_1 + \beta_2 * x_2 + \dots + \beta_n * x_n \quad (5)$$

Die Beta-Gewichte der multiplen Regression treffen eine Aussage über die Wichtigkeit der Kategorien bzw. Variablen bei der Vorhersage des Verbrauchs (Betrag) sowie über die Richtung des Zusammenhangs (Vorzeichen). Die Beta-Gewichte werden mit Hilfe eines t-Tests auf statistische Signifikanz geprüft (Signifikanzniveau  $\alpha=.05$ ), zudem wird die Varianzaufklärung des Modells über den Determinationskoeffizienten  $R^2$  ermittelt. Die Verbesserung der Vorhersage durch Hinzunahme eines weiteren Prädiktors wird mit Hilfe des F-Tests geprüft.

---

<sup>4</sup> Zur Dummy-Codierung wird je eine Kategorie als Referenz eingesetzt, was zu  $n-1$  Kategorien führt. Die Codierung erfolgt binär.

Die Ergebnisse der multiplen Regressionsanalyse sind in Tabelle 4.1 dargestellt. Alle Prädiktoren wurden mit Hilfe einer schrittweisen Regression aufgenommen und erwiesen sich als statistisch signifikant. Erwartungsgemäß hat die *Uhrzeit* ( $\beta = +.54$ ) den größten Einfluss auf das Verbraucherverhalten: Der Stromverbrauch *steigt* (positives Vorzeichen des beta-Gewichts) tendenziell innerhalb des Tages an: um 4 Uhr wird beispielsweise deutlich weniger verbraucht als um 14 Uhr.

Tabelle 4.1: Ergebnisse der Zeitreihenanalyse über die Verbrauchswerte (Kriterium) der RESIDENS-Haushalte in Abhängigkeit von Uhrzeit, Tarif, Wochentag und Monat (multiple Regressionsanalyse)

	Prädiktor	beta	beta	t	p
Uhrzeit	Zeit	+ .54	.54	61.03	<.001
Tarif	NT	- .33	.33	- 34.92	<.001
	HT	- .13	.13	- 13.93	<.001
Wochentag	Montag	- .22	.22	- 20.40	<.001
	Dienstag	- .24	.24	- 22.22	<.001
	Mittwoch	- .22	.22	- 20.52	<.001
	Donnerstag	- .22	.22	- 20.33	<.001
	Freitag	- .17	.17	- 15.87	<.001
	Samstag	- .04	.04	- 4.06	<.001
Monat	Januar	- .06	.06	- 5.74	<.001
	Februar	- .10	.10	- 8.91	<.001
	März	- .14	.14	- 13.09	<.001
	April	- .22	.22	- 20.04	<.001
	Mai	- .24	.24	- 22.09	<.001
	Juni	- .26	.26	- 23.69	<.001
	Juli	- .27	.27	- 24.84	<.001

Der *Niedertarif* weist dem Betrag des beta-Gewichts zufolge den zweitgrößten Einfluss auf den Stromverbrauch der RESIDENS-Kunden auf

( $\beta = -.33$ ), allerdings mit negativem Vorzeichen, d.h. im Niedertarif wird vergleichsweise weniger verbraucht als im Mitteltarif. Das liegt hauptsächlich am Zeitfenster des Niedertarifs (oft in den Nachtstunden). Der bei der Dummy-Kodierung als Referenzkategorie verwendete Mitteltarif taucht in Tabelle 4.1. nicht auf. Auf diese Tarifzone entfällt gemäß BDEW-Standardlastprofil der meiste Verbrauch (aufgrund der sog. „Fernsehschpitze“ gegen 20 Uhr).

Der Vergleich zwischen den Beta-Gewichten des Hoch- und Niedertarifs zeigt, dass im Hochtarif ebenfalls weniger verbraucht wird als im Mitteltarif (negatives beta-Gewicht), allerdings in geringerem Maße als beim Niedertarif, was vor allem daran liegen dürfte, dass der Hochtarif definitionsgemäß nicht nachts, sondern zu Spitzenverbrauchszeiten liegt. Separat betrachtet (d.h. ohne Vergleichswerte einer Kontrollgruppe) können diese Daten des RESIDENS-Panels keine Auskunft über Lastverschiebungen geben; sie erlauben lediglich einen Vergleich der Einflussstärke der verschiedenen Prädiktoren. So zeigt sich, dass der Stromverbrauch in den Privathaushalten an Werktagen am niedrigsten ist (negative beta-Gewichte mit höherem Betrag) und zum Wochenende, wenn möglicherweise mehr Haushaltsmitglieder zu Hause sind bzw. mehr Hausarbeit verrichtet wird, zunimmt (Höchstverbrauch in der Referenzkategorie Sonntag). Ebenso ist ein Monatsverlauf zu konstatieren: Der Verbrauch ist in der Referenzkategorie Dezember am höchsten und sinkt zum Frühjahr und Sommer ab (z.B. Juli  $\beta = -.27$ ), weil der Energieverbrauch für Beleuchtung und Heizung entfällt sowie mehr Zeit draußen verbracht wird. Die Effektgrößen der betrachteten Prädiktoren bewegen sich zwischen klein und mittel ( $0,1 \leq \beta \leq 0,3$ ) mit Ausnahme der Uhrzeit, die einen starken Effekt aufweist ( $\beta \geq 0,5$ ). Das Gesamtmodell hat eine Varianzaufklärung von  $R^2_{adj} = 65\%$ .

Eine differenzierte Betrachtung der Ergebnisse zeigt, dass sich die Verbrauchswerte zwischen den einzelnen Lebensstiltypen unterscheiden (Bild 4.9).

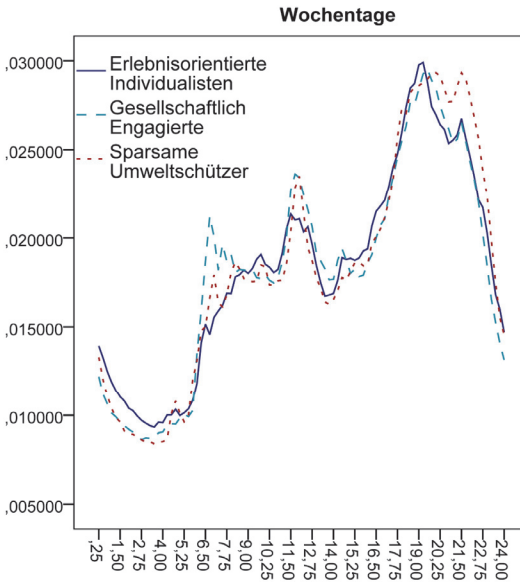


Bild 4.9: Aggregierte Profile der drei Lebensstiltypen im RESIDENS-Sample an Wochentagen

Alle drei Lebensstil-Gruppen verursachen Lastspitzen zur Tagesmitte hin und kleine Anstiege gegen 22 Uhr. Dabei muss beachtet werden, dass sich der Energieverbrauch gerade zu den Mittagsstunden danach richtet, ob Strom oder Gas zum Kochen verwendet wird. Bei der Nutzung von Gas fallen die Lastspitzen zur Mittagszeit wesentlich geringer aus.

Das Verbraucherverhalten am Wochenende ist in Bild 4.10 dargestellt. Vergleicht man die Lebensstil-Gruppen, so ist vor allem herauszustellen:



Die Erlebnisorientierten Individualisten sind die im Vergleich jüngste Lebensstil-Gruppe. Sie sind berufstätig und haben wahrscheinlich morgens weniger Zeit, sich um den Haushalt oder ein ausgiebiges Frühstück zu kümmern. Dies wird durch einen schwächeren Anstieg an Wochentagen in Bild 4.9 deutlich (durchgezogene Linie). Aus Bild 4.10 geht hervor, dass die

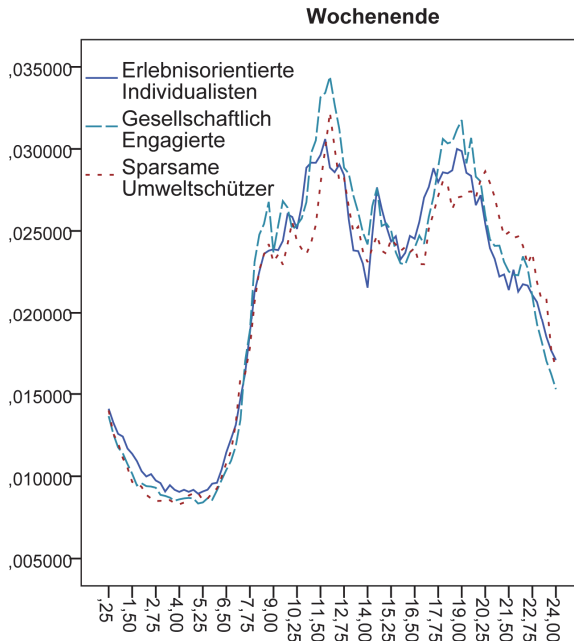


Bild 4.10: Aggregierte Profile der drei Lebensstiltypen im RESIDENS-Sample an Wochenenden

Erlebnisorientierten Individualisten verstärkt die NT-Zone am Wochenende zwischen 14 und 18 Uhr nutzen, um Energie zu verbrauchen.

Zur Gruppe der Gesellschaftlich Engagierten gehören viele Rentner, die ihren Alltag flexibel gestalten können. Sie gehören zu den Frühaufstehern und nutzen an Werktagen die Zeit vor dem NT-/MT-Übergang um 7 Uhr, um ihr Frühstück vorzubereiten. Dies ist in Bild 4.9 als Lastspitze deutlich

zu erkennen (gestrichelte Linie). Wahrscheinlich werden elektrische Verbraucher, wie z.B. Wasserkocher, Toaster oder Backofen in dieser Zeit genutzt.

Den Sparsamen Umweltschützern ist das Sparen von sowohl Geld als auch Energie sehr wichtig, weshalb sie insbesondere auf die Ausnutzung der Niedertarifzonen achten. An Wochentagen nutzen sie daher abends verstärkt die Gelegenheit kostengünstig Energie zu verbrauchen. Dies kann durch die Benutzung von Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Geschirrspülmaschinen etc. in dieser Zeit erklärt werden und hat eine Art „Rucksackeffekt zur Folge, der in Bild 4.9 gut zu sehen ist (gepunktete Linie).

Bei Betrachtung der einzelnen Tageszeiten wird offensichtlich, welchen Anreizen die Verbraucher am besten folgen können. Definierte Zeitabschnitte wurden für die Auswertung mit den jeweiligen Referenzwerten verglichen, um die Stärke des Anreizes abschätzen zu können. Dabei wurde die Lastverschiebung bzw. der Mehr- oder Minderverbrauch in den in Tabelle 4.2 dargestellten Tarifzonen betrachtet. Die totale Energieeinsparung im Vergleich zu Vorjahres- oder Referenzwerten wurde nicht untersucht. Im Zuge dieser Untersuchung können mehrere Schlussfolgerungen aus Tabelle 4.2 gezogen werden.

Tabelle 4.2: Verbrauch der RESIDENS-Haushalte im Vergleich zu den Ilmenauer Referenzwerten in zuvor definierten Zeitabschnitten

Analyse HT 10 - 14 Uhr [%]		Mo	Di	Mi	Do	Fr
	Dez - Feb	- 16	- 15	- 9	- 10	- 12
	März - Mai	- 18	- 13	- 14	- 11	- 14
	Juni - Juli	- 11	- 10	- 11	- 9	- 6
Analyse NT - MT 6 - 7 Uhr [%]	Dez - Feb	25	30	22	28	27
	März - Mai	18	19	15	15	7
	Juni - Juli	9	13	9	10	14
		Sa	So			Fr
Analyse NT 14 - 18 Uhr (WE) [%]	Dez - Feb	16	18	Analyse NT 16 - 19 Uhr [%]	4	
	März - Mai	17	25		10	
	Juni - Juli	17	25		12	

Die erste Aussage, die anhand der Tabelle getroffen werden kann, ist, dass Privatverbraucher im bestehenden Tarifgefüge stärker auf positive als auf negative Anreize reagieren. Die Stunde zwischen 6 und 7 Uhr weist eine deutliche Load-Shift-Situation auf. Die Teilnehmer werden motiviert, Energie vor 7 Uhr zu verbrauchen, was zu einem Lastanstieg von 22 - 30% in der Winterperiode führt. Später fällt dieser Wert ab, jedoch bleibt die Tendenz erhalten. Sozialwissenschaftliche Untersuchungen müssen dies noch bestätigen. Allerdings kann man davon ausgehen, dass für das Frühstück rele-

vante elektrische Geräte, wie beispielsweise Kaffeemaschinen oder Toaster, kurz vor dem Wechsel der Tarifstufen genutzt werden.

Weiterhin scheinen am Wochenende in der Zeit zwischen 14 - 18 Uhr elektrische Geräte wie z. B. Geschirrspüler oder Waschmaschinen verstärkt genutzt zu werden, die während der Woche seltener zum Einsatz kommen. Eine sukzessive Hinzunahme von elektrischen Geräten würde den konstanten Verbrauchsanstieg innerhalb des gesamten Testzeitraums erklären, der zunächst bei 16 - 18% liegt und später auf 17 - 25% anwächst. Auch das frühere Einsetzen des NT-Tarifs am Freitagnachmittag – was ursprünglich als Bonus für die Teilnehmer gedacht war – erfuhr über die Dauer der Messwarterfassung eine stärkere Aufmerksamkeit. So stieg der Verbrauchszuwachs von zunächst 4% im Winter auf 10% im Frühjahr und auf 12% im Sommer, was bedeutet, dass die Verbraucher genügend Zeit benötigen, um sich an den Tarif und dessen Möglichkeiten zu gewöhnen.

HT-Zeiten führten innerhalb des gesamten Erfassungszeitraumes zu Lastverringern. Trotzdem scheinen die Verbraucher im Feldversuch mit der Zeit das Interesse zu verlieren, in diesen Stunden Energie zu sparen. Wurden – verglichen mit den Referenzwerten – im Winter Energieeinsparungen von durchschnittlich 12% registriert, stieg der Wert im Frühjahr auf 14% und fiel dann auf durchschnittlich 9% im Sommer. Allerdings tritt auch ein positiver Gewöhnungseffekt ein, der die Nutzung gewisser Anreize – wie am Freitagnachmittag – verstärkt.

In der vorliegenden Studie stellte sich somit heraus, dass die Verbraucher im Gegensatz zu den Ergebnissen früherer, theoretischer Studien [9] auf positive monetäre Anreize (NT) stärker reagieren, als auf negative (HT). Dies mag daran liegen, dass der Tarif durch die Best-Preis-Abrechnung als Chance und nicht als finanzielles Risiko aufgefasst wird. Möglicherweise würde eine scharfe Abrechnung aufgrund des höheren finanziellen Risikos andere Reaktionen zur Folge haben. Es ist zu erwarten, dass die Reaktion auf negative Anreize entsprechend stärker ausfällt.

#### 4.4 Anpassung des Marktmodells

Mit den gewonnenen Erkenntnissen aus dem RESIDENS-Feldversuch muss das zuvor spezifizierte Marktmodell überarbeitet werden. Das neue Modell beinhaltet drei lineare Angebotskurven (HT/MT/NT), die jede Tarifstufe repräsentieren. Sie unterscheiden sich in ihrem Anstieg und beinhalten nach wie vor den Fixkostenanteil  $p(\text{fix})$ . Die Geraden folgen weiterhin Formel (1) mit der Ausnahme, dass sie für jede verbrauchte Energiemenge gelten.

Der Gewöhnungseffekt führt dazu, dass die Nachfragekurve mit der Zeit von elastisch zu gering elastisch wandert. Diese Bewegung entsteht aus den elastischen Wintermonaten und verliert an Elastizität im Frühjahr und Sommer. Die Entwicklung wird in Bild 4.11 dargestellt. Grundlage dessen sind die Durchschnittswerte aus Tabelle 4.2.

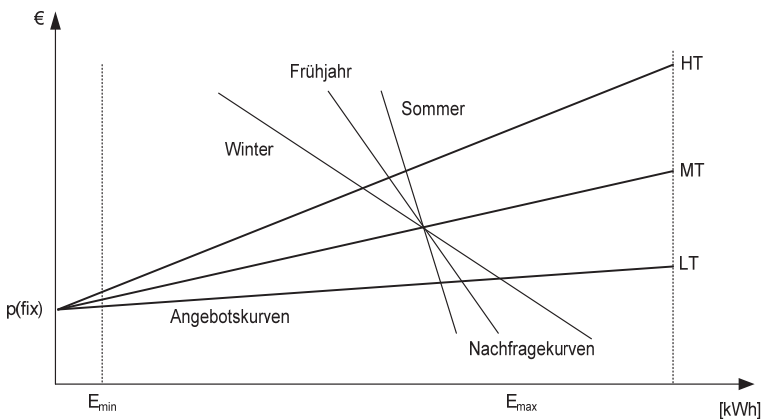


Bild 4.11: Marktmodell, abgeleitet aus dem RESIDENS-Feldversuch

Es zeigte sich also ein typischer Gewöhnungseffekt: Dinge, die neu sind, erfahren größeres Interesse als bereits Bekanntes. Ähnlich ist es mit flexiblen Tarifen. Bei der Einführung eines solchen Tarifs erscheint es am Anfang

wichtig, Geld zu sparen, indem man elektrische Energie bevorzugt in solchen Zeitperioden verbraucht, in denen die Energie günstig ist. Daher sollten Tarifstufenwechsel, wie der MT/NT-Wechsel am Freitagnachmittag besondere Beachtung finden. In diesem Fall liegt ein positiver Gewöhnungseffekt vor, bei dem sich die Verbraucher an die veränderten Umstände anpassen.

Die Grenzwerte der Nachfragekurven wurden bis jetzt noch nicht erforscht. Aber es ist selbstverständlich, dass die Nachfragekurven ihren linearen Charakter nicht behalten, je näher sie den jeweiligen Achsen (Preis bzw. Menge) kommen. Es kann davon ausgegangen werden, dass mit einem extrem hohen Energiepreis nur noch Geräte verwendet werden, deren Betrieb absolut unausweichlich ist. Diese Geräte – zu denen z.B. Licht und Kühlschränke zählen könnten – definieren ein notwendiges Mindestmaß an elektrischer Energie  $E_{min}$ , auf welches die Verbraucher nicht verzichten können.

Auf der anderen Seite könnten Umweltaspekte an Bedeutung verlieren, wenn der Preis für elektrische Energie gegen null sinkt. Es ist wahrscheinlich, dass Privathaushalte dann deutlich mehr Strom verbrauchen, als dies für ein ausreichendes Komfort-Empfinden notwendig wäre. Energie wird teilweise auch ohne Nutzen verbraucht – bestes Beispiel dafür sind beleuchtete aber ungenutzte Räume. Jedoch können Endkunden nur die Menge an Strom verbrauchen, mit der der Hausanschluss abgesichert ist, was zu einem definierten Grenzwert  $E_{max}$  führt.

### 4.5 Schlussfolgerungen

Die aus dem Feldtest hervorgegangenen Ergebnisse bezüglich Smart Metering bei privaten Verbrauchern und der damit verbundenen Laststeuerung lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

- Zumindest einige Privatverbraucher sind gewillt und in der Lage, ihren Energieverbrauch zu einem gewissen Grad an externe Vorgaben wie zeitvariable Tarife anzupassen, wenn ihnen ein entsprechendes Energieverbrauchsfeedback (hier: RESIDENS-Kundenportal) zur Verfügung steht. Diese Potenziale können durch verbessertes Stromverbrauchsfeedback möglicherweise noch gesteigert werden (vgl. Kap. 6).
- Um eine Lastverschiebung tagsüber zu erreichen, ist nicht zwingend spezielle Automatisierungstechnik (z.B. "intelligenter" Kühlschrank) erforderlich, denn das Verbrauchsverhalten privater Konsumenten ist nicht starr (z.B. aktive Verschiebung der Nutzungszeiten der Geschirrspül- oder Waschmaschine). Allerdings sind Veränderungen nicht zuletzt aufgrund des damit verbundenen Komfortverlusts relativ eng limitiert und bei unterschiedlichen Bevölkerungsgruppen mehr oder minder gut mit der Lebenssituation und dem Lebensstil kompatibel (z.B. Erwerbstätige versus Rentner; Umweltbewusste versus Erlebnisorientierte). Stromprodukte, die noch differenzierter auf die Verbrauchsgewohnheiten und Lastverschiebungspotentiale unterschiedlicher Bevölkerungsgruppen abgestimmt sind, sowie Marketing-Kampagnen, die unterschiedliche Bevölkerungsgruppen gemäß deren Einstellungen zu Strom und ihren Motiven zum Energiesparen ansprechen, könnten vermutlich die Effekte steigern.
- Eine aktive Lastverschiebung in die Nachtstunden erfolgt trotz des monetären Anreizes Niedertarif kaum (auch nicht bei der Lebensstil-Gruppe der "sparsamen Umweltschützer"). Um die Nachtzeiten besser auszunutzen ist vermutlich eine entsprechende Automatisierungstechnik im Privathaushalt notwendig (z.B. "intelligente" Kühl- und Gefrierschränke, die sich temporär abschalten).

## 4.6 Literatur

- [1] H. Jorge, C.H. Antunes und A.G Martins, *A multiple objective decision support model for the selection of remote load control strategies*. Dept. of Electr. Eng. Coimbra Univ.: IEEE Transactions on Power Systems, 2000.
- [2] C.W. Gellings und V.A. Rabl, "The Concept of Demand Side Management," in *Demand Side Management and Electricity End-Use Efficiency*. Coimbra (Portugal), Berkely (CA, USA): Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [3] M. Agsten, S. Schlegel und D. Westermann, "Load Management Potential of Electric Vehicles," *Automatisierungstechnik (at)*, pp. 188-195, März 2011.
- [4] U. Hamenstädt, "Estimation of price elasticity for electrical energy," in *University of Münster*, Münster, Germany, 2008, p. 31.
- [5] D.-S. Kirschen, *Demand Side View of Electricity Markets*, IEEE Transactions of Power Systems, Ed. Institute of Science and Technology, University of Manchester: IEEE, 2003.
- [6] G. Plettner, "Variable Energy Tariffs in the Business Field of Private Customers," Ilmenau, 2010.
- [7] M. Iffland, N. Exner, und D. Westermann, "Appliance of Direct and Indirect Demand Side Management," in *IEEE - EnergyTech 2011*, Cleveland, USA, 2011.
- [8] K. Backhaus, B.Erichson, W. Plinke und R. Weiber, „Multivariate Analysemethoden – Eine anwendungsorientierte Einführung,“ Berlin, Springer, 2008.
- [9] Z. Styczynski and M. Stötzer, Possibility of the Demand Side Management in German Power System. Conference "Grid Dynamics", München, Munich, Germany: VDE Verlag GmbH, 2011.



**5 Auswirkungen von Smart Metering auf die Energiebeschaffung im liberalisierten Energiemarkt**

*Oliver Warweg und Martin Käßler*

5.1	Einleitung .....	114
5.2	Regulatorischer Rahmen .....	114
5.3	Aufgaben des Energie und Energiedatenmanagements .....	116
5.4	Planungsgrundlagen für die Energiebeschaffung und Abrechnung im liberalisierten Energiemarkt .....	119
5.4.1	Standardlastprofil SLP .....	119
5.4.2	Registrierende Lastgangsmessung RLM .....	120
5.4.3	Zählerstandsgangmessung .....	121
5.5	Wirtschaftliche Chancen für die Energiebeschaffung durch Tarifieren .....	121
5.5.1	Minimierung der Ausgleichsenergie .....	121
5.5.2	Minimierung der Differenzbilanz .....	122
5.5.3	Minimierung der Mehr-/Minder Mengenkosten .....	123
5.5.4	Minimierung der Beschaffungskosten .....	124
5.5.5	Maximierung der Nutzung Erneuerbarer Energien (Ergänzung: und erweiterte Services) .....	125
5.5.6	Bewertung der Optionen anhand der Messwerte im Projekt RESIDENS .....	125
5.6	Auswirkungen auf die Geschäftsprozesse des EVU .....	128
5.7	Fazit und Ausblick .....	134
5.8	Literatur .....	135

## **5.1 Einleitung**

Die Energiebeschaffung ist eine wesentliche betriebswirtschaftliche Komponente für einen Energiehändler und -lieferanten. Da Smart Meter in Verbindung mit einer flexiblen Tarifierung auch Auswirkungen auf die bisher üblichen Beschaffungsinstrumente (siehe Abschnitt 5.4) und damit letztlich auch auf die Wettbewerbsfähigkeit der Marktakteure haben können, werden in diesem Kapitel die regulatorischen Rahmenbedingungen der Energiebeschaffung, typische Beschaffungsinstrumente sowie die Untersuchungsmodelle und Ergebnisse im Rahmen von RESIDENS vorgestellt.

## **5.2 Regulatorischer Rahmen**

Die regulatorischen Rahmenbedingungen für den aktuellen Energiemarkt werden durch das Energiewirtschaftsgesetz EnWG und der nachgelagerten Verordnungen und Beschlüsse definiert. Dies spiegelt sich bspw. in den unterschiedlichen Verträgen zwischen den einzelnen Marktpartnern wider. Für den Letztverbraucher sind sowohl Verträge zum Netzanschluss als Anschlussnehmer und zur Netznutzung als Anschlussnutzer (§17, §20 EnWG) sowie zur Messung und dem Messstellenbetrieb (§21b EnWG i.V.m. §3 MessZV) notwendig. Grundlage dafür sind weitere Verträge zwischen den mit dem Letztverbraucher verbundenen Marktakteuren. Dazu gehören der Lieferantenrahmenvertrag (§23 StromNZV) sowie der Messstellenrahmen- und Messrahmenvertrag (§3 MessZV). Zur Sicherstellung der Belieferung der Endkunden mit Strom sind weitere Verträge zwischen Bilanzkreisverantwortlichen und Übertragungsnetzbetreiber notwendig, die jedoch nicht näher betrachtet werden sollen. Das Zusammenspiel, des aus dem regulatorischen Rahmen resultierenden Vertragskonstrukts ist in Bild 5.1 veranschaulicht.

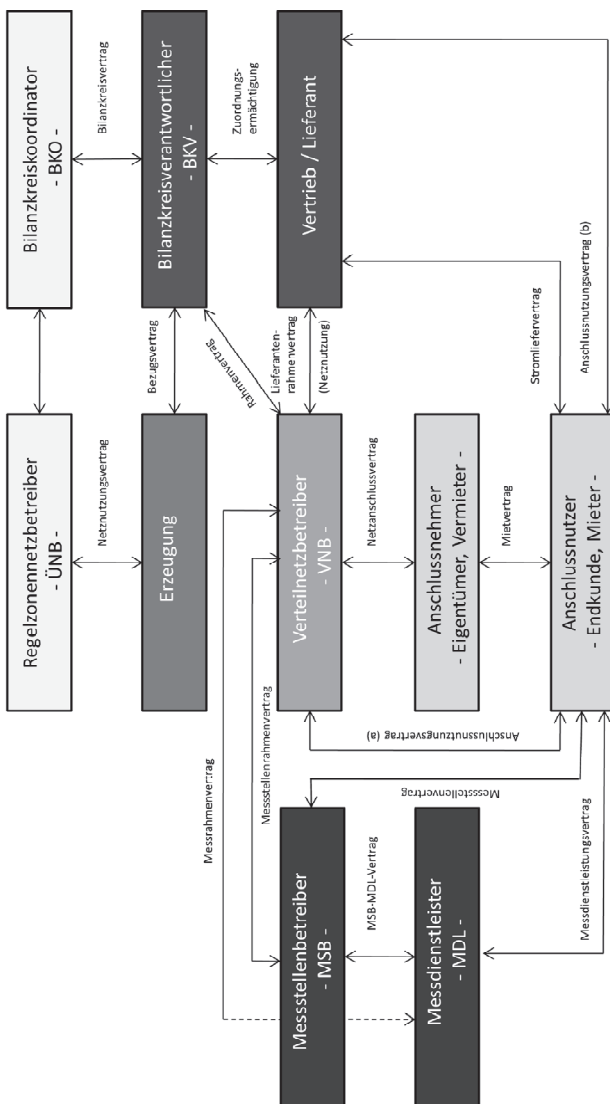


Bild 5.1: Beziehungen und Rollen im liberalisierten Marktumfeld

Im Rahmen des Forschungsprojektes RESIDENS konnten die in Bild 5.1 dargestellten energiewirtschaftlichen Prozesse des EnWG vergleichsweise genau abgebildet werden. Die Stadtwerke traten mit der Installation der Zähler gegenüber den Kunden als Messstellenbetreiber und Messdienstleister auf. Unterstützt wurden die Stadtwerke durch das Fraunhofer AST, das die erforderliche IKT-Infrastruktur mit Servern, den AMM-Abrufsystemen, dem EDM-System sowie dem Kundenportal bereitstellte. Als Sonderstellung ist zu betrachten, dass nur Kunden für das Projekt in Frage kamen, bei denen die Stadtwerke sowohl als Lieferant als auch Verteilnetzbetreiber fungierten. Die Energiemengen wurden regulär beschafft, und damit mussten auch die Prozesse des Lieferantenwechsels eingehalten werden – Änderungen in Vertragsverhältnissen wurden also im Rahmen der Teilnahme der Kunden im RESIDENS-Projekt real abgebildet.

### **5.3 Aufgaben des Energie- und Energiedatenmanagements**

Das Energie- und Energiedatenmanagement EMS-EDM PROPHET fungiert als IKT-(Informations- und Kommunikations-Technologie-)Ebene zwischen der Messung (Physik/Infrastruktur) und den Marktanwendungen (Märkte).

Prinzipiell umfasst diese Ebene die gesamte Verwaltung und Berechnung von Energiedaten im liberalisierten Marktumfeld. Grundlage dafür sind die durch die Bundesnetzagentur festgelegten Aufgaben im Rahmen der „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“ (MaBis) und der „Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität“ (GPKE). Für den Netzbetreiber bedeutet das die verursachergerechte Aufteilung aller im Netz anfallenden Energiemengen sowie die Abrechnung der Netzentgelte. Für den Bilanzkreisverantwortlichen (z.B. in Form eines Stromhändlers) sind hier die Prognose des Strombedarfs und die Beschaffung mit dem Ziel eines ausgeglichenen Bilanzkreises im Viertelstundenraster zu nennen. Für diese Aufgaben werden leistungsfähige Energiedatenmanagementlösungen benötigt. Das Energiedatenmanagement stellt da-

mit auch eine wesentliche Grundlage für weiterführende Anwendungen im Sinne eines zukünftigen Smart Market dar. Die Abgrenzung zum Smart Grid im Sinne der Bundesnetzagentur ist hierbei, dass in einem Smart Market vorwiegend Energiemengen und -flüsse behandelt werden, währenddessen sich das Smart Grid dem Thema der (Netz)kapazitäten widmet. Eine vereinfachte Darstellung des Zusammenspiels zwischen der technischen Perspektive (Zähler, Kommunikationsprotokolle und -standards) und der energiewirtschaftlichen Perspektive (Bilanzkreisverantwortliche BKV; Lieferanten LF, Marktpartner MP) ist in Bild 5.2 dargestellt.

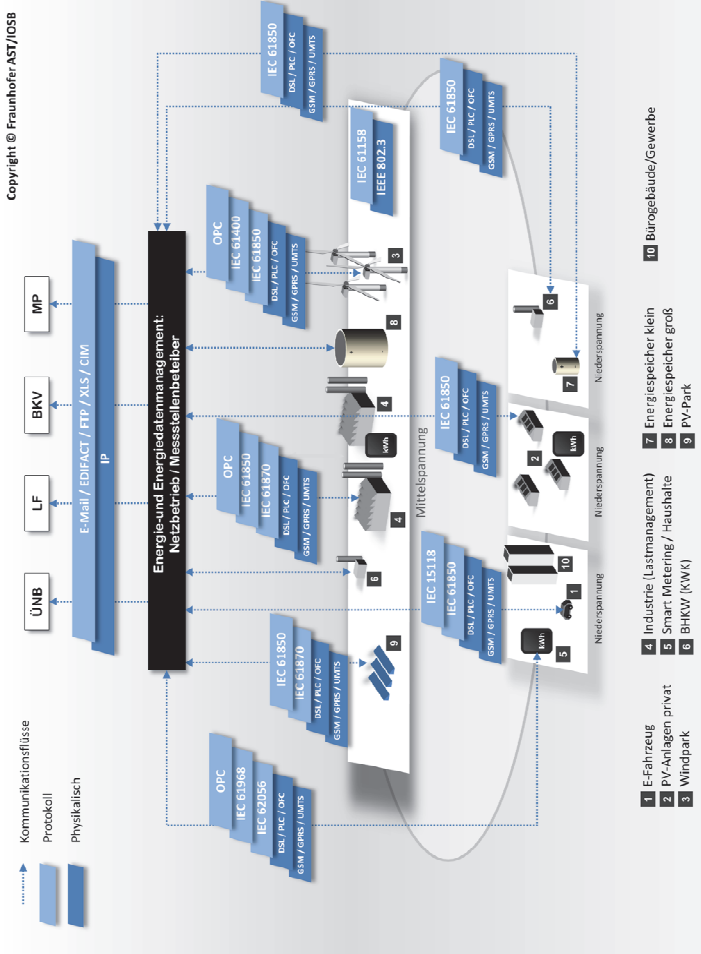


Bild 5.2 Zusammenspiel zwischen Technologie (grau) Energie- und Energiedatenmanagement (schwarz) und den Marktakteuren (weiß)

## **5.4 Planungsgrundlagen für die Energiebeschaffung und Abrechnung im liberalisierten Energiemarkt**

### **5.4.1 Standardlastprofil SLP**

Das Standardlastprofil (SLP) ist eine vereinfachte Methode, den Lastgang eines Energieverbrauchers zu prognostizieren und zu bilanzieren (§12 StromNZV). Standardlastprofile kommen dabei sowohl im Strom- als auch im Gasmarkt in der Regel bis zu einer bestimmten Verbrauchsmenge zum Einsatz und werden durch den jeweiligen Verteilnetzbetreiber (VNB) festgelegt, welcher gleichzeitig auch das wirtschaftliche (Prognose)risiko trägt. Im Strombereich beträgt diese Grenze 100 MWh. Eine Vielzahl an Zählpunkten in einem Bilanzkreis wird dann nach einem SLP bilanziert. Darüber hinaus unterscheidet man verschiedene Profiltypen von SLP, die sich je nach Verbrauchstyp unterscheiden. Für Privathaushalte kommt dabei in der Regel ein H0-SLP zur Anwendung, für Gewerbebetriebe existieren sechs verschiedene SLP (G0 – G6), drei weitere stehen für Landwirtschaftsbetriebe (L0, L1, L2) zur Verfügung. Ein Beispiel für ein SLP findet sich in Bild 5.3.

Zusammen mit einer Jahresverbrauchsprognose und dem SLP kann der Verteilnetzbetreiber nun den Energiebezug jedes einzelnen Zählpunktes bestimmen. Treten dabei Abweichungen zum tatsächlichen Verbrauch auf, müssen die Differenzen über so genannte Mehr/Mindermengen (siehe Kapitel 5.5.3) ausgeglichen werden. Aus energiewirtschaftlicher Perspektive ist es günstig, diesen Kostenpunkt zu minimieren. Beim Einsatz von Smart Metern stellt sich daher die Frage, inwieweit sich durch die erhöhte Transparenz des Stromverbrauchs in Verbindung mit einem flexiblen Tarif die Abweichungen des tatsächlichen Verbrauchs zum angenommenen Verbrauch minimieren lassen, was sich wiederum auf die Höhe der Mehr-/Mindermengenabrechnung auswirkt.

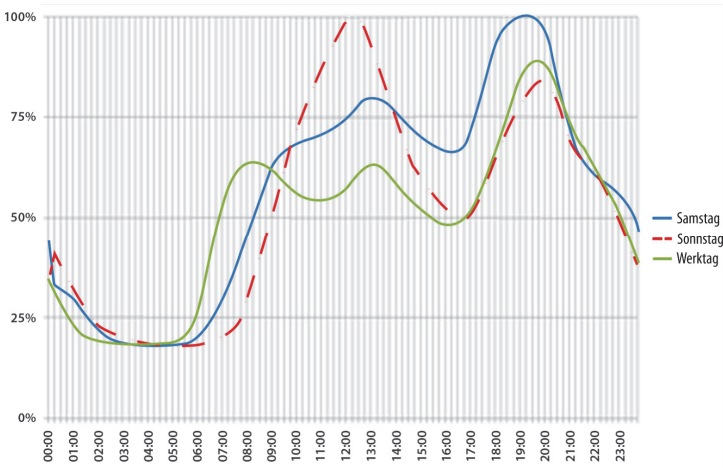


Bild 5.3: Normiertes Standardlastprofil HO eines Haushalts in den Wintermonaten

#### 5.4.2 Registrierende Lastgangmessung RLM

Bei der registrierenden Lastgangmessung (RLM) erfolgt die Leistungsmessung in der Stromwirtschaft im Viertelstundentakt. Die Werte werden anschließend in bestimmten Abständen direkt an den Verteilnetzbetreiber übermittelt. Es handelt sich also im Gegensatz zum SLP um eine genaue Messung von Leistung und Arbeit pro Zeiteinheit und nicht nur um eine standardisierte Annahme, welche aber auch einen höheren Messaufwand erfordert und damit erst ab einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh (§18 StromNZV) zu Einsatz kommt. Das Prognoserisiko liegt hier beim Lieferanten. Im Prinzip ist damit die registrierende Lastgangmessung ähnlich – aber aus technischer Perspektive aufwändiger – als Smart Metering. Die RLM ist seit Jahren im Bereich industrieller Großverbraucher (nicht jedoch bei Privatkunden) ein gängiges Verfahren.



### **5.4.3 Zählerstandsgangmessung**

Mit der Zählerstandsgangmessung sollen nach den Vorstellungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) flexible Tarife auch für Haushalts- und Gewerbekunden mit einem Verbrauch von weniger als 100.000 kWh attraktiv werden. Dabei werden die Zählerstände jede Viertelstunde gespeichert. [1] Aus den jeweiligen Differenzen kann nun der Verbrauch pro Viertelstunde ermittelt werden. Im Prinzip soll mit der Zählerstandsgangmessung eine Mischung aus SLP und RLM generiert werden. Die Zählerstandmessung ist zum einen wesentlich flexibler als die Prognose per SLP, auf der anderen Seite ist der Aufwand geringer als bei der RLM, da die Bilanzierung nicht täglich, sondern etwa monatlich erfolgen kann und ausschließlich Arbeit bilanziert wird. Bei einer Vielzahl von Einzelkunden bietet es sich darüber hinaus an, Kundengruppierungen zu bilden, um aufwändige Einzelprognosen zu vermeiden. Die Kundengruppierung könnte zu gruppenspezifischen, maßgeschneiderten Tarifen und nach den Vorstellungen der BNetzA zu dem gewünschten, marktgetriebenen Rollout von Smart Metering-Technologie führen.

## **5.5 Wirtschaftliche Chancen für die Energiebeschaffung durch Tarifierze**

### **5.5.1 Minimierung der Ausgleichsenergie**

Ausgleichsenergie wird im Bereich der Energiewirtschaft benötigt, um Differenzen zwischen tatsächlichem Verbrauch und dem prognostizierten Verbrauch auszugleichen – in der Regel werden in der Elektrizitätswirtschaft diese Werte alle 15 Minuten abgeglichen. Bei einem Stromhändler bzw. Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) bilden zum Beispiel alle Kunden einen Bilanzkreis, deren Verbrauch prognostiziert und durch entsprechende Kraftwerkskapazitäten zu decken ist. Treten dabei Differenzen auf, müs-

sen die Ungleichgewichte durch den Bezug von Ausgleichsenergie beseitigt werden. Die Ausgleichsenergie wird im deutschen Strommarkt durch die Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt und kann sowohl positiv als auch negativ sein. Dabei ist es auch möglich, dass sich die Differenzen zwischen einzelnen Bilanzkreisen ausgleichen. Der energiewirtschaftliche Vorteil eines Bilanzkreisverantwortlichen durch den Einsatz von flexiblen Tarifen und Smart Metern kann nun darin bestehen, durch die wesentlich umfangreiche Verbrauchsdatenbasis die Differenz zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Verbrauch im Rahmen seiner Bilanzkreise zu minimieren und damit auch den Bezug von Ausgleichsenergie zu verringern. Voraussetzung dafür ist die Erfassung und Abrechnung der Kunden per RLM, da nur diese über die tatsächlich gemessene Leistung abgerechnet werden. Werden die Kunden trotz der Smart Meter weiterhin als Standardlastprofil-Kunden betrachtet, ist die Ausgleichsenergie aus Sicht des Bilanzkreisverantwortlichen laut aktueller Definition Null und schlägt sich negativ auf die Differenzbilanz nieder, welche im Folgenden erörtert wird. Damit gibt es gegenwärtig für den Bilanzkreisverantwortlichen keine Motivation, Tarife zur Minimierung der Ausgleichsenergiekosten anzubieten.

### **5.5.2 Minimierung der Differenzbilanz**

Die Anpassung des Verbrauchsverhaltens an die Tarife und die damit einhergehenden betrieblichen Abweichungen vom SLP führen bei der pauschalen Abrechnung nach dem SLP-Verfahren zu keiner Ausgleichsenergie beim BKV. Gleichwohl wird die Bilanz des Netzbetreibers dadurch negativ beeinflusst. Werden bspw. Tarife durch die Stromlieferanten definiert, die eine Abweichung des Kundenverhaltens vom SLP bewirken, so ist derzeit das damit entstehende finanzielle Risiko durch den Netzbetreiber zu tragen. Da laut der bestehenden Regularien der Netzbetreiber keine Energien beschaffen darf, erfolgt dies durch einen beauftragten BKV, welcher auch Differenzbilanzkreisverantwortliche (DBKV) bezeichnet wird. Der Einsatz von Smart Metern würde hier für den DBKV die Möglichkeit eröffnen, so-

wohl die Differenzmengen genauer zu prognostizieren als auch die Differenzen durch einen geeigneten lastvariablen Tarif über die Anpassung des Verbraucherverhaltens an das Standardprofil zu minimieren. Diese mögliche Motivation zur Bildung von Tarifen könnte auch für den DBKV bestehen, falls weiterhin die die Kunden als SLP-Kunden abgerechnet werden. Da jedoch der Differenzbilanzkreisverantwortliche keinen direkten Vertrag mit den Haushaltskunden besitzt, müssten sich diese Tarife in den Netznutzungsentgelten widerspiegeln und würden somit für alle Kunden gleich sein.

Ein weiterer Unterschied ist die alternative Abrechnungsart der Haushaltskunden: Entweder über synthetische Lastprofile (d.h. das Lastprofil wird für ein gesamtes Jahr fest angenommen) oder über das analytische Lastprofilverfahren. Dabei werden die Verbräuche der Kunden anteilig zum angenommenen Verbrauch auf Grundlage der Messung der Gesamlast im Netz täglich analysiert und auf die BKV aufgeteilt. Somit wird die Differenz für den Netzbetreiber wieder Null und das Risiko der Prognose liegt wieder bei dem BKV, wobei dieser die Lastprofile prognostizieren muss. Dabei wird für alle Kunden aber ein identisches Verhalten angenommen. Ein Einsatz der Smart Meter bietet hier keinen offensichtlichen Vorteil. Sollen lastvariable Tarife zur Beeinflussung der Kunden entsprechend des prognostizierten Lastprofils eingesetzt werden, müssten diese Tarife für alle Kunden des Verteilnetzes identisch sein, da auch das analytische Lastprofil für alle Kunden identisch ist.

### **5.5.3 Minimierung der Mehr-/Mindermengenkosten**

Wie in Kapitel 5.5.1 dargestellt, kann die Minimierung der Mehr-/Mindermengen für einen Stromlieferanten ein wichtiges Optimierungsziel im Bereich der Energiebeschaffung darstellen: Unterschreitet die Summe der in einem Zeitraum ermittelten elektrischen Arbeit die Summe der Arbeit, die den bilanzierten Lastprofilen zu Grunde gelegt wurde (ungewollte

Mehrmenge), so vergütet der Netzbetreiber dem Lieferanten oder dem Kunden diese Differenzmenge. Überschreitet die Summe der in einem Zeitraum ermittelten elektrischen Arbeit die Summe der Arbeit, die den bilanzierten Lastprofilen zu Grunde gelegt wurde (ungewollte Mindermenge), stellt der Netzbetreiber die Differenzmenge dem Lieferanten oder dem Kunden in Rechnung. Die Abrechnung der Jahresmehr- und Jahresminderungen erfolgt nach Ablauf des jeweiligen Abrechnungsjahres zwischen Lieferanten und Netzbetreiber oder zwischen Kunden und Netzbetreiber. Der finanzielle Aufwand und das Preisrisiko, insbesondere beim Überschreiten des angenommenen Verbrauchs in den bilanzierten Lastprofilen, ist im Bereich der Energiebeschaffung eine wichtige Stellgröße. Da bei dem Einsatz von Smart Metern im privaten Umfeld eine wesentlich genauere Messwerterfassung als bei einer jährlichen Ablesung erfolgt, können die Differenzen zwischen tatsächlichem Verbrauch und den im Lastprofil angenommenen Verbrauch durch entsprechende Tarifierreize – etwa im monatlichen Turnus – gezielt minimiert werden.

### **5.5.4 Minimierung der Beschaffungskosten**

In der Energiewirtschaft wird ein Großteil der Mengen nicht über den kurzfristigen Spotmarkt der Strombörse EEX, sondern über den langfristigen Terminmarkt beschafft. Anhand der erweiterten Datenbasis und der damit möglichen, genaueren Prognosen kann die Beschaffung – vor allem für kleine und mittlere Verbraucher – gezielt optimiert werden, was die Beschaffungskosten minimiert. Denkbar ist es auch, die auf den Smart Meter-Daten basierenden genaueren Prognosen für die Revisionsplanung bei Kraftwerken einzusetzen. Geht zum Beispiel ein Kraftwerk eines BKV in Revision, könnten durch gezielte tarifliche Anreize der Strombedarf der Kunden gesenkt und damit der geplante Wegfall eigener Kraftwerkskapazitäten zum Teil kompensiert werden. Prinzipiell wäre mit dem Smart Meter und hochdynamischen Tarifen auch eine direkte Beteiligung des BKV am

Intraday-Markt der EEX möglich, allerdings sind hier die Kommunikations- und Transaktionskosten derzeit unverhältnismäßig hoch.

### **5.5.5 *Maximierung der Nutzung Erneuerbarer Energien (Ergänzung: und erweiterte Services)***

Smart Meter und die damit möglichen Tarifierungen könnten perspektivisch auch zu einer verbesserten Netzintegration von Erneuerbaren Energien (EE) führen, insbesondere bei dezentraler EE-Einspeisung im Niederspannungsnetz. So beträgt die derzeit installierte Leistung von Photovoltaik allein in Deutschland über 30 GWp, ein Großteil davon befindet sich im Bereich der Niederspannung und damit in unmittelbarer Umgebung des Endverbrauchers. Durch gezielte Verbrauchsanreize über Smart Meter könnte nun eine Abregelung dieser Anlagen zu Spitzenzeiten oder die mit der Übertragung verbundenen Netzverluste reduziert werden. Ansätze, diese Überlegungen in einen wirtschaftlich funktionierenden Markt zu überführen, sind Themen der aktuellen Forschungsarbeiten. Darüber hinaus könnten im Umfeld des privaten Endkunden Smart Meter als Basisplattform für weiterführende Dienste oder Services (Eigenverbrauch, Energiespeicher, Smart Home) genutzt werden. Aus energiewirtschaftlicher Perspektive bietet der Smart Meter in einem Versorgungssystem aber auch die Möglichkeit, den an sich immateriellen Energieträger Strom mit einem „Erlebnisfaktor“ für den Endkunden zu versehen und sich damit in Vertrieb und Marketing gezielt von Wettbewerbern im Markt abzugrenzen. Die Akzeptanz und der Nutzen dieser Services sollten in weiterführenden Forschungsprojekten untersucht werden.

### **5.5.6 *Bewertung der Optionen anhand der Messwerte im Projekt RESIDENS***

Die Analyse der Auswirkungen auf das Kundenverhalten wurde unter Annahme der im Kapitel 5.4 und Kap. 5.5 dargestellten Optionen durchge-

führt. Da der Einfluss dynamischer Tarife auf Grund der technischen Probleme nicht untersucht werden konnte, beschränken sich die Untersuchungen in diesem Kapitel auf den Einfluss mehrerer Tarifzonen auf das Verhalten der Kunden und die Veränderung des Verhaltens sowie die Möglichkeiten einer verbesserten Prognose auf Grund der genaueren Datenbasis der Kunden sowohl für die tarifierten Kunden als auch die Kontrollgruppe, die sich aus nicht-tarifierten Kunden zusammensetzt.

Eine erste Analyse der Messwerte erfolgte in [2]. Ein Versuch der Modellbildung findet sich in diesem Buch im Kapitel 4.3. Wie die in [2] dargestellten Untersuchungen zeigen, kann eine Anpassung des Verhaltens an die Tarifsignale festgestellt werden, welche auch statistisch signifikant ist. Dieser Zusammenhang ist in Tabelle 5.1 abgebildet. Es wurden auf Grund der statistischen Analyse Typtage für die Versuchsgruppen gebildet und deren Abhängigkeit von den Tarifen analysiert.

Tabelle 5.1: Ergebnis der Regressionsanalyse über die Verbrauchswerte der Teilnehmer (n=167)

	Tag	Kreuzkorrelation Verbrauch/Tarif
Hauseigentümer	Werktag	-0,14
	Freitag	0,63
	Samstag	0,64
	Sonntag	0,28
Mieter	Werktag	-0,22
	Freitag	0,66
	Samstag	0,66
	Sonntag	0,15

Dabei zeigte sich, dass an Werktagen der Verbrauch signifikant abnimmt, wenn der Tarif steigt und der Verbrauch zunimmt, wenn der Tarif sinkt. Allerdings ist die Abhängigkeit zu gering ausgeprägt um diese mit den aktuellen Methoden systemtechnisch auszunutzen. An Wochenenden sind die Korrelationen sogar positiv, was nicht dem erwarteten Effekt entspricht und daher auf eine Nichtbeachtung der Tarifierreize hindeutet. Anhand der in Kapitel 5.4 dargestellten Optionen bei der energiewirtschaftlich relevanten Beschaffungsoptimierung ist erkennbar, dass die Prognose des Verbrauchs eine entscheidende Rolle für die BKV spielt. Auf Grundlage der statistischen Analyse wurden die aktuell in der Energiewirtschaft verwendeten Prognosemodelle auf die zu dem Zeitpunkt der Analyse vorliegenden Messwerte angewendet. Im Ergebnis kann festgestellt werden, dass die Prognose der nicht-tarifierten Kunden bessere Ergebnisse aufweist, als die

Prognose der tarifierten Kunden. Je stärker die Reaktion auf die Tarifierenreize ist, desto ungenauer ist die Prognose [2]. Als Schlussfolgerung lässt sich daraus ableiten, dass keine Motivation der BKV zur Nutzung von Smart Metern in Verbindung mit Tarifen unter dem Gesichtspunkt der in Kapitel 5.5 beschriebenen Methoden besteht. Die weitere Definition eines geeigneten Kundenmodells zur genaueren Abbildung und Prognose für die energiewirtschaftlichen Betrachtungen sind Thema weiterführender Forschung.

### **5.6 Auswirkungen auf die Geschäftsprozesse des EVU**

Im Rahmen der Untersuchung zu den Auswirkungen auf die Geschäftsprozesse wurden die in Bild 5.4 dargestellten Prozesse analysiert. Ein spezieller Fokus wurde dabei auf die Prozesse „Tägliche Übermittlung der Lastgangzeitreihen“ sowie auf die „Jahresabrechnung“ gelegt. Dazu wurden zunächst die Ist-Prozesse aufgenommen und anschließend auf die Auswirkungen des Smart Metering hin untersucht und Soll-Prozesse abgeleitet.



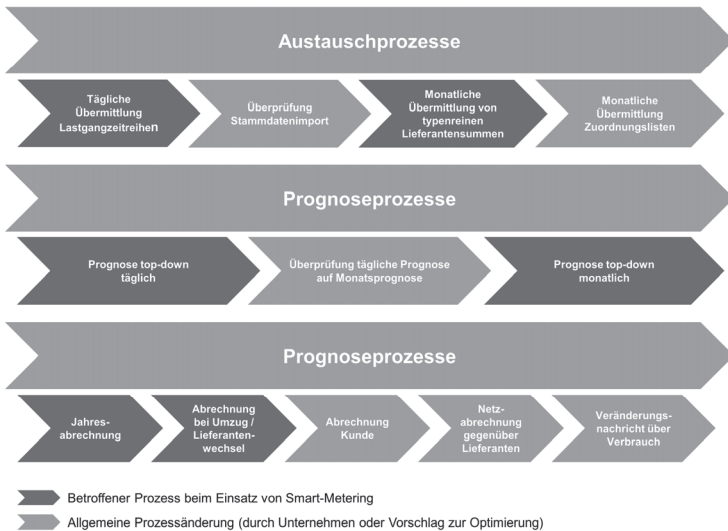


Bild 5.4: Prozesslandkarte eines kommunalen EVU [3]

Der Prozess der Übermittlung der täglichen Lastgänge erfolgt obligatorisch für alle viertelstündlich gemessenen Kunden (RLM-Kunden) und ist in Bild 5.5 dargestellt. Durch das ZFA-System des Netzbetreibers erfolgt die automatisierte Erfassung der Daten. Ist diese für einen Kunden nicht erfolgreich, kann nach manueller Wiederholung ein Kundenbesuch erforderlich sein. Die Messwerte werden in das Energiedatenmanagement des Netzbetreibers übernommen und auf Vollständigkeit geprüft. Für fehlende Werte ist der Netzbetreiber verpflichtet, Ersatzwerte zu bilden. Anschließend erfolgt der Versand an die Lieferanten.

Trotz der Unsicherheit über das noch nicht endgültig festgelegte Verfahren wurden zur Realisierung dynamischer Tarife und zur Ermittlung deren Auswirkungen auf die Beschaffungsoptimierung die Smart Meter Kunden des Projektes RESIDENS als Lastgangkunden (RLM-Kunden) be-

trachtet, d.h., die Bilanzierung und Abrechnung ergibt sich direkt über die ausgelesenen Viertelstundenwerte.

Die Realisierung dynamischer Tarife und der Ermittlung der Auswirkungen auf die Beschaffungsoptimierung wurden die Smart Meter Kunden, trotz der Unsicherheit über das noch nicht endgültig festgelegte Verfahren, in dem Projekt als Lastgangkunden (RLM-Kunden) betrachtet, d.h. die Abrechnung und Bilanzierung erfolgt direkt über die ausgelesenen Viertelstundenwerte. Die Realisierung des zeitabhängigen dynamischen Tarifs erfolgt nicht im Zähler, sondern auf Basis des ausgelesenen Lastgangs je

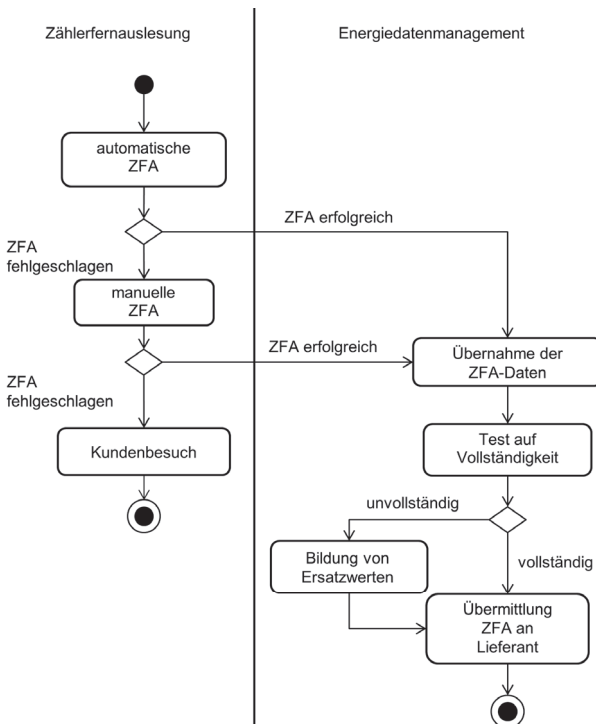


Bild 5.5: Zählerauslesung zur Lastgangübermittlung

Kunde. Die tarifierten Daten werden dem Kunden durch den Lieferanten als Feedback-Instrument über ein Web-Portal bereitgestellt (siehe Bild 5.6 sowie Kapitel 6.2.1). Der prinzipielle Prozessablauf beim Netzbetreiber ändert sich nicht. Die Anzahl der zu überwachenden Zähler und die Anforderungen an die zu installierende IT-Infrastruktur werden jedoch stark erhöht. Dies gilt neben der Änderung des Prozesses auch für den Lieferanten.

Ausgangspunkt für die Erstellung der Abrechnung ist entweder der Eintritt des Abrechnungszeitpunktes oder der Umzug bzw. Lieferantenwechsel des Kunden. Um die Abrechnung erstellen zu können, sind die aktuellen Zählerstände zu erheben. Die notwendige Ableseart unterscheidet sich nach dem Netzgebiet des Kunden. Befindet sich der Kunde im eigenen Netzgebiet und handelt es sich um die Jahresabrechnung, so sind die Daten durch den Netzbetreiber/Messdienstleister (Shared Service eines EVU) bereits erfasst und müssen in das Abrechnungssystem des Energielieferanten übernommen werden. Im Falle des Lieferantenwechsels/Umzugs oder bei Kunden in fremden Netzgebieten erfolgt der Versand einer Selbstablesekarte, die durch den Kunden auszufüllen ist. Im Regelfall erfolgt eine Übersendung der ausgefüllten Karte durch den Endkunden an den Energielieferanten. Ist dies der Fall, wird der Zählerstand in das Abrechnungssystem eingepflegt. Geht keine Karte beim Energieversorger ein, findet eine Schätzung des Verbrauchs statt.

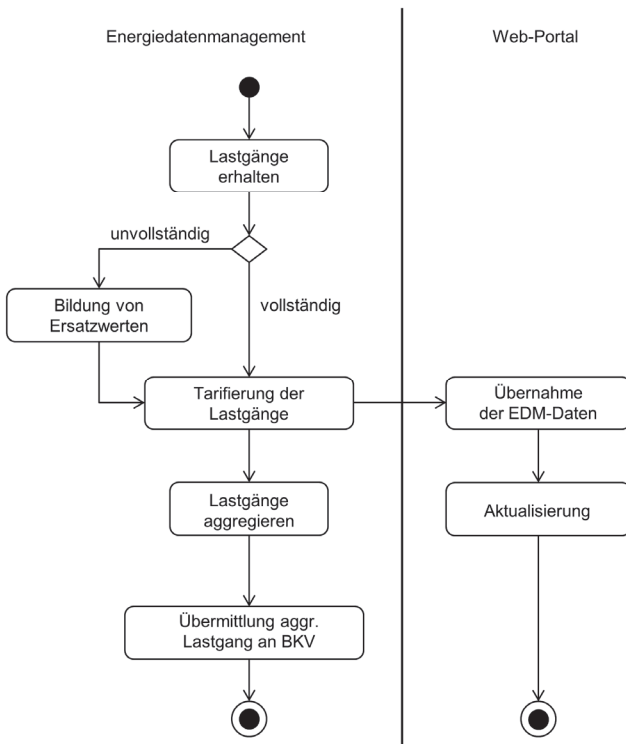


Bild 5.6: Prozess des Empfangs und der Tarifizierung beim Energielieferanten

Durch den Einsatz von Smart Metern ist es nicht mehr notwendig, Selbstablesungen oder Ablesedateien durch einen Messdienstleister MDL zu erheben, welche nach der Erfassung der Zählerstände ins Abrechnungssystem eingespielt werden. Der für die Abrechnung notwendige Zählerstand wird stattdessen, angestoßen durch einen Shared Service für Netzbetreiber und Lieferanten des EVU, für Kunden im eigenen Netz über die ZFA

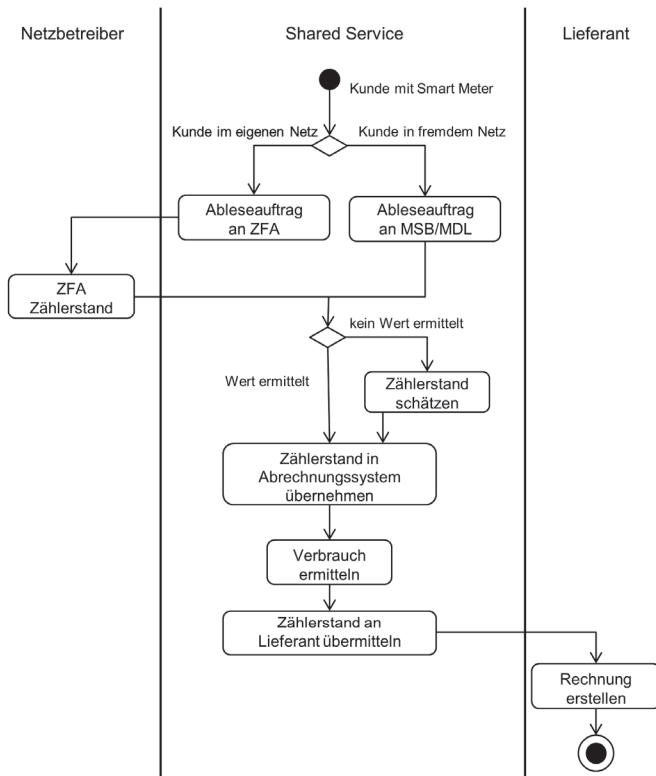


Bild 5.7: Abrechnung eines Smart Meter Kunden

ausgelesen (siehe Bild 5.7). Für Kunden in fremden Netzen ist der dort verantwortliche MDL zu beauftragen. Zu berücksichtigen ist beim Lieferanten die hinzukommende Variabilität der Rechnungslegung entsprechend der möglichen Tarifvarianten.

## 5.7 Fazit und Ausblick

Die Einführung von Smart Metering bietet aus energiewirtschaftlicher Betrachtung sowohl Chancen als auch Risiken für die Marktteilnehmer. Aus Beschaffungssicht sind das die Minimierung von Ausgleichsenergie und Mehr-/Minder Mengen. Demgegenüber stehen die Kosten für die Errichtung der Infrastruktur und Investitionen in die IT (Zählerhardware, IT-Systeme, Schulung des Personals). Für Netzbetreiber, Messstellenbetreiber, Messdienstleister und Energielieferant steigen die Anforderungen durch das heterogene Marktumfeld der Smart-Meter-Zählertechnologien sowie durch die zu unterstützenden Ausleseprozesse und Datenformate. Insgesamt nehmen die Komplexität der Messwerterfassung und die einhergehenden Kosten zu, nicht zuletzt auch durch individualisierte Tarife und die damit verbundene Rechnungslegung sowie die in Kapitel 3.1.2 kurz dargestellten Aspekte bezüglich des Datenschutzes. Außer einer geeigneten Anreizregulierung stehen dem Netzbetreiber hier wenige Möglichkeiten zur Verfügung, da er aktuell keine Eingriffsmöglichkeiten in die Tarifierung des Lieferanten besitzt. Ohne die registrierende Viertelstundenleistungsmessung gehen allerdings die Vorteile der Beschaffungsoptimierung (die für flexible Tarife nicht notwendig ist) verloren. Hinzu kommt das Risiko der Verwässerung des Standardlastprofils SLP durch flexible Tarife und das damit erhöhte Beschaffungsrisiko. Ein Vorteil für den Lieferanten können die von der Tarifierungsvariante abhängigen Minimierungsmöglichkeiten für Ausgleichsenergiekosten oder Mehr-/Minder Mengenkosten sein, was wiederum entscheidend von den regulatorischen Vorgaben abhängig ist. Weitere energiewirtschaftliche Investitionsrisiken entstehen bei Änderungen der Rahmenbedingungen, wie die aktuellen Diskussionen um das Schutzprofil des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) für Smart Meter zeigen (vgl. Kap. 7). Die Unsicherheiten über die regulatorischen Vorgaben führen insgesamt auch zu Unsicherheiten bei den Investitionstätigkeiten der EVU in Bezug auf Smart Meter. Das Ziel der Neuaus-

richtung der Energieversorgung in Deutschland und die damit verbundene Neugestaltung der dazu notwendigen Prozesse und Informations- und Kommunikationsstrukturen muss also weiterhin politisch motiviert werden.

Mittelfristig können die Kosten zur Bereitstellung der Smart-Meter-Infrastruktur durch Kombizähler, die nicht nur Strom, sondern auch Gas und Wasser berücksichtigen, gesenkt werden. Ein Pilotprojekt mit 30.000 Zählern wird dazu momentan von der SAP AG und RheinEnergie AG im Raum Köln durchgeführt [4].

Langfristige energiewirtschaftliche Aspekte von Smart Metering sind eine verbesserte Ausnutzung dezentraler Einspeiser durch die gezielte Beeinflussung des lokalen Verbrauchs sowie die Nutzung des Smart Meter als „Gate“ zur Bereitstellung individueller Energie-Services wie einem optimierten Eigenverbrauch, Speicherbewirtschaftung, verbesserter Energieeffizienz oder Demand-Side-Management-Anwendungen direkt beim Endkunden. Diese Anwendungen könnten wesentliche Elemente eines zukünftigen Smart Market in der Elektrizitätswirtschaft darstellen.

## **5.8 Literatur**

[1] vgl. § 12 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)

[2] Warweg, O. et al., "Analysis of the effects of Demand Response to the integration of renewable energy into the distribution grid," in International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, ed, 2011

[3] Flachsenberger, I., „Analyse ausgewählter Geschäftsprozesse eines kommunalen Energieversorgers unter Einbezug der Einführung von Smart Metering sowie der Integration des Endkunden“, Diplomarbeit: Technische Universität Ilmenau, 2011

[4] Hammerschlag, H., „Erfahrungsbericht aus dem Smart meter-Pilotprojekten der RheinEnergie AG“, RheinEnergie AG, Köln, 2011

Verfügbar:

<http://www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/gas/messung/hammerschlag11.pdf>



## **6 Smart Metering aus Kundenperspektive – Usability-Evaluation eines Stromverbrauchsfeedback-Systems**

*Nicola Döring und Nadine Exner*

6.1	Einleitung .....	138
6.2	Stromverbrauchsfeedback-Systeme und deren Usability.....	139
6.3	Das RESIDENS-Kundenportal.....	143
6.4	Die Evaluationsmethode .....	145
6.4.1	Benutzer .....	147
6.4.2	Arbeitsaufgabe .....	148
6.4.3	Arbeitsmittel.....	148
6.4.4	Umgebung .....	148
6.5	Ergebnisse der Evaluation des RESIDENS-Kundenportals .....	149
6.5.1	Erwartungen an das RESIDENS-Kundenportal.....	149
6.5.2	Nutzung des RESIDENS-Kundenportals .....	150
6.5.3	Usability des RESIDENS-Kundenportals .....	151
6.6	Diskussion.....	157
6.7	Literatur.....	163

## 6.1 Einleitung

Den Kern von RESIDENS bildet ein Pilotprojekt, das über zwei Jahre hinweg die Nutzung von Smart Metern in ausgewählten Privathaushalten einer Kleinstadt untersuchte. Die Privathaushalte, die an dem Projekt teilnahmen, hatten im Rahmen einer Kooperation mit dem lokalen Stromanbieter einen intelligenten Stromzähler, einen persönlichen Zugang zu einem Internetportal, welches den Stromverbrauch des eigenen Haushalts darstellt (*RESIDENS-Kundenportal*), sowie einen zeitvariablen, dreistufigen Tarif (Hoch-, Mittel- und Niedertarif) erhalten. Das Internetportal wurde eigens für das RESIDENS-Projekt entwickelt. Es bietet als Online-Feedbacksystem verschiedene Darstellungsmöglichkeiten für den eigenen Energieverbrauch, der mittels Smart-Meter-Technologie viertelstundengenau erfasst wird. Im Unterschied zur *jährlichen Stromrechnung* verschafft das Feedback-System auf der Internetplattform den privaten Stromkunden fortlaufend Orientierung und Überblick, wodurch das Einsparen von Strom und Kosten potenziell gefördert werden soll (z.B. Identifikation und Abschaffung von "Stromfressern" im Haushalt, teilweise Verlagerung des Verbrauchs von Hochtarif- in Mittel- oder Niedertarifzeiten). Im Unterschied zu *Strommessgeräten*, mit denen der Verbrauch einzelner elektrischer Geräte im Haushalt separat erfasst werden kann, bietet das mit den Smart-Metering-Daten gespeiste Kundenportal den Verbrauchern eine vollständige Gesamtsicht auf den Stromverbrauch im Haushalt über die Zeit hinweg.

Das vorliegende Kapitel stellt die Usability-Evaluation des in RESIDENS entwickelten und erprobten *Internetportals zum Stromverbrauchsfeedback* dar. Ziel der Evaluation war es einerseits, das RESIDENS-Kundenportal zu verbessern und andererseits, allgemeine Erkenntnisse über Erwartungen an und Nutzungsweisen von Stromverbrauchsfeedback-Systemen zu erlangen.

## 6.2 Stromverbrauchsfeedback-Systeme und deren Usability

Die Umweltpsychologie beschäftigt sich seit einiger Zeit mit der Gestaltung und den Effekten von *Energie- bzw. Stromverbrauchsfeedback für Privathaushalte* (residential electricity use/consumption feedback).

Fragen der *Gestaltung von Energiefeedback-Systemen* betreffen Prinzipien und Methoden des Designprozesses. Kienesberger, Meisel und Adegbite (2011) präsentieren beispielsweise konzeptuelle Überlegungen für die Entwicklung einer Smart Grid-Plattform. Andere Arbeiten orientieren sich am nutzerzentrierten Designprozess und arbeiten mit speziellen Nutzergruppen zusammen, um deren Anforderungen an ein Feedback-System zu berücksichtigen (z.B. Liikkanen, 2009; Anderson & White, 2009).

Hinsichtlich der *Effekte des Feedbacks* stehen Reduktion und Verschiebung des Verbrauchs im Vordergrund. Dabei ist Feedback nach aktuellen Forschungsergebnissen am effektivsten, wenn es computerbasiert, in kurzen Abständen, über einen längeren Zeitraum hinweg und in Kombination mit anderen Interventionsstrategien (wie beispielsweise dem Setzen von konkreten Sparzielen und monetären Belohnungen) angewendet wird (Neenan, 2009; Fischer, 2008; Abrahamse, Steg, Vlek & Rothengatter, 2007; Farhar & Fitzpatrick, 1989). Zudem ist ein kombiniertes Feedback aus den verursachten Kosten und dem Verbrauch in kWh erfolgreicher als alleiniges Feedback zum Verbrauch in kWh (Farhar & Fitzpatrick, 1989).

Feedback hat sich in vielen Studien als erfolgreiche Strategie zum Energiesparen erwiesen (Abrahamse et al., 2005). Die erzielten Einsparungen liegen je nach Studie bei bis zu 18% (Neenan, 2009). Eine Studie mit über 2000 Haushalten in neun deutschen Städten zeigte ein *Einsparpotenzial von 3,7% durch Verbrauchsfeedback* (Klobasa, Schleich & Brunner, 2011). Einspareffekte durch Energiefeedback können als gut belegt gelten, weisen aber je nach Art des Feedbacks, Merkmalen der Nutzergruppe sowie situativen Faktoren große Variabilität auf. Es ist zu beachten, dass Feedback im Einzelfall sogar zu höherem Verbrauch führen kann, etwa wenn sich bishe-

rige Geringverbraucher im Zuge des Feedbacks an Durchschnittswerten und somit "nach oben" orientieren (Brandon & Lewis, 1999).

Bislang existieren kaum empirische Untersuchungen, die sich mit der Usability von unterschiedlichen Energiefeedback-Systemen beschäftigen. Dies ist erstaunlich, da die Benutzerfreundlichkeit einen wesentlichen Einfluss auf die kontinuierliche Nutzung und damit auch auf die Wirkung des Feedback-Systems haben dürfte.

Die vorliegende Studie will dazu beitragen, diese Forschungslücke zu schließen, indem sie das RESIDENS-Online-Portal für Smart Meter-Kunden hinsichtlich seiner Usability evaluiert. Die RESIDENS-Plattform zum Stromverbrauchsfeedback wurde vom Fraunhofer Anwendungszentrum Systemtechnik AST in Kooperation mit der Technischen Universität Ilmenau im Zuge eines nutzerzentrierten Design-Prozesses entwickelt und implementiert. Dabei wurden der Stromverbrauch sowie die anfallenden Kosten für unterschiedliche Zeitpunkte und Zeiträume tabellarisch und grafisch unter Berücksichtigung des dreistufigen Tarifmodells dargestellt. Zudem gab es die Möglichkeit, aktuelle Verbrauchsdaten mit der eigenen Verbrauchshistorie zu vergleichen. Nicht zuletzt konnte auch die durch den Verbrauch des Haushalts entstehende CO<sub>2</sub>-Belastung angezeigt werden (siehe Kap. 6.3). Die grafische Benutzeroberfläche der Plattform wurde in mehreren Zyklen anhand des Feedbacks einzelner Testpersonen überarbeitet. Die zentrale Herausforderung bestand darin, die Fülle der Informationen übersichtlich strukturiert zu präsentieren und eine schnelle Orientierung zu gewährleisten.

Nachdem das RESIDENS-Kundenportal implementiert war und alle 215 RESIDENS-Teilnehmenden einen persönlichen Zugang erhalten hatten, wurde eine systematische Usability-Evaluation mit allen RESIDENS-Haushalten im Feldversuch durchgeführt.

Generell versteht man unter der *Usability* die Gebrauchstauglichkeit bzw. Benutzerfreundlichkeit eines technischen Systems, hier: eines Ener-

giefedback-Systeme. Gemäß dem Anwendungsrahmen für Gebrauchstauglichkeit DIN EN ISO 9241 (1997; siehe Bild 6.1) darf zur Beurteilung der Benutzerfreundlichkeit nicht nur das *Produkt* selbst (hier: das RESIDENS-Kundenportal) betrachtet werden, sondern es muss immer auch der *Nutzungskontext* einbezogen werden: Welche Merkmale (z.B. Computer- und Internet-Kenntnisse) haben die Benutzer und Benutzerinnen des Produkts? Welche Arbeitsaufgaben wollen sie mit dem Produkt lösen (z.B. täglichen oder wöchentlichen Stromverbrauch abfragen)? Auf welche Arbeitsmittel greifen sie dabei zurück (z.B. Zugriff auf das Portal via Desktop-Computer, Laptop, Pad, Smartphone)? Und in welcher Umgebung findet die Nutzung statt (z.B. zu Hause, unterwegs, am Arbeitsplatz)?

Die Gebrauchstauglichkeit ist dabei immer zu bewerten anhand der Ziele, die mit Hilfe des Produkts aus Sicht der Benutzer erreicht werden sollen (z.B. Orientierung über den Stromverbrauch). Die einzelnen Nutzungsschritte werden dabei mit drei zentralen Maßen der Gebrauchstauglichkeit bewertet:

1. *Effektivität* (kann die jeweilige Arbeitsaufgabe gelöst werden),
2. *Effizienz* (wird die Lösung schnell und einfach gefunden) und
3. *Zufriedenheit* (wird die Nutzung des Produkts im Zuge der konkreten Arbeitsaufgabe subjektiv als angenehm und zufriedenstellend erlebt).

Im Zuge einer *Usability-Evaluation* werden den Nutzerinnen und Nutzern konkrete Arbeitsaufgaben vorgelegt, die sie mit Hilfe des zu beurteilenden Produkts lösen sollen (Usability-Test). Zudem wird in der Regel eine Befragung durchgeführt, um die Erwartungen an das Produkt zu eruieren. Während eine *summative Evaluation* auf eine summarische Gesamtbewertung eines Systems (z.B. im Vergleich zu anderen Systemen) hinausläuft, zielt die *formative Evaluation* darauf ab, Verbesserungsvorschläge für das Produkt zu erarbeiten (vgl. Bortz & Döring, 2006, S. 110). Im vorliegenden

Beitrag wird eine Usability-Evaluation des RESIDENS-Kundenportals vorgestellt, die summative und formative Ziele verfolgt.

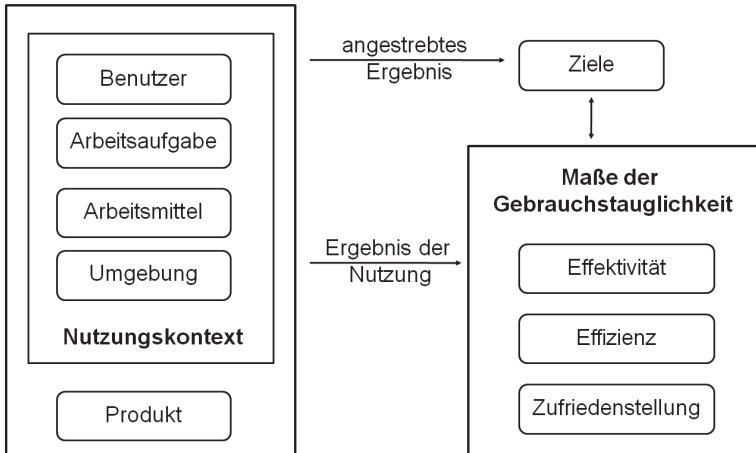


Bild 6.1: Anwendungsrahmen für Gebrauchstauglichkeit nach DIN EN ISO 9241 (1997) (aus Sarodnick & Brau, 2006, S. 37)

### 6.3 Das RESIDENS-Kundenportal

Das RESIDENS-Kundenportal wurde als Feedbackinstrument für die am Feldversuch teilnehmenden Haushalte entwickelt (siehe Kap. 6.2). Dabei wurden Studienergebnisse zum Feedback von Stromverbrauchsdaten (z.B. Fischer, 2007) und der Gestaltungskontext (DIN EN ISO 9241, 1997; Oberquelle, 2008) berücksichtigt sowie im Sinne eines nutzerzentrierten Designprozesses Ergebnisse einzelner User-Trials einbezogen. Betrieben und gewartet wurde das Portal während der Laufzeit von RESIDENS durch das Fraunhofer AST.

Das RESIDENS-Kundenportal bietet seinen Nutzern verschiedene Darstellungsmöglichkeiten des eigenen *Stromverbrauchs*. So ist es beispielsweise möglich, den eigenen Stromverbrauch als aktuellen Tages-, Wochen- oder Monatsverbrauch abzurufen. Des Weiteren bietet das Portal interessierten Kunden die Möglichkeit, ihren Verbrauch bis auf die Viertelstunde genau nachzuvollziehen (siehe Bild 6.2).

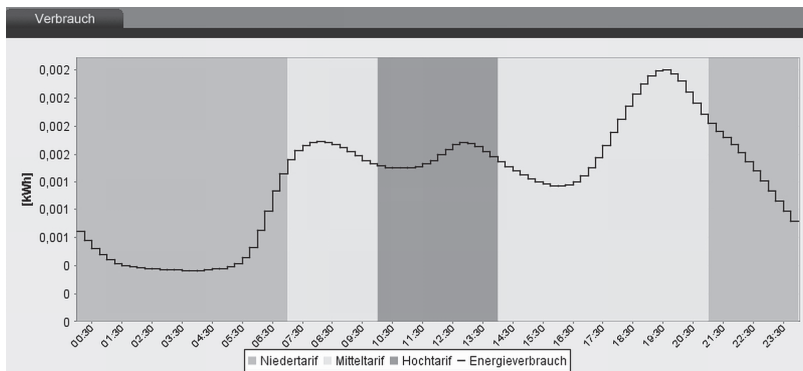


Bild 6.2: Tagesverbrauch in 15-Minuten-Werte mit Kennzeichnung der drei Tarife

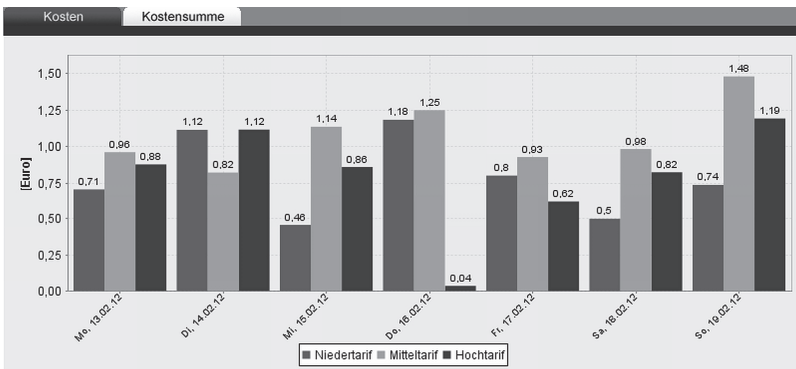


Bild 6.3: Kosten für den Wochenverbrauch aufgeschlüsselt nach den drei Tarifen

Die Kunden können nicht nur entscheiden, welche *Zeitspanne* dargestellt wird (z.B. Tages- oder Wochenverbrauch), sondern auch zwischen unterschiedlichen *Darstellungsformen* wie Einzelwerten, Balkendiagrammen oder einer grafischen Summenübersicht in Form eines Kreisdiagramms auswählen. Das Portal bietet die Möglichkeit, den *Verbrauch in Kilowattstunden*, die verursachten *Kosten in Euro* und den anteiligem *CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Kilogramm* für den eigenen Stromverbrauch anzeigen zu lassen. Die Preise der drei Tarife sowie deren Geltungszeiträume stehen den Kunden ebenfalls im Portal zur Verfügung. Da der zeitvariable Tarif aus Kundensicht ein wesentliches Kennzeichen von Smart-Metering darstellt und für Kosteneinsparungen relevant ist, wurden in den grafischen Darstellungen immer auch die Tarifzonen abgebildet (siehe Bild 6.2 und Bild 6.3).

Um den eigenen Stromverbrauch einschätzen und dann auch gezielt verändern zu können, sind neben den aktuellen Verbrauchswerten für die Kunden vor allem *Vergleichswerte* relevant: Denkbar sind Vergleiche mit anderen Haushalten ähnlicher Größe, mit dem Standardlastprofil (siehe Kap. 5.4.1) sowie mit den eigenen Verbrauchsdaten in einem Referenzzeitraum wie dem Vormonat oder dem Vorjahr. Im RESIDENS-Kundenportal



wurden zunächst Vergleichsmöglichkeiten mit dem eigenen Verbrauch zu früheren Zeitpunkten implementiert. Damit können Kunden z.B. überprüfen, ob und wie stark sich Abschaffung bzw. Austausch von bestimmten Haushaltsgeräten in einem verringerten Verbrauch niederschlägt oder inwiefern durch die Verlagerung von Stromverbrauch in den Niedertarif geringere Kosten anfallen.

Im Rahmen der ersten Befragungswelle erhielten die teilnehmenden Haushalte eine *persönliche Einführung in die Funktionen des Kundenportals*. Dadurch hatte jeder Teilnehmer die Möglichkeit, direkt Fragen zum Verständnis zu stellen. Für die weitere Benutzung stand eine *Online-Hilfefunktion* zur Verfügung, die im Kundenportal integriert war (z.B. Screenshots einzelner Funktionen mit Erläuterungen und Stromspartipps). Im Verlauf des Projekts wurde das *Spiel RED (Renewable Energy Drama)* entwickelt, das den Kunden zusätzlich eine unterhaltsame Anleitung zum Umgang mit Smart Metern bietet (siehe Kap. 8).

Die kursorische Beschreibung der Funktionen des RESIDENS-Kundenportals verdeutlicht, dass hier eine Vielzahl von mehr oder minder komplexen Informationen bereitgestellt wird und die Kunden zahlreiche Auswahlmöglichkeiten haben. Aus Usability-Perspektive stellt sich die Frage, ob die Kunden das Portal erfolgreich für ihre Ziele nutzen können bzw. an welchen Stellen Verbesserungsbedarf hinsichtlich der Benutzeroberfläche oder des Funktionsumfangs des Energiefeedback-Systems besteht.

## **6.4 Die Evaluationsmethode**

Die Usability-Evaluation des RESIDENS-Kundenportals ist Teil einer umfassenderen Evaluationsstudie, welche die Merkmale und Wirkungen von Smart-Metering aus Kundensicht beurteilt (vgl. Exner, 2012). Dazu wurden alle RESIDENS-Teilnehmerhaushalte im Rahmen eines Panel-Designs in drei Erhebungswellen sozialwissenschaftlich untersucht. Zudem stehen die objektiven Stromverbrauchsdaten aller Haushalte sowie die objektiven

Zugriffsdaten (Logfiles) auf das RESIDENS-Kundenportal über den gesamten Zeitraum des Feldversuchs hinweg zur Verfügung. Fragestellungen der Gesamt-Evaluation betreffen z.B. die Bereitschaft zur kurzfristigen wie auch langfristigen Lastverschiebung bzw. zur Nutzung von zeitvariablen Tarifen. Des Weiteren wurden die Motive zur kurzfristigen und langfristigen Nutzung des Kundenportals untersucht.

Für die Teilfragestellung der Usability-Evaluation des RESIDENS-Kundenportals wurde ein *Methodenmix* aus Fragebogenerhebung (Baseline-Erhebung) und Leitfadeninterview plus Usability-Test (zweite Erhebungswelle) realisiert. Logfileanalysen dienten in diesem Zusammenhang als objektive Datenquelle für die am meisten verwendeten Funktionen des Kundenportals.

Um erste Antworten auf die Frage nach den Erwartungen an das Kundenportal zu erhalten, wurde im Rahmen der Baseline-Erhebung vor dem Projektstart im *Herbst 2010* eine Fragebogenerhebung mit allen teilnehmenden Haushalten des RESIDENS-Projekts durchgeführt. Hier konnten die Kunden unter anderem ihre Anforderungen an das Kunden-Portal artikulieren.

Nachdem die Kunden dann rund ein Vierteljahr Nutzungserfahrung mit dem RESIDENS-Portal gesammelt hatten, erfolgten die Usability-Tests im Rahmen der zweiten Erhebungswelle des Panels im *Februar und März 2011*. Die Usability-Tests, die die Bearbeitung konkreter Aufgaben mit Hilfe des Portals beinhalteten, wurden von einer Vor- und einer Nachbefragung per Leitfadeninterview begleitet. Von der gesamten Untersuchung (Usability-Tests und Interviews) wurden digitale Audioaufzeichnungen angefertigt. Im Rahmen des Vor-Interviews wurden die PC- und Internetkenntnisse der teilnehmenden Personen in Anlehnung an Hackos und Redish (1998) sowie die Häufigkeit der Nutzung des Kundenportals erfasst. Während des Usability-Tests kam die Methode des Lauten Denkens zum Einsatz (Bortz & Döring, 2006, S. 325). Zudem wurde während der Usability-Tests durch geschulte Hilfskräfte der gewählte Klickweg auf dem Portal beo-

bachtet und zusammen mit den auftretenden Schwierigkeiten bei der Bearbeitung der Aufgaben protokolliert. Im Rahmen des Nach-Interviews wurde auf einer Skala von 1 (trifft überhaupt nicht zu) bis 5 (trifft voll und ganz zu) die Zielerreichung erfasst. Mit Hilfe von offenen Fragen wurde nach Lob und Kritik am Kundenportal, sowie nach Gestaltungsempfehlungen zur Verbesserung gefragt.

Als Maß der Gebrauchstauglichkeit (siehe Kap. 6.2 und Bild 6.1) wurde zunächst wie üblich die Effektivität durch die Anzahl der richtig gelösten Aufgaben ohne Hilfestellung operationalisiert (Sarodnick & Brau, 2006, S. 36). Die Effizienz setzt die benötigte Zeit für die Lösung einer Aufgabe mit der Vollständigkeit der Zielerreichung in Relation (Sarodnick & Brau, 2006, S. 36). Die Zufriedenheit mit dem Kundenportal wurde über eine Schulnotenskala operationalisiert. Da gemäß des Anwendungsrahmens für Gebrauchstauglichkeit (siehe Kap. 6.2 und Bild 6.1) das zu evaluierende Produkt nicht isoliert, sondern stets im Nutzungskontext zu betrachten ist, sind die vier Aspekte des Nutzungskontexts folgendermaßen zu charakterisieren.

#### **6.4.1 Benutzer**

Die Benutzer des RESIDENS-Kundenportals (n=212; 3 Haushalte des Samples wurden nicht erreicht) sind Kunden des örtlichen Stromversorgers, die sich freiwillig bereit erklärt haben, über zwei Jahre an dem Feldtest der intelligenten Stromzähler in Privathaushalten teilzunehmen. Sie sind zwischen 23 und 82 Jahren alt (M=51,67; SD= 12,56) und verfügen zu 56 % über einen Hochschulabschluss. Bei Mehrpersonenhaushalten nahm jeweils dasjenige Haushaltsmitglied als Untersuchungsperson am Feldversuch teil, das sich am intensivsten mit dem Thema Stromverbrauch befasst. Dabei waren 25 % der Auskunftspersonen weiblich und 75 % männlich.

#### **6.4.2    *Arbeitsaufgabe***

Im Rahmen der Usability-Tests wurden den Untersuchungspersonen vier Arbeitsaufgaben vorgelegt, die typische Nutzungsvarianten des Portals kennzeichnen.

1. Aufgabe Tarifübersicht: Abruf der verschiedenen Tarifpreise und ihrer Geltungszeiträume über das RESIDENS-Kundenportal.
2. Aufgabe Tagesverbrauch: Abruf des Tagesverbrauchs in 15-Minuten-Werten für den 8. November 2010.
3. Aufgabe Wochenverbrauch: Abruf des Verbrauchs der ersten Novemberwoche 2010.
4. Aufgabe Wochen-Vergleich: Vergleich des Verbrauchs der ersten Novemberwoche mit der zweiten Novemberwoche 2010.

Die Aufgaben waren in folgender Reihenfolge zu bearbeiten: Wochenverbrauch, Wochen-Vergleich, Tarifübersicht, Tagesverbrauch.

#### **6.4.3    *Arbeitsmittel***

Die Arbeitsmittel, die den RESIDENS-Teilnehmern zur Bearbeitung der gestellten Aufgaben zur Verfügung standen, waren der eigene Desktop Computer bzw. Laptop, der gewählte Web-Browser und das Kundenportal. Der überwiegende Teil der Kunden nutzte die Web-Browser Internet Explorer® und Mozilla Firefox®, um das Kundenportal aufzurufen. Ein Abruf des Portals über Pads oder Smartphones kam nicht vor.

#### **6.4.4    *Umgebung***

Der Usability-Test wurde bei den Probandinnen und Probanden zu Hause durchgeführt, was auch die übliche Umgebung bei der Nutzung des Kundenportals darstellt. Der Feldversuch wurde der Laboruntersuchung vorgezogen,

um den Aufwand für die Untersuchungspersonen zu reduzieren sowie die externe Validität der Studie zu erhöhen (Bortz & Döring, 2006, S. 57).

## **6.5 Ergebnisse der Evaluation des RESIDENS-Kundenportals**

### **6.5.1 Erwartungen an das RESIDENS-Kundenportal**

Bezüglich der Erwartungen an das Kundenportal ergab sich im Zuge der Fragebogenerhebung folgendes Bild: 83 % der Teilnehmenden (n=198) gaben als Ziel an, die gewünschten Informationen problemlos finden zu können. Hierbei erwarteten 92 %, dass die Darstellungen des Energieverbrauchs auf dem Kundenportal besser nachvollziehbar sein werden als in der bisherigen Stromrechnung, die einmal jährlich auf Papier zugeschickt wird. Zudem hofften 94 %, sich durch das Kundenportal schneller einen Überblick über ihren Stromverbrauch verschaffen zu können, um diesen so besser zu kontrollieren. Auch im Rahmen der repräsentativen Bevölkerungsbefragung (vgl. Kapitel 2), war diese Transparenzfunktion besonders positiv bewertet worden. Weiterhin streben 60 % der Teilnehmenden an, ihr Umfeld mit den (z.B. grafischen) Darstellungen des Stromverbrauchs auf dem Portal für das Thema sensibilisieren zu können.

Die angestrebten Ergebnisse wurden laut Auskunft der Befragten überwiegend erreicht, teilweise wurden die Erwartungen sogar übertroffen: 94 % der Teilnehmenden gaben nach einer Nutzung von ca. drei Monaten an, dass sie sich durch das Kundenportal schneller einen Überblick über ihren Stromverbrauch verschaffen konnten und die gewünschten Informationen problemlos zu finden waren. 99 % der teilnehmenden Haushalte empfanden zudem die Darstellungen des Stromverbrauchs auf dem Kundenportal besser nachvollziehbar als bei der bisherigen Abrechnung. Weiterhin konnten 84 % das Kundenportal nutzen, um ihr Umfeld für das Thema zu sensibilisieren.

**6.5.2 Nutzung des RESIDENS-Kundenportals**

Ein Großteil der Befragten nutzte das Portal regelmäßig: 9 % nutzten es täglich, 40 % ein- bis mehrmals pro Woche. Somit befanden sich in der Stichprobe 49% Intensivnutzer des Portals (siehe Tabelle 6.1). Als Gelegenheitsnutzer wurden diejenigen 51% RESIDENS-Teilnehmer klassifiziert, die auf das Portal ein- oder mehrmals im Monat (36%) oder seltener (15%) zurückgriffen.

Tabelle 6.1: Häufigkeit der Nutzung des RESIDENS-Kundenportals

Nutzertyp	Nutzungshäufigkeit	n (198)	%
Intensivnutzer	täglich	17	9
	mehrmals pro Woche	29	20
	einmal pro Woche	39	20
Gelegenheitsnutzer	mehrmals pro Monat	36	18
	einmal pro Monat	35	18
	seltener	31	15

Etwa ein Drittel (32 %) der Teilnehmenden beschrieb sich selbst im Hinblick auf die PC-Kenntnisse als durchschnittlich versiert. Weitere 51 % stuften ihre PC-Kenntnisse als fortgeschrittenes oder Profi-Niveau ein. Bei den Internet-Kenntnissen schätzte ungefähr die Hälfte (49 %) der Teilnehmerinnen und Teilnehmer ihre Kenntnisse als durchschnittlich ein. Weitere 38 % stuften ihre Internet-Kenntnisse sogar als fortgeschrittenes oder Profi-Niveau ein. Fehlende PC- oder Internet-Kenntnisse sollten bei den meisten RESIDENS-Teilnehmenden also keine Nutzungshürde darstellen.

Die Logfileanalysen ergaben, dass die meistgenutzte Funktion des Portals die grafische Ansicht des aktuellen Tagesverbrauchs war, gefolgt von der grafischen Ansicht einer selber ausgewählten Zeitspanne. Auf dem dritten Platz stand der Abruf der Startseite, auf der eine Summenübersicht

für die Tage der aktuellen Woche zu finden ist. Diese Rangfolge der beliebtesten Funktionen steht im Einklang mit dem von den Kunden geäußerten Ziel, sich schnell einen Überblick verschaffen zu wollen. Auf den nachfolgenden Plätzen der beliebtesten Funktionen sind der Abruf von Stunden- und Viertelstundenwerten sowie Vergleiche verschiedener Zeitspannen zu finden. Überraschend ist, dass die Teilnehmenden sich hauptsächlich ihren Stromverbrauch in kWh und nicht vorrangig die verursachten Kosten anzeigen lassen. Dies könnte mit der Selbstselektion bei der Stichprobengewinnung zusammenhängen: Es ist davon auszugehen, dass sich hauptsächlich Personen, die sich schon vor dem RESIDENS-Projekt vermehrt mit ihrem Stromverbrauch beschäftigt haben und denen somit Kilowattstunden als Einheit vertraut war, für den Feldversuch interessierten. Eine weitere Erklärung könnte die Voreinstellung der Anzeige in kWh sein, die von den Kundinnen und Kunden beim Abruf des eigenen Verbrauchs nicht geändert wird.

Kaum genutzt wurde der Abruf der mit dem Stromverbrauch verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen, obwohl die Funktion den Kunden über die Hilfefunktion des Portals bekannt gemacht wurde und auch in dem RESIDENS-Spiel zur Vermittlung von Smart-Metering-Kompetenz RED (Renewable Energy Drama) integriert ist (siehe Kap. 8). Möglicherweise ist für die Kunden die Bedeutung und Interpretierbarkeit dieser Werte noch nicht geläufig genug.

### **6.5.3 Usability des RESIDENS-Kundenportals**

In den folgenden drei Abschnitten werden die Ergebnisse zu den Usability-Maßen Effektivität, Effizienz und Zufriedenheit dargestellt, jeweils differenziert für die vier in den Usability-Tests genutzten Aufgaben.

### ***Effektivität des RESIDENS-Kundenportals***

Im Hinblick auf die Genauigkeit und Vollständigkeit der Lösung der Aufgaben zeigte sich, dass die Teilnehmenden bei der Aufgabe Tarifübersicht am besten abschnitten. 95 % der RESIDENS-Kunden lösten den Abruf der Tarifzeiten ohne Hilfestellung. Dahinter folgten mit etwas Abstand die beiden Aufgaben, bei denen es um den Abruf des Tagesverbrauchs in 15-Minutenwerten sowie um den Wochenverbrauch ging. Diese beiden Aufgaben konnten von 75 % bzw. 73 % der Teilnehmerinnen und Teilnehmer gelöst werden. Den letzten Platz bei der Effektivität belegte die komplexeste Aufgabe, bei der ein Vergleich von zwei Wochen vorgenommen werden musste.

Es zeigte sich, dass die Mehrheit der Kunden die Aufgaben eigenständig lösen konnten, dass aber knapp 40 % Hilfestellung benötigte (Tabelle 6.2). Insgesamt ist die Effektivität somit positiv zu bewerten, da alle vier Aufgaben von der überwiegenden Mehrzahl der Kunden auf dem RESIDENS-Portal erfolgreich zu lösen waren.



Tabelle 6.2: Effektivität bei der Lösung der vier Arbeitsaufgaben im Usability-Test

Aufgabe	Lösungen ohne Hilfe		Lösungen mit Hilfe	
	n	%	n	%
1. Tarifübersicht	188	95	10	5
2. Tagesverbrauch	149	75	49	25
3. Wochenverbrauch	145	73	53	27
4. Wochen-Vergleich	120	61	78	39

### ***Effizienz des RESIDENS-Kundenportals***

In Anlehnung an Sarodnick und Brau (2006, S. 36) wurde zur Berechnung der Effizienz der Aufgabenlösung die Anzahl der Lösungen ohne Hilfestellung durch die durchschnittlich benötigte Zeit in Sekunden geteilt. Höhere Werte sind dabei Indikatoren für eine höhere Effizienz, denn sie besagen, dass in weniger Zeit mehr erfolgreiche Lösungen zu verzeichnen sind. Es zeigte sich, dass die Teilnehmenden bei der Lösung der Aufgabe Tarifübersicht am effizientesten waren. Mit einem deutlichen Abstand dahinter folgten die Lösungen der Aufgaben Tagesverbrauch, Wochenverbrauch und Wochen-Vergleich (siehe Tabelle 6.3).

Die Rangfolge der Aufgaben gemäß Effizienz-Maß entspricht genau der gemäß Effektivitäts-Maß (Tabelle 6.2), was inhaltlich plausibel ist: Die Aufgabe Wochen-Vergleich verlangt die meisten Nutzereingaben und ist somit mit einem längeren Klickweg verbunden, was sich in vergleichsweise geringerer Effizienz (es wird mehr Zeit benötigt) als auch geringerer Effektivität (es werden weniger richtige Lösungen produziert) niederschlägt.

Objektive Normwerte für gute Effizienz von Aufgaben unterschiedlicher Komplexität existieren nicht. Vielmehr können die Effizienz-Maße genutzt werden, um Vergleiche zwischen unterschiedlichen Feedback-Systemen

anzustellen, die dieselben Funktionen bieten. Zudem sind die Werte inhaltlich zu interpretieren.

So ist für die Aufgabe Wochen-Vergleich zu konstatieren, dass die Kunden im Durchschnitt knapp drei Minuten zu ihrer Lösung benötigten. An der relativ hohen Streuung von gut zwei Minuten ist erkennbar, dass sich darunter auch sehr viel schnellere sowie deutlich langsamere Lösungswege befinden. Der direkte Klickweg zum Abruf des Wochen-Vergleichs umfasste 14 Klicks. Dieser lange Klickweg kam durch die Datumseingabe zustande: Der Kalender für die Datumseingabe stand standardmäßig auf dem aktuellen Datum. Viele Teilnehmerinnen und Teilnehmer versuchten das Datum manuell einzugeben. Dies funktionierte jedoch nicht, weil die Datumseingabe nur über den Kalender möglich war. Durch diesen Umweg benötigten sie bei einer manuellen Datumseingabe 6 weitere Klicks. Ein anderer Umweg bestand darin, im Kalender versehentlich ein ganzes Jahr zurückzugehen. In der Folge waren 8 weitere Klicks notwendig, um das gewünschte Datum einzustellen.

Die durchschnittliche Bearbeitungszeit der vier Aufgaben variierte zwischen einer halben Minute und knapp drei Minuten, was vor allem der unterschiedlichen Komplexität der Aufgaben geschuldet ist. Effizienz-Defizite zeigten sich bei langen Klickwegen zur Datumseinstellung in der Aufgabe Wochen-Vergleich (Effizienz-Index 0,68). Die vergleichsweise hohen Streuungen bei den Lösungszeiten gehen vermutlich auf unterschiedlich gute Vertrautheit mit dem System sowie unterschiedliche Erfahrung in der Nutzung von Online-Anwendungen bei den einzelnen Kunden zurück.

Tabelle 6.3: Effizienz bei der Lösung der vier Arbeitsaufgaben im Usability-Test

Aufgabe	Lösungen ohne Hilfe	Durchschnittlich benötigte Zeit	Effizienz
	n	Sekunden (SD)	
1. Tarifübersicht	188	29 (37)	6,48
2. Tagesverbrauch	149	101 (80)	1,48
3. Wochenverbrauch	145	136 (138)	1,07
4. Wochen-Vergleich	120	176 (134)	0,68

### **Zufriedenheit mit dem RESIDENS-Kundenportal**

Um die generelle Zufriedenheit mit dem Kundenportal zu erfassen, wurden die RESIDENS-Teilnehmer gebeten, eine Schulnote von 1 (sehr gut) bis 5 (ungenügend) zu vergeben. Dabei erhielt das Kundenportal des RESIDENS-Projekts durchschnittlich die Note 1,9 (SD = 0,62), was einer guten Bewertung bzw. hohen Zufriedenheit entspricht.

Eine Erklärung der positiven Bewertung könnte darin liegen, dass die Kunden den generell hohen Nutzen eines Stromverbrauchsfeedback-System im Vergleich zur herkömmlichen jährlichen Stromrechnung sowie zu handelsüblichen Strommessgeräten würdigen. Zudem fanden fast alle Teilnehmenden (99 %) die Darstellungen des Stromverbrauchs auf dem Kundenportal (z.B. grafisch aufbereitet) besser nachvollziehbar als bei der bisherigen Stromrechnung. Hinzu kommt, dass wahrscheinlich die Möglichkeit, sich schnell und zeitnah einen Überblick verschaffen zu können, zu der hohen Zufriedenheit beigetragen hat. Allerdings könnten auch Novitätseffekte im Sinne einer Begeisterung für das neue System mitgewirkt haben, da bei der Befragung erst vier Monate seit dem Projektstart vergangen waren.

Die Antworten auf die offenen Fragen nach Verbesserungsmöglichkeiten bestätigten die positive Bewertung. Die Mehrheit der Teilnehmenden

empfand das Kundenportal als übersichtlich, lobte die integrierte Tarifübersicht und die Aufteilung des Verbrauchs nach Tarifstufen. Als äußerst positiv empfanden die Teilnehmer auch die nun mögliche zeitnahe Rückverfolgung des Verbrauchs und das Design des Kundenportals.

Die Intensivnutzer (siehe Tabelle 6.1) lobten zusätzlich die verschiedenen Darstellungsmöglichkeiten sowie die Vergleichbarkeit verschiedener Zeiträume. Die Handhabung des Portals gestaltete sich, laut Angaben der Intensivnutzer, als intuitiv und einfach.

Neben dem Lob gab es aber auch Kritik. Insbesondere die zeitweise unvollständige Datenübermittlung wurde von den Intensivnutzern bemängelt. Dieses Problem ist jedoch nicht dem Portal anzulasten, sondern ging auf technische Schwierigkeiten mit den intelligenten Zählern, insbesondere den PLC-Zählern zurück (vgl. Kap. 3.1.3). Einer der häufigsten Kritikpunkte der Gelegenheitsnutzer war zudem die aus ihrer Sicht lange Einarbeitungsphase, bis sie die Nutzung des Portals sicher beherrschten. Nach Angaben der Gelegenheitsnutzer war die Einarbeitungsphase aufgrund der verschiedenen möglichen Anzeigezeiträume und Darstellungsoptionen notwendig.

Die am häufigsten genannte Anregung zur Verbesserung des Portals war eine Vereinfachung der Datumseingabe. Zum einen wurde eine manuelle Eingabe des Datums gewünscht (anstelle der Auswahl aus dem Kalender). Zum anderen wünschten sich die Kunden, dass bei Vergleichen (z.B. Wochen-Vergleichen) der Kalender zur Eingabe der Referenzzeitspanne standardmäßig auf dem eingegebenen Monat steht, und nicht auf dem aktuellen Monat (siehe Bild 6.3). Außerdem bemängelten die Teilnehmenden die Farbgebung. Sie wünschten sich Ampelfarben für die Tarife (Hochtarif = rot, Mitteltarif = gelb, Niedertarif = grün), damit die Grafiken noch schneller verständlich sind. Zudem wurde von den Gelegenheitsnutzern angemerkt, dass Orientierungslinien bei den Grafiken das Ablesen der Werte erleichtern würden. Des Weiteren wünschten sie sich eine individu-

elle Kommentarfunktion, die es erlaubt, eigene Anmerkungen zusammen mit den Grafiken abzuspeichern.



Bild 6.4: Usability-Defizit des RESIDENS-Kundenportals: Langer Klickweg bei der Eingabe der Referenzzeitspanne über den Kalender

Als zusätzliche Funktion wurde von den Intensivnutzern eine Vergleichsoption zwischen dem dreistufigen Tarifmodell und dem Standardtarif gewünscht. Eine weitere Verbesserung aus Sicht dieser Nutzergruppe wäre eine Exportfunktion für Tabellen und Grafiken, um die Daten aus dem Kundenportal auch anderweitig nutzen zu können.

## 6.6 Diskussion

Zusammenfassend bleibt festzuhalten: Das RESIDENS-Kundenportal wurde während des Feldversuchs von der Hälfte der teilnehmenden Haushalte intensiv genutzt. Bei den Grundfunktionen des Portals zeigen sich eine gute Effektivität, Effizienz und Zufriedenheit. Die Teilnehmer bewerten das Kundenportal insgesamt sehr positiv. Diese positive Gesamtbilanz ist jedoch nicht einfach nur der Qualität des RESIDENS-Kundenportals zu-

zuschreiben. Sie könnte zum einen auch dadurch mitbedingt sein, dass das Portal im Vergleich zur herkömmlichen Stromrechnung eine sehr zeitnahe Rückmeldung über den eigenen Stromverbrauch bietet, und die Darstellungen besser nachvollziehbar sind. Dies schafft mehr Transparenz und gibt den Kunden mehr Kontrolle, was ein deutlicher Vorteil gegenüber der herkömmlichen Abrechnung sowie gegenüber separaten Strommessgeräten ist. Ein strengerer Vergleich wäre somit der zwischen dem RESIDENS-Portal und einem anderen differenzierten Stromverbrauchsfeedback-System.

Bei der Interpretation der hier präsentierten Ergebnisse ist zudem zu beachten, dass es sich bei den RESIDENS-Teilnehmern um eine sehr interessierte Zielgruppe handelt, die technischen Innovationen rund um Energieversorgung (und somit auch dem Energiefeedback-System) gegenüber positiver eingestellt ist als die Gesamtbevölkerung. Die sehr positive Bewertung ist zum Teil vermutlich auch dem so genannten Novitätseffekt zuzuschreiben: Das Kundenportal bietet viele verschiedene Funktionen, die von den Nutzerinnen und Nutzern erst nach und nach entdeckt werden. Hierdurch ist das Produkt in der Anfangszeit sehr spannend und zufriedenstellend, was sich jedoch im Langzeitgebrauch "abnutzen" könnte.

Ergänzend zur positiven summativen Evaluations-Bilanz des Kundenportals zeigten sich diverse Verbesserungsmöglichkeiten. Diese betreffen zum einen die Vereinfachung der Datumseingabe und die Farbgebung. Die Kunden wünschen sich z.B. Ampelfarben für eine noch bessere Nachvollziehbarkeit der Grafiken. Bei den weiteren Verbesserungsvorschlägen gibt es deutliche Unterschiede zwischen den Intensiv- und Gelegenheitsnutzern. Während sich die Intensivnutzer eher zusätzliche und noch differenziertere Funktionen wünschten, war den Gelegenheitsnutzern vor allem an Vereinfachung gelegen.

Die Darstellung des anteiligen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes wurde insgesamt kaum genutzt. Dies ist wahrscheinlich auf die Default-Einstellung auf kWh zurückzuführen, die teilweise nicht verändert wurde. Des Weiteren könnte

die Nicht-Nutzung der CO<sub>2</sub>-Werte auch auf Informationsmängel zurückzuführen sein in der Weise, dass CO<sub>2</sub>-Emissionen in Kilogramm für die Kunden in ihrer ökologischen Bedeutung schwieriger zu interpretieren sind. Nicht zuletzt ist auch zu beachten, dass ökonomische Aspekte des Stromsparens im Sinne von Kosteneinsparungen für die meisten Kunden wichtiger sind als ökologische Erwägungen.

Die formativen Evaluations-Hinweise bieten prinzipiell eine gute Grundlage zur Verbesserung des RESIDENS-Kundenportals. Eine Umsetzung war jedoch im Rahmen des zeitlich und finanziell begrenzten Projekts nicht mehr möglich.

Aus den Ergebnissen der Usability-Evaluation des RESIDENS-Kundenportals lassen sich vor allem folgende verallgemeinerbare Hinweise zur Gestaltung von Energiefeedback-Systemen für Smart-Metering-Kunden ableiten.

Am wichtigsten für die Kunden ist eine fortlaufende *Kontrolle des aktuellen Stromverbrauchs*. Dabei sind grafische Darstellungen mit markantem Eintrag der Tarifzonen (z.B. in Ampelfarben) gewünscht und werden tabellarischen Darstellungen vorgezogen. Bei der Tagesanzeige ist eine detaillierte Auflösung in Viertelstundenwerte notwendig, um den Verbrauch von einzelnen Haushaltsgeräten nachvollziehen zu können, etwa für die Identifikation von "Stromfressern". Neben Tagesübersichten sind auch Wochenübersichten gefragte Zeiträume. Hinsichtlich der dargestellten Einheiten sollten Verbrauch in Kilowattstunden und Kosten in Euro angeboten werden. Um für ökologische Aspekte des eigenen Energieverbrauchs zu sensibilisieren, muss die Interpretation von Angaben zu CO<sub>2</sub>-Emissionen in Kilogramm durch zusätzliche Hilfsfunktionen oder spielerische Lernangebote (vgl. Kap. 8) gefördert werden. Möglich wäre hier z.B. auch ein aggregiertes Feedback in der Weise, dass die erzielten Einsparungen des eigenen Haushalts auf die Bevölkerung hochgerechnet werden, sei es in der Ge-

samtmenge der CO<sub>2</sub>-Emissionen oder der vermiedenen Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken (vgl. Klobasa, Schleich & Brunner, 2011, S. 11f.).

Neben der detaillierten Überwachung des eigenen Verbrauchsverhaltens sollten Energiefeedback-Systeme aus Kundensicht auch *unterschiedliche Vergleichsmöglichkeiten* zur Orientierung und als Verhaltensanreize bieten. Neben Vergleichen mit der eigenen Nutzungshistorie, kommen auch Vergleiche zwischen verschiedenen Tarifmodellen, des eigenen Verbrauchs mit dem Standardlastprofil oder eine Art spielerischer Wettbewerb mit Durchschnittswerten vergleichbarer Haushaltstypen in Frage (vgl. Liikkonen, 2009). Derartige soziale Vergleiche könnten auch langfristige Anreize zur Nutzung des Energiefeedbacks sowie für daraus abgeleitete Energieeinsparungen und Lastverschiebungen bieten.

Aufgrund von unterschiedlichen Kompetenzen und Interessen bei der Nutzung von Energiefeedback sollte idealerweise ein *zielgruppenorientierter Zugang* zu mindestens zwei Portal-Varianten mit den genannten Inhalten angeboten werden. So könnte jeder Nutzer, jede Nutzerin nach dem Einloggen entscheiden, ob er oder sie sich nur einen schnellen Überblick verschaffen will, oder den eigenen Stromverbrauch detaillierter nachvollziehen möchte. Sowohl die Intensivnutzer als auch die Gelegenheitsnutzer erhalten hierdurch jeweils schnellen Zugang zu den Informationen, welche sie benötigen, ohne überflüssige Informationen herausfiltern zu müssen.

Die begleitende Untersuchung zu Determinanten kurz- und langfristiger aktiver Nutzung von Smart Metering durch private Verbraucher zeigte, dass Smart Metering und damit verknüpfte Produkte wie Feedback-Systeme und zeitvariable Tarife von einem Teil der Bevölkerung zum gegenwärtigen Stand der Technik akzeptiert werden (Exner, 2012). Dabei gilt: Je häufiger eine Person Rückmeldung über den Effekt der Verbrauchsanpassung erhält und ein Einsparpotential durch Lastverschiebung wahrnimmt, desto stärker passt sie ihren Stromverbrauch *kurzfristig* an zeitvariable Tarife an (Exner, 2012). Dies zeigt den engen Zusammenhang zwi-



schen Lastverschiebung und Energiefeedback auf. Bei der *langfristigen* Lastverschiebung spielt hingegen nur noch die Einfachheit der Verbrauchsanpassung unter den jeweiligen situativen Bedingungen des Alltags eine Rolle. Damit ist das Energiefeedback insbesondere am Anfang von Bedeutung, wenn Kunden sich auf eine Lastverschiebung einlassen. Diese wird dann mit der Zeit habitualisiert und muss sich als alltagstauglich erweisen, so dass Maßnahmen mit zu hohem Komfortverlust aufgegeben werden.

Nach Abschluss des RESIDENS-Projekts erhalten die Teilnehmerinnen und Teilnehmer weiterhin die Möglichkeit Smart Metering zu nutzen. Das RESIDENS-Kundenportal wird jedoch aus Kostengründen nicht weiter betrieben. Die Stadtwerke Ilmenau bieten ihren Kundinnen und Kunden einen neuen Smart Meter (Q3C Easy Meter) an, der die Verbrauchsdaten über ein Gateway (Smart Grid Hub efr) an die Stadtwerke übermittelt und über einen Webbrowser dem Kunden auch ein eigenes Energiefeedback-System zur Verfügung stellt.

Wünschenswert wären zukünftig Studien, die verschiedene *Energiefeedback-Systeme, die von Smart Metern mitgeliefert* werden, einem direkten Vergleich hinsichtlich ihrer Usability aber auch ihrer Wirksamkeit hinsichtlich der auf Mikro- wie Makroebene angezielten Energieeinsparung und Lastverschiebung in Privathaushalten unterziehen. Ein entsprechender Vergleich handelsüblicher Energie-Feedback-Displays von Smart Metern auf dem britischen Markt liegt vor (Anderson & White, 2009) und zeigt, dass nur ein Anbieter ein Display liefert, das den Kundenwünschen relativ umfassend entspricht.

Darüber hinaus bleibt die (Weiter-)Entwicklung innovativer Energiefeedbacksysteme eine wichtige Aufgabe. Das Grundprinzip eines *Informations-Portals im Internet* bzw. einer äquivalenten *Mobile App für das Smartphone* ist dabei, wie bereits angedeutet, in Richtung *Gamification* weiterzudenken (vgl. Zichermann & Cunningham, 2011). Damit ist die Einbindung spieltypischer Elemente gemeint, etwa ein Wettbewerb mit ver-

gleichbaren Haushalten, der mit Ranglisten und Quests arbeitet oder auch Ehrungen und Gewinnmöglichkeiten für die "besten Energiesparer" bietet (vgl. Shaw, 2012). Diese Strategie wird vermutlich vor allem für Gaming-affine Bevölkerungsgruppen interessant sein. Sie kann die Beschäftigung mit dem eigenen Stromverbrauch attraktiver und unterhaltsamer machen, erfordert jedoch ein Mehr an bewusster Aufmerksamkeit für das Thema und ein Mehr an Online-Nutzung, das sicher nicht alle Stromkunden aufbringen möchten und können.

Ein weiterer innovativer Gestaltungsaspekt für Stromverbrauchs-Feedback stammt aus dem Bereich von *Smart Home* und *Ambient Intelligence* (vgl. Weber, Rabaey & Aarts, 2010). Ein ambientes Stromverbrauchsfeedback im Haushalt ist so gestaltet, dass Nutzer nicht extra ein Informationsportal im Internet oder eine App auf dem Smartphone aufrufen müssen, sondern beiläufig während ihrer häuslichen Alltagsaktivitäten auf Parameter des Stromverbrauchs aufmerksam gemacht werden (z.B. durch mehr oder minder gefällige Licht- und Klangsignale in Abhängigkeit vom Stromverbrauch). Ein Prototyp ist beispielsweise die "Smarte Tischdecke", die ihre Farbe in Abhängigkeit vom häuslichen Stromverbrauch wechselt, was von allen Haushaltsmitgliedern intuitiv und nebenbei erfasst werden kann (Mitchell et al., 2010). Auch Tarifwechsel könnten ambient vermittelt werden. Ambientes Energiefeedback über ganzheitliche Sinneseindrücke einerseits und Informationsportale mit differenzierten statistischen Angaben andererseits stehen dabei vermutlich nicht in einem Konkurrenz-, sondern in einem Ergänzungsverhältnis zueinander, da sie unterschiedlichen Mehrwert bieten.

## 6.7 Literatur

- Abrahamse, W., Steg, L., Vlek, C. & Rothengatter, T. (2005). A review of intervention studies aimed at household energy conservation. *Journal of Environmental Psychology*, 25(3), 273–291.
- Anderson, W. & White, V. (2009). *Exploring Consumer Preferences for home energy display functionality*. Report to the Energy Saving Trust. Bristol, UK: Centre for Sustainable Energy.
- Bortz, J., & Döring, N. (2006). *Forschungsmethoden und Evaluation* (4th ed.). Heidelberg: Springer.
- Brandon, G. & Lewis, A. (1999). Reducing household energy consumption: A qualitative and quantitative field study. *Journal of Environmental Psychology*, 19(1), 75-85.
- DIN EN ISO 9241 (1997). *Ergonomische Anforderungen für Bürotätigkeiten mit Bildschirmgeräten*. Berlin: Beuth Verlag.
- Exner, N. (2012). *Entwicklung und Überprüfung eines Modells zur langfristigen Nutzung von Smart Metern. Eine Panelstudie mit drei Wellen* (unveröffentlichte Dissertation). Technische Universität Ilmenau, Ilmenau, Deutschland.
- Farhar, B. C. & Fitzpatrick, C. (1989). *Effects of feedback on residential electricity consumption: A literature review* (Bericht). Golden, CO, USA: Solar Energy Research Institute.
- Fischer, C. (2007). Influencing Electricity Consumption via Consumer Feedback. A Review of Experience. ECEEE 2007 Summer Study (S. 1873-1884).
- Fischer, C. (2008). Feedback on household electricity consumption: a tool for saving energy? *Energy Efficiency*, 1(1), 79-104.
- Hackos, J. T., & Redish, J. C. (1998). *User and task analysis for interface design*. New York: Wiley and Sons.

Kienesberger, G., Mesiel, M., & Adegbite, A. (2011). *A Comprehensive Information Platform for the Smart Grid*. IEEE Africon 2011 (S. 4).

Klobasa, M., Schleich, J. & Brunner, M. (2011, Oktober). Strom einsparung und CO<sub>2</sub>-Minderungen durch Verbrauchsfeedback und zeitvariable Tarife. *Praxisforum Smart Metering im Haushalt: Erfahrungen mit Energiefeedback und variablen Tarifen*. Praxisforum INTELLIEKON, Frankfurt.

Liikkanen, L. (2009). *Extreme-user approach and the design of energy feedback systems*. Proceedings of Energy Efficiency in Domestic Appliances and Lighting EEDAL, Berlin, Germany, 1-12.

Mitchell, E., Coyle, S., Doherty, A. R., Smeaton, A. F., O'Connor, N. E. & Diamond, D. (2010). Smart tablecloths - ambient feedback of domestic electricity consumption. *Proceedings of the 4th Irish Human Computer Interaction Conference*, Ireland

Neenan, B. (2009). *Residential Electricity Use Feedback: A Research Synthesis and Economic Framework* (Bericht). Palo Alto, CA, USA: Electrical Power Research Institute.

Oberquelle, H. (2008). Gestaltungsprobleme und Designkonzepte in der Mensch-Computer-Interaktion. In H. D. Hellige (Ed.), *Mensch-Computer-Interface: Zur Geschichte und Zukunft der Computerbedienung* (S. 157-172). Bielefeld: transcript Verlag.

Sarodnick, F., & Brau, H. (2006). *Methoden der Usability Evaluation: Wissenschaftliche Grundlagen und praktische Anwendung*. Bern: Huber.

Shaw, P. (2012). *Smart Energy Behavior. Using Game Dynamics to Engage Consumers*. GSummit, San Francisco.

Weber, W., Rabaey, M. & Aarts, E. (Eds.) (2010). *Ambient Intelligence (2nd ed.)*. Berlin: Springer.

Zichermann, G. & Cunningham, C. (2011). *Gamification by Design. Implementing Game Mechanics in Web and Mobile Apps*. Sebastopol: O'Reilly.

**7 Der smarte Haushaltskunde – Energiewirtschaftsrechtliche Aspekte aus der Perspektive von Verteilernetzbetreiber, Stromlieferant und Letztverbraucher**

***Knut Schmelzer***

7.1	Vorbemerkungen .....	166
7.2	Vorgaben des Europäischen Gemeinschaftsrechts.....	174
7.2.1	Elektrizitätsrichtlinie 2009/72/EG .....	175
7.2.2	Energiedienstleistungs-/Endenergieeffizienzrichtlinie 2006/32/EG .....	177
7.2.3	Versorgungssicherheitsrichtlinie 2005/89/EG.....	179
7.2.4	Messgeräterichtlinie 2004/22/EG .....	180
7.2.5	Datenschutzrichtlinie für elektronische Kommunikation 2002/58/EG.....	180
7.2.6	Datenschutzrichtlinie 95/46/EG .....	181
7.3	Energiewirtschaftsrechtliche Rahmenbedingungen auf Bundesebene .....	182
7.3.1	„Intelligentes Messwesen“ .....	182
7.3.2	Datensicherheit/Datenschutz.....	194
7.3.3	Verbrauchs- bzw. Laststeuerung durch zeitvariable Arbeitspreise .....	195
7.4	Zusammenfassung und Ausblick .....	206

## 7.1 Vorbemerkungen

Mit der verstärkten Nutzung regenerativer Energien und der damit verbundenen Neuausrichtung des elektrischen Energieversorgungssystems sind für alle Akteure der Energieversorgungswirtschaft nicht nur Chancen, sondern auch Herausforderungen von besonderer Tragweite verbunden. Von verschiedenen nicht nur energiepolitischen, sondern auch wirtschafts- und umweltpolitischen Zielvorgaben flankiert, muss die Markt-, Netz- und damit letztendlich die Systemintegration von Strom aus erneuerbaren Energien bewältigt werden – und das nicht nur in Versorgungsszenarien der Gegenwart, sondern auch in einer Zukunft, die mit dem symbolträchtigen Jahr 2020 inzwischen empfindlich greifbar geworden ist.

Der Bedeutung einer auf einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien basierenden Energieversorgung entsprechend sind die maßgeblichen Handlungsfelder in Wirtschaft und Politik längst prominent besetzt und prägen darüber hinaus den gesellschaftlichen Diskurs in weiten Teilen. Zu Recht. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass die deutsche Bundesregierung mit dem im Jahr 2011 beschlossenen beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie<sup>1</sup> – bei gleichzeitiger Einhaltung von Klimaschutzzielen – das Tempo auf dem deutschen „energiepolitischen Sonderweg“<sup>2</sup> noch weiter verschärft hat – begleitet von den kritischen Blicken der Mitgliedstaaten der Europäischen Union bzw. von verhaltener Kritik der Europäischen Kommission<sup>3</sup>. Schließlich geht es um den nachhaltigen Erfolg dieses ange-

---

<sup>1</sup> Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) vom 5. August 2011, BGBl. I S. 1704 (Nr. 43).

<sup>2</sup> So oder ähnlich titulierte beispielsweise in: in Augsburger Allgemeine vom 3. Juni 2011, Handelsblatt vom 25. Januar 2012 und Tagesspiegel vom 31. Mai 2011.

<sup>3</sup> Vgl. Die WELT vom 10. Juni 2011.

strebten Wirtschafts- und zu einem beachtlichen Teil auch, dieses Gesellschaftsmodells. Gemessen an den Indikatoren: Wirtschaftlichkeit, Sozialverträglichkeit und Umweltverträglichkeit bleibt die Frage nicht aus, ob und inwiefern die aufgeführten Ziel- bzw. Zweckvorgaben erreicht bzw. umgesetzt werden können; ein besonderes Augenmerk liegt in diesem Zusammenhang auf der Ausgestaltung energiewirtschaftspolitischer und energiewirtschaftsrechtlicher Rahmenbedingungen, sowohl auf europäischer als auch auf Bundesebene. Daneben macht der Blick auf § 1 Abs. 1 EnWG<sup>4</sup> – wonach Gesetzeszweck die möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität ist – deutlich, dass künftig eine Verschärfung von Zielkonflikten zu erwarten steht. Sichtbar für Verbraucher wird dies u.a. an der Höhe der EEG-Umlage oder den Entgelten für die Netznutzung. Diese Verschärfung gilt es bereits im Vorfeld zu vermeiden bzw. konkurrierende Vorgaben ausgleichend aufzulösen. Beides kann und darf dabei allerdings nur Ergebnis einer voranzustellenden, systemischen bzw. systemübergreifenden Betrachtungs- und Handlungsweise sein, die auch in der Ausgestaltung rechtlicher Rahmenbedingungen ihren Niederschlag finden muss. Geschuldet ist dieser Ansatz dem auf vielen Ebenen der Energieversorgungswirtschaft anzutreffenden systemischen Charakter, angefangen bei der Stromerzeugung, über Handel, Transport und Verteilung, bis hin zum Verbrauch und zurück. Stärker denn je sind die Akteure entlang der Stromwertschöpfungskette physikalisch-technisch, aber auch wirtschaftlich und organisatorisch bedingt, miteinander verflochten, wechselwirken und agieren auf den einzelnen Wertschöpfungsstufen nebst deren vor- und nachgelagerten Märkten in zum Teil unterschiedlichen Rollen und Funktionen. Prägnantes Beispiel ist der zugleich

---

<sup>4</sup> Energiewirtschaftsgesetz, Artikel 1 G. v. 7. Juli 2005 BGBl. I S. 1970, 3621; zuletzt geändert durch Artikel 3 G. v. 16. Januar 2012, BGBl. I S. 74.

auch eine kleine Photovoltaik-Anlage betreibende Strom-Endverbraucher, dessen Rolle mit „Prosument“<sup>5</sup> bzw. „Prosumer“ im allgemeinen Sprachgebrauch beschrieben wird.

Aber auch klassischen Strom-Endverbrauchern, d.h. Haushaltskunden<sup>6</sup>, dürfte infolge sich strukturell verändernder Rahmenbedingungen auf der Erzeuger-/Einspeiserseite künftig eine erweiterte bzw. aktivere Rolle zufallen – darauf hindeutende Anzeichen sind erkennbar. Schließlich hat der Umstand, dass ein wachsender Anteil von Strom, der vornehmlich wetterbedingt zeitlich, leistungs-, und mengenmäßig nicht konstant bzw. im Allgemeinen überwiegend nicht nachfrageorientiert erzeugt wird, nicht nur Auswirkungen auf die Netzbetriebsführung auf allen Spannungsebenen, sondern auch auf die Strommärkte bzw. den Stromabsatz als solchen<sup>7</sup>. Dem stehen neben den regulären Verbräuchen bzw. dem üblichen Verbrauchsverhalten künftig vermehrt auch besondere Formen der Stromnutzung gegenüber, so z.B. der Einsatz elektrisch betriebener Wärmepumpen, Heizungen und Warmwasseraufbereiter; auch die nach den Plänen der Bundesregierung avisierte perspektivische Versorgung batterieelektrischer Fahrzeuge zählt hierzu.

---

<sup>5</sup> Ableitung vom englischen Wort „prosumer“.

<sup>6</sup> Haushaltskunden sind Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen, § 3 Nr. 22 EnWG.

<sup>7</sup> So wird es nach dem Entwurf des EEG-Erfahrungsberichts 2011 der Bundesregierung, S. 5, absehbar Situationen geben, in denen „selbst bei vollständiger Abschaltung aller konventionellen Kraftwerke die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Stromnachfrage übersteigt“, abrufbar unter [www.bmu.de](http://www.bmu.de) (Stand: 12. Mai 2011).



Mit dem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung – 2011 lag dieser in Deutschland bei ca. 20 %<sup>8</sup> – beginnt sich mittel- bis langfristig ein Paradigmenwechsel abzuzeichnen, der sich unter anderem darin ausdrückt, dass das bislang ausschließlich geltende Prinzip der verbrauchsorientierten Erzeugung zu einem gewissen Teil um das eines erzeugungsorientierten Verbrauchs ergänzt werden muss; überdies besteht in Fachkreisen Einigkeit, dass es bei allen Akteuren der Energieversorgungswirtschaft grundsätzlich mehr an Flexibilität bedarf<sup>9</sup>, da zum Beispiel mengenweise Über- oder Unterdeckungen nur bedingt mit Hilfe von Energiespeichern aufgefangen werden können – sei es technisch oder sei es wirtschaftlich bedingt. Ebenso erfordert der Umgang mit bzw. die Bewirtschaftung von Netzkapazitäten zunehmend mehr Reaktionsvermögen bei den Netznutzern. Dies gilt für die Verbraucherseite trotz dessen Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien seit dem 1. Januar 2012 gesetzlich verstärkt zu einer markt- und damit nachfrageorientierten Stromeinspeisung angereizt werden<sup>10</sup>.

Bislang nicht geklärt ist, unter welchen Voraussetzungen, mit Hilfe welcher Mittel und in welchem Ausmaß Haushaltskunden dementsprechend aktiv/reaktiv in das Markt- und Netzgeschehen eingebunden bzw. an diesem beteiligt werden sollen, wobei dem Einsatz von Informations- und

---

<sup>8</sup> BDEW, AG Energiebilanzen (14. Dezember 2011), abrufbar: [www.bdew.de](http://www.bdew.de) (Stand: 25. Januar 2012).

<sup>9</sup> So der EEG-Erfahrungsbericht 2011 des BMU (Entwurf von Anfang Mai), S. 6.; das Ausmaß bzw. die Intensität notwendiger verbrauchsseitiger Flexibilität wird sich aber auch nach der Möglichkeit der Vergleichmäßigung und Steuerung der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (in Kombination mit konventionellen Kraftwerken) sowie denen der künftigen Speicherbewirtschaftung richten.

<sup>10</sup> Einführung des sogenannten Marktprämienmodells zur Förderung der Direktvermarktung, § 17 EEG.

Kommunikationstechnologie (IKT) im Mess- und Steuerungsbereich<sup>11</sup> eine tragende Rolle zufallen soll. Insbesondere was die Kosten-Nutzen-Relation anbelangt, besteht in weiten Bereichen noch immer interdisziplinärer Forschungs- und Klärungsbedarf. So z.B. dahingehend, welches Kundensegment bzw. für welche Verbräuche und spezifischen Verbrauchsanwendungen eine sogenannte Lastgangmodifikation angesichts des technisch-prozessualen und organisatorischen Aufwands sowie der Kostenbelastung – nicht nur der Kunden – ökonomisch/ökologisch sinnvoll ist. Auch hier ist eine systemübergreifende Betrachtung angebracht. Dementsprechend wurden und werden über den im RESIDENS-Projekt durchgeführten Feldtest hinaus deutschlandweit Forschungs- und Entwicklungsprojekte in Gestalt groß angelegter Feldversuche durchgeführt. Hervorzuheben ist das seit 2008 laufende Forschungsprogramm „E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“, das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gefördert wird.

Nicht unerwähnt bleiben soll an dieser Stelle, dass neben dem Erfordernis eines anteilig erzeugungsorientierten Stromverbrauchs, auch das von der Politik ausgegebene Ziel der Stromeinsparung bzw. das eines geringeren Stromverbrauchs steht; auch hier vermag der Einsatz von IKT bei Haushaltskunden, z.B. durch zeitgenaue Messung und Visualisierung des Verbrauchs oder des aktuellen Strompreises, einen signifikanten Beitrag zu leisten, was die im Rahmen des RESIDENS-Feldversuchs gewonnenen Ergebnisse belegen. Über die hier in den Blick genommenen Ziele hinaus bietet die zeitgenaue Messung von Stromverbräuchen bzw. spartenübergreifenden Verbrauchsdaten auch die Grundlage für weitere Anwendungen/Dienstleistungen, z.B. in den Bereichen Gebäudeautomation und Energiedienstleistungen.

---

<sup>11</sup> Fremd- und auch Eigenverbrauchssteuerung.

Als geeignetes Instrument, die oben skizzierten energiepolitisch auf europäischer und Bundesebene verfolgten Ziele zu erreichen, gilt sogenanntes „Smart Metering“ bzw. „Intelligentes Messen“, dass nach den Meseberger Beschlüssen bzw. dem integrierten Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung (IEKP) aus dem Jahre 2007 in Deutschland bis 2013 flächendeckend Verwendung finden sollte, infrastrukturell und anwendungsbezogen. Darüber, dass diese Terminvorgabe nicht gehalten werden kann, besteht in weiten Kreisen der Energieversorgungswirtschaft sowie der Politik mittlerweile überwiegender Konsens<sup>12</sup> – was jedoch noch nichts über die Bedeutung bzw. die Auswirkungen der zu erwartenden Säumnis und deren Ursachen aussagt. In diesem Zusammenhang angemerkt werden muss, dass der im Rahmen der (fortgesetzten) Liberalisierung des Mess- und Zählwesens im September 2008 vorsichtig angelegte Roll Out einer solchen Infrastruktur nicht auf die Eigeninitiative der Bundesregierung zurück geht, sondern energiepolitisches Ergebnis umzusetzender Richtlinien der Europäischen Gemeinschaft war und auch noch ist.

In der Zusammenschau waren und sind es hauptsächlich Fragen und Probleme in den Bereichen: Standardisierung, Interoperabilität, Datenschutz und Datensicherheit, Eichwesen, Bestimmung von Verantwortlichkeiten, Kostentragung sowie der Kosten-Nutzen-Betrachtung, die noch nicht vollständig beantwortet bzw. gelöst sind und damit nicht nur die Art und Weise der Einführung von Smart Metering, sondern auch den Zeitpunkt relativieren. Hinzu tritt eine von Vertretern der Energieversorgungs- und IT-Wirtschaft vielfach geäußerte „unternehmerische Angst vor ge-

---

<sup>12</sup> Vgl. Bericht der BNetzA an das BMU „Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen, März 2010, S. 38; abrufbar: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) (Stand: 9. März 2012). Ca. 0,2 % der deutschen Haushalte waren im Frühjahr 2011 mit Smart Metern bzw. intelligenten Messeinrichtungen (eHz) ausgestattet.

strandeten Investitionen“, die u.a. auch als Indikator dafür gesehen werden kann, wie gering unternehmensseitige Erwartungen an wirtschaftliche Erfolge in diesem Markt bzw. Marktsegment sind, die es wert wären, entsprechende Wagnisse einzugehen. Sie ist allerdings auch bezeichnend für eine in Zeiten von Wirtschafts- und Finanzkrise allenfalls zu geringen Risiken bereiten deutschen Investitionskultur. Und so verwundert es nicht, dass deren Rufe nach der Schaffung sicherer und förderlicher Rahmenbedingungen allmählich auf die sensibilisierten Ohren zuständiger Entscheidungsträger stoßen. Beiden Aspekten zugrunde liegt unter anderem der Umstand, dass „intelligente Messsysteme“ infrastrukturell und anwendungsbezogen unterschiedliche Interessen von Akteuren der Energieversorgungswirtschaft auf sich vereinigen, auch was deren Ausprägung angeht. Dies erschwert die eindeutige Bestimmung und klare Abgrenzung von Zuständigkeiten/Verantwortungsbereichen, Aufgaben und Funktionen beteiligter Akteure auf der Kosten-Nutzen-Ebene (durch Marktrollen determinierte Geschäftsmodelle); beispielhaft deutlich wird dies anhand der nach Art, Inhalt und Umfang noch weiter zu qualifizierenden IT-Infrastrukturverantwortung des Verteilernetzbetreibers für die Übermittlung von Mess- und Steuerungsdaten, z.B. im Rahmen der Kostenanerkennung oder auch der Anerkennung von Kosten bei IT-Infrastrukturverlegungen im Zuge des Ausbaus von Energieversorgungsnetzen. An dieser Stelle sei auf das beachtenswerte Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur „Smart Grid“ und „Smart Market“ zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems hingewiesen (Bonn, im Dezember 2011).

Energiewirtschaftsrechtlich verlangen insbesondere die Abgrenzung bzw. Bestimmung von Rollen und Aufgabenbereichen der Stromlieferanten (Marktbereich) und Netzbetreiber (Netzbereich) klare, richtungsweisende

Vorgaben<sup>13</sup>; das gilt ebenso hinsichtlich regulatorischer Eingriffe und deren Auswirkungen auf den Wettbewerb. Mithin wird deutlich, dass die bedarfsorientierte Implementierung von „Intelligenten Messsystemen“ sowohl auf der infrastrukturellen wie auch auf der Anwendungs- bzw. Dienst-Ebene zurzeit noch als Entwicklungsprozess angesehen werden muss, für dessen erfolgreichen Fortgang die Ausgestaltung fordernder und fördernder energiewirtschaftsrechtlicher Rahmenbedingungen einen wichtigen Beitrag leisten kann und auch muss.

Der nachfolgende Beitrag vermag es aus nachvollziehbaren Gründen nicht, sich den angedeuteten Problemstellungen in Gänze anzunehmen. Als Ausdruck einer – auch für das RESIDENS-Projekt geltenden – zum Teil retrospektiven Betrachtung ist es vielmehr Ziel, die Entwicklung bzw. Ausgestaltung der maßgeblichen Rahmenbedingungen aufzuzeigen, die den Entwicklungsprozess bis heute geprägt haben und prägen werden. So können besonders vergangene und aktuelle Weichenstellungen aus den Perspektiven der maßgeblich beteiligten Akteure: Netzbetreiber, Lieferanten und Letztverbraucher nachvollzogen und aktuelle Regelungsvorhaben in einen Kontext eingebettet werden. Die nachfolgende Bestandsaufnahme von Regelungen des europäischen Energiewirtschaftsrechts bildet dabei den Rahmen, in dem die daran anschließende Betrachtung maßgeblicher bundesrechtlicher Bestimmungen des allgemeinen und besonderen Energiewirtschaftsrechts sowie dessen Anpassung steht.

---

<sup>13</sup> Vgl. hierzu die Ausführungen der Bundesnetzagentur im Eckpunktepapier „Smart Grid“ und „Smart Market“ vom 2. Januar 2012; abrufbar unter: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) (Stand: 2. Februar 2012).

## 7.2 Vorgaben des Europäischen Gemeinschaftsrechts

Als eine der tragenden Säulen für die avisierte Implementierung einer IKT-gestützten Mess- und Steuerungsinfrastruktur als Plattform und Wegbereiter vielfältiger Anwendungen gilt das im Januar 2007 von der Europäischen Kommission vorgelegte integrierte EU-Klimaschutzpaket. Die darin gefasste Energie- und Klima-Strategie 20-20-20 wurde im Juni 2010 im Rahmen des Leitziels „Klima und Energie“ der Strategie „Europa 2020 für intelligentes, nachhaltiges und integratives Wachstum“<sup>14</sup> von der Kommission bestätigt. Des Weiteren hat die Europäische Kommission im November 2010 ihre Infrastrukturstrategie<sup>15</sup> für die Jahre 2011 bis 2020 vorgestellt, in welcher sie den Umbau bestehender Energieversorgungsstrukturen hin zu „intelligenten Energienetzen“ in den Vordergrund stellt; nach eigener Einschätzung befindet sich die EU aktuell in der Frühphase der Realisierung „intelligenter Netze“<sup>16</sup>, deren Bestandteil auch „intelligente Messsysteme“ im Niederspannungsbereich sind. Bereits zuvor hatte die Europäische Kommission mit der Elektrizitätsrichtlinie im Zuge des 3. Binnenmarktpakets 2007 eine wichtige Vorentscheidung für die Einführung und Verbreitung „intelligenter Messsysteme“ getroffen, die vorläufig am Ende einer Kette von Rechtsetzungsakten in diesem Regelungsbereich steht.

---

<sup>14</sup> Auf zehn Jahre (2010-2020) angelegtes Wirtschaftsprogramm, das am 3. März 2010 von der Europäischen Kommission vorgeschlagen und am 17. Juni 2010 vom Europäischen Rat verabschiedet wurde.

<sup>15</sup> Mitteilung der Europäischen Kommission „Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach – ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz“ vom 17. November 2010, KOM(2010) 677 endg.

<sup>16</sup> Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Intelligente Stromnetze: von der Innovation zur Realisierung vom 12. April 2011, KOM (2011) 202, S. 4.

### **7.2.1     *Elektrizitätsrichtlinie 2009/72/EG***<sup>17</sup>

Die Elektrizitätsrichtlinie lässt sich schematisch in zwei Regelungsbereiche trennen: in einen infrastrukturellen und einen anwendungsbezogenen. Was den Roll Out moderner Messgeräte-Infrastruktur angeht, gewährleisten die Mitgliedstaaten gemäß Anhang I Abs. 2 der Richtlinie (RL), „*dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird. Die Einführung dieser Messsysteme kann einer wirtschaftlichen Bewertung unterliegen, bei der alle langfristigen Kosten und Vorteile für den Markt und die einzelnen Verbraucher geprüft werden sowie untersucht wird, welche Art des intelligenten Messens wirtschaftlich vertretbar und kostengünstig ist und in welchem zeitlichen Rahmen die Einführung praktisch möglich ist.*

*Entsprechende Bewertungen finden bis 3. September 2012 statt.*

*Anhand dieser Bewertung erstellen die Mitgliedstaaten oder eine von ihnen benannte zuständige Behörde einen Zeitplan mit einem Planungsziel von 10 Jahren für die Einführung der intelligenten Messsysteme. Wird die Einführung intelligenter Zähler positiv bewertet, so werden mindestens 80 % der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Messsystemen ausgestattet.*

*Die Mitgliedstaaten oder die von ihnen benannten zuständigen Behörden sorgen für die Interoperabilität der Messsysteme, die in ihrem Hoheitsgebiet eingesetzt werden, und tragen der Anwendung der entsprechenden Normen und bewährten Verfahren sowie der großen Bedeutung, die dem Ausbau des Elektrizitätsbinnenmarkts zukommt, gebührend Rechnung.“*

Zur Sicherstellung des Informationsrechts auf Verbrauchs- und Kostendaten sollen Mitgliedstaaten gem. Anhang I Abs. 1 lit. i) durch Maßnahmen

---

<sup>17</sup> Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. EG Nr. L 211 vom 14. August 2009, S. 55 ff.

sicherstellen, dass Kunden häufig genug in angemessener Form über ihren Stromverbrauch und ihre Stromkosten informiert werden, um ihren eigenen Stromverbrauch regulieren zu können; dabei dürfen den Kunden hierfür keine zusätzlichen Kosten in Rechnung gestellt werden. In diesem Zusammenhang fordert Artikel 3 Abs. 5 lit. b) a.E. der RL auf der Anwendungsebene, dass Kunden das Recht haben sollen, sämtliche sie betreffenden Verbrauchsdaten ohne Diskriminierung bezüglich der Kosten, des Aufwands und der Dauer zu erhalten. Dies ist insofern zu begrüßen, als dass durch die aufbereitete Weitergabe von Verbrauchsinformationen Effekte bei Energie- bzw. Kosteneinsparungen beim Kunden durch den Einsatz von Smart Metering-Systemen zu erwarten sind (zu Energiefeedback-Systemen siehe auch Kap. 6.2).

Wie es schon bei in der Vergangenheit erlassenen Richtlinien, die Bezug auf „intelligente Messeinrichtungen“ oder „intelligente Netze“ nehmen der Fall war, findet sich auch in der Elektrizitätsrichtlinie keine begriffliche Bestimmung der „intelligenten Messeinrichtungen“; ebenso sind keine besonderen technisch-funktionellen Anforderungen definiert. Beides bleibt in den Grenzen der mit den Messeinrichtungen verfolgten Zwecke – die sich u.a. aus den Erwägungsgründen der Richtlinie ergeben sowie im Rahmen weiterer spezieller Richtlinien, z.B. der Messgeräte richtlinie – den Mitgliedstaaten vorbehalten (vgl. z.B. § 21d Abs. 2 EnWG). Des Weiteren sieht Art. 3 Abs. 2 der RL vor, dass die auf der Messinfrastruktur basierenden Anwendungen (Belieferung, Tarifierung, Abrechnung), was die Rollenverteilung angeht, primär dem marktbestimmten, d.h. dem freien Wettbewerb zugeordnet werden, da auch die Nutzungen den dortigen Marktteilnehmern zugutekommen. Dies ist insofern konsequent, als dass die Kommission intelligente Messsysteme bzw. deren Funktionen für den sicheren Netzbetrieb als nicht zwingend erforderlich erachtet, Netzbetreiber also nicht als maßgebliche Treiber der Entwicklung bzw. der Einführung ansieht. Demnach lässt sich hieraus auch nicht die Notwendigkeit eines zwangsläufig nur flächendeckend anzudenkenden Roll Outs ableiten. Sind



vom Begriff der Messeinrichtung hingegen auch Einrichtungen zur Erfassung von in das Netz eingespeisten Stroms umfasst, können erhobene Messdaten – z.B. aktuelle Leistungswerte als Grundlage für eine Fernabregelung einspeisender Erzeugungsanlagen bei Netzengpässen – allerdings durchaus eine signifikante Größe sein, die betriebssicherheits- und damit auch für Netzbetreiber relevant ist.

### **7.2.2 *Energiedienstleistungs-/Endenergieeffizienzrichtlinie 2006/32/EG*<sup>18</sup>**

Neben der Richtlinie für Versorgungssicherheit und der Messgeräte-Richtlinie ist die Energiedienstleistungsrichtlinie (EDL-RL) für die Einführung von „intelligenten Messeinrichtungen“ und darauf basierenden (spartenübergreifenden) Anwendungen maßgeblich. So normiert Art. 13 EDL-RL Anforderungen an die Erfassung von Verbrauchsmessdaten und die informative Abrechnung des Energieverbrauchs; eine bestimmte Zählertechnik wird nicht vorgeschrieben. Wohl aber haben Mitgliedstaaten sicherzustellen, dass Zähler verwendet werden, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln. Während bei Turnuswechseln eine Einbaupflicht vorbehaltlich technischer Machbarkeit besteht, und auch nur dann, soweit der Einbau im Vergleich zu den langfristig geschätzten potenziellen Einsparungen kostenwirksam ist, besteht die Pflicht zum Einbau derartiger Zähler bei Neuanschlüssen oder größeren

---

<sup>18</sup> Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates, ABl. EG L 114 vom 27. April 2006, S. 64 – 85. Mit Datum vom 22. Juni 2011 hat die Europäische Kommission einen Entwurf einer neuen Energieeffizienzrichtlinie vorgelegt, der bestehenden EU-Richtlinien zu Energiedienstleistungen (2006/32/EG) und Kraft-Wärme-Kopplung (2004/8/EG) weitestgehend ersetzen soll.

Renovierungen von Gebäuden nur unter dem Vorbehalt „wettbewerbsorientierter Preise“.

Des Weiteren bestimmen die Absätze 2 und 3 Anforderungen an die Art und Weise der Abrechnung von Verbräuchen (Klarheit, Verständlichkeit, Häufigkeit), wonach der Verbraucher mithilfe von erweiterten Verbrauchsinformationen u.a. in die Lage versetzt werden soll, seinen Energieverbrauch zu steuern. Dahinter steht die Intention, durch einen umfänglichen, an „Energieverteiler, Verteilernetzbetreiber und Energieeinzelhandelsunternehmen“ gerichteten Informationsauftrag Verbrauch bzw. Verbrauchsverhalten in Relation zu Verbrauchskosten dem Kunden dergestalt bewusst zu machen, dass hieraus für ihn Energie- und damit Kosteneinsparungen erwachsen können. Dazu sollen im Rahmen der Abrechnung u.a. Verbrauchsvergleiche angestellt werden können, z.B. gegenüber dem Verbrauch im Vorjahreszeitraum oder gegenüber einem Durchschnittsenergieverbraucher derselben Verbrauchskategorie.

Festzustellen ist, dass aus Art. 13 die Notwendigkeit, intelligente Messgeräte zur Zweckerreichung einzuführen, nicht unmittelbar folgt<sup>19</sup>. Zwar hebt die Bundesregierung in ihrem gem. Art. 14 EDL-RL zu erstellenden Energieeffizienz-Aktionsplan (EEAP) hervor, dass die „zügige Verbreitung der zeitgenauen Verbrauchsmessung“<sup>20</sup> eine besondere Maßnahme zur Erreichung der Einsparziele darstellt (und zur Evaluierung von Energieeffizienzmaßnahmen). Allerdings stellt sie auch die Frage, „*ob durch gezielte Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnologie [...] im Zählerwesen zusätzliche Energieeinsparungen auf der Nachfrageseite [...] möglich sind*“ und weist vor diesem Hintergrund auf eine anzustellende Kosten-

---

<sup>19</sup> Anders: *Wulf*, Smart Metering und die Liberalisierung des Messwesens, Lüneburger Schriften zum Wirtschaftsrecht, Band 12, 1. Auflage 2009, S. 39.

<sup>20</sup> Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (EEAP) der Bundesrepublik Deutschland, S. 7.

Nutzen-Abwägung sowie bestehenden Forschungs- und Entwicklungsbedarf hin<sup>21</sup>. Damit unterstreicht die Bundesregierung ihre Absicht, die Einführung im Haushaltskundensegment den Ergebnissen einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unterstellen zu wollen und trägt damit einen markt-orientierten Ansatz Rechnung.

### **7.2.3 Versorgungssicherheitsrichtlinie 2005/89/EG<sup>22</sup>**

Regelungsgegenstand ist die Schaffung von Rahmenbedingungen für die Gewährleistung einer hohen Sicherheit der Elektrizitätsversorgung in den Mitgliedstaaten als Grundvoraussetzung für das Funktionieren des europäischen Binnenmarktes; dementsprechend können Mitgliedstaaten Elektrizitätsunternehmen gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen auferlegen, unter anderem im Hinblick auf die Energieversorgungssicherheit. Gemäß Art. 5 Abs. 2 lit. d) i.V.m. Art. 1 Abs. 1 lit. b) der RL können Mitgliedstaaten den Einbau von Technologien im Bereich der Echtzeit-Nachfragesteuerung, wie etwa fortschrittliche Messsysteme, als geeignete Maßnahme zur Aufrechterhaltung des Gleichgewichts zwischen Elektrizitätsnachfrage und vorhandener Erzeugungskapazität fördern; ebenso können sie Energieeinsparungsmaßnahmen sowie den Abbau von Hindernissen für die Anwendung von Verträgen mit Unterbrechungsklauseln begünstigen.

Hervorzuheben ist die Ausgestaltung der Norm als bloße Kann-Bestimmung (geringer Verbindlichkeitscharakter), der auf die Gewährleistung der netztechnischen Versorgungssicherheit fokussiert; die bessere IKT-gestützte Integration des Verbrauchers in die Strommärkte steht nicht im Vordergrund.

---

<sup>21</sup> Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (EEAP) der Bundesrepublik Deutschland, S. 48 ff.

<sup>22</sup> Richtlinie 2005/89/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen, ABl. Nr. L 33 S. 22.

### **7.2.4 Messgeräte Richtlinie 2004/22/EG<sup>23</sup>**

Die Richtlinie trifft Festlegungen zu technischen und rechtlichen (u.a. eichrechtlichen) Anforderungen an Messgeräte (z.B. Elektrizitätszähler für den Wirkverbrauch) – diese sind von den Herstellern einzuhalten. Weitere Vorgaben sind die an die Messsicherheit, Messtechnik und Sicherheit der Messdaten sowie an das Inverkehrbringen und die Inbetriebnahme von Messgeräten. Aus Sicht des Verbraucherschutzes sowie des Handels ist es zudem Ziel, einen harmonisierten europäischen Markt für Messgeräte zu schaffen. Smart Meter finden in der Richtlinie zwar nicht ausdrücklich Erwähnung, jedoch werden Anforderungen und Maßstäbe definiert, die auch an „intelligente Messeinrichtungen“ bzw. Messsysteme angelegt werden müssen.

### **7.2.5 Datenschutzrichtlinie für elektronische Kommunikation 2002/58/EG<sup>24</sup>**

Die Richtlinie ergänzt die Datenschutzrichtlinie 95/46/EG im Telekommunikationsbereich; im Zuge der Umsetzung in nationales Recht wurde das Telekommunikationsgesetz 2004 novelliert. Die in der Richtlinie niedergelegten Rechte und Pflichten über die Verarbeitung personenbezogener Daten sowie den Schutz der Privatsphäre im Bereich der Telekommunikation gelten auch für „Intelligente Messsysteme“, die personenbezogen

---

<sup>23</sup> Richtlinie 2004/22/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 31. März 2004 über Messgeräte, ABl. L 135 S. 1 ff.; die Novellierung wird erwartet, Änderungs- und Ergänzungswünsche hierzu wurden von der Europäischen Kommission gesammelt und im 1. Halbjahr 2011 in eine öffentliche Konsultation eingebracht.

<sup>24</sup> Richtlinie 2002/58/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 12. Juli 2002 über die Verarbeitung personenbezogener Daten und den Schutz der Privatsphäre in der elektronischen Kommunikation, ABl. L 201/37.

ne Daten verarbeiten, insbesondere wenn öffentlich zugängliche elektronische Kommunikationsdienste für vertragliche und kommerzielle Kundenbeziehungen genutzt werden, vgl. Art. 1 i.V.m. Art. 3 Abs. 1 der RL.

### **7.2.6      *Datenschutzrichtlinie 95/46/EG*<sup>25</sup>**

Die Bestimmungen der Richtlinie dienen dem Schutz der Privatsphäre natürlicher Personen bei der Verarbeitung sogenannter personenbezogener Daten; es werden Mindeststandards für den Datenschutz gesetzt, gleichzeitig soll ein Gleichgewicht geschaffen werden zwischen dem hohen Schutz der Privatsphäre und dem freien Verkehr personenbezogener Daten innerhalb der EU. Art. 7 der RL bestimmt Voraussetzungen nach denen die Verarbeitung personenbezogener Daten ausnahmsweise rechtlich zulässig ist; Mitgliedstaaten haben diese bei der Ausgestaltung des nationalen Rechtsrahmens zu beachten. Gemäß den Art. 10 und 12 der RL steht Betroffenen gegen den Verantwortlichen ein Informations- bzw. Auskunftsrecht zu (umfasst u.a. Kenntnis der Identität des Verantwortlichen, Zweckbestimmung der Daten bzw. Datenverarbeitung, Herkunft der Daten). Art. 14 verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Schaffung eines Widerspruchsrechts zugunsten des Betroffenen, wonach dieser, zum Teil unter bestimmten Voraussetzungen, jederzeit Widerspruch dagegen einlegen kann, dass ihn betreffende Daten verarbeitet werden.

---

<sup>25</sup> Richtlinie 95/46/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. Oktober 1995 zum Schutz natürlicher Personen bei der Verarbeitung personenbezogener Daten und zum freien Datenverkehr, ABl. Nr. L 281 S. 31 ff.

## **7.3   Energiewirtschaftsrechtliche Rahmenbedingungen auf Bundesebene**

### **7.3.1   „Intelligentes Messwesen“**

#### ***Messzuständigkeit/Messverantwortung***

Die letzte umfassende Anpassung energiewirtschaftsrechtlicher Rahmenbedingungen – als Ausdruck einer sogenannten Energiewende – liegt nicht weit zurück. Bereits vor der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes EnWG mit Wirkung zum 4. August 2011 verzeichnete das EnWG nach alter Fassung (EnWG a.F.) eine hohe Regelungsdichte im Bereich des Messwesens, die insbesondere im Stromsektor Ergebnis der europarechtlich bestimmten, fortgesetzten Liberalisierung des Mess- und Zählwesens war. Einem markt-, vor allem aber durch bundesweite Pilotprojekte vorangetriebenen Entwicklungsprozess in den Bereichen Smart Metering und Smart Grid über alle Ebenen hinweg ist es zu verdanken, dass die Regelungsdichte seitdem weiter zugenommen hat, vgl. §§ 21a bis 21i EnWG. Damit nicht unbedingt einher geht eine gewachsene Rechts- und Investitionssicherheit der Beteiligten bzw. der von den Regelungen betroffenen Akteure.

In systematischer Hinsicht ist u.a. zu beobachten, dass der Gesetzgeber messrechtliche Zuständigkeiten bzw. die Bestimmung von Aufgaben und Funktionen, aber auch von Anforderungen an Messeinrichtungen/Messsysteme, sowohl was verbrauchten als auch was eingespeisten Strom<sup>26</sup> anbelangt, nunmehr zentral im EnWG regelt, vereinheitlicht (§ 7 Abs. 1

---

<sup>26</sup> Für eingespeisten Strom ergibt sich die Zuständigkeit/Verantwortlichkeit des Netzbetreibers aus § 21b Abs. 1 EnWG nicht zweifelsfrei.

EEG<sup>27</sup>) bzw. dies im Zuge der Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes beabsichtigte, vgl. § 8 Abs. 1 KWKG-E<sup>28</sup>. Mit der Anpassung von § 7 Abs. 1 EEG zum 1. Januar 2012 verbunden sein dürfte eine weitgehende Abkehr von bisher geltenden messrechtlichen Sonderregelungen des EEG, wonach es Betreibern von EEG-Anlagen bei entsprechender Fachkunde erlaubt war, den Messstellenbetrieb sowie die Messung für Einspeise- und Ertragszähler<sup>29</sup> selbstverantwortlich und damit kostengünstig wahrzunehmen. Nunmehr scheint der Verteilernetzbetreiber grundsätzlich messrechtlich verantwortlich auch für EEG-Einspeise- und gegebenenfalls auch für Ertragszähler zu sein. Die Anwendung von § 7 Abs. 1 EEG ist Gegenstand eines Empfehlungsverfahrens der Clearingstelle EEG (Eröffnungsbeschluss vom 12. März 2012, Az. 2012/7).

Die Möglichkeit, einen Dritten anstelle des Verteilernetzbetreibers mit dem Messstellenbetrieb<sup>30</sup> (MSB) zu beauftragen – zu dem auch die Messung<sup>31</sup> und Übermittlung der Daten an die berechtigten Marktteilnehmer gehört – bleibt dem Anschlussnutzer (Mieter) weiterhin unbenommen, wenngleich sein Auswahlrecht zugunsten uniformer Lösungen, so in Mehrfamilienhäusern bzw. bei Wohnungsbaugesellschaften, unter bestimmten

---

<sup>27</sup> Erneuerbare-Energien-Gesetz, Artikel 1 G. v. 25. Oktober 2008 BGBl. I S. 2074; zuletzt geändert durch Artikel 2 Abs. 69 G. v. 22. Dezember 2011 BGBl. I S. 3044.

<sup>28</sup> Zu den Anpassungen von § 8 Abs. 1 KWKG: Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vom 29. Februar 2012 (BT-Drs. 17/8801).

<sup>29</sup> Ertragszähler messen den von der Anlage erzeugten Strom, nicht den tatsächlich in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strom; ihre Messwerte sind für die Bestimmung der nach EEG und KWKG geförderten Eigenverbrauchsmengen erforderlich.

<sup>30</sup> Messstellenbetrieb: der Einbau, der Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen, § 3 Nr. 26b EnWG.

<sup>31</sup> Messung: die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten, § 3 Nr. 26d EnWG.

Voraussetzungen auch vom Anschlussnehmer (Vermieter) ausgeübt werden kann, § 21b Abs. 2 i.V.m. 5 EnWG. Ist die Messstelle mit einem Messsystem ausgestattet oder in ein solches eingebunden, ist die separate Beauftragung nur der Messdienstleistung bzw. nur des Messstellenbetriebs nicht möglich; Ausnahmen hiervon können in einer Rechtsverordnung geregelt werden, § 21b Abs. 3 EnWG. Auf die Ausgestaltung des Rechtsverhältnisses zwischen Verteilernetzbetreiber und einem Dritten als Messstellenbetreiber<sup>32</sup> (MSB) sowie zum Messdienstleister soll hier nicht eingegangen werden; entsprechend Regelungen sieht die Messzugangsverordnung (MessZV) vor, deren Novellierung für Anfang 2013 geplant ist<sup>33</sup>.

### **Messstellenbetrieb/Messdienstleistung**

Gemäß § 3 Nr. 26b) EnWG<sup>34</sup> umfasst der Messstellenbetrieb den „Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen“<sup>35</sup>. Obgleich vom Wortlaut nicht erwähnt, zählt auch die Entfernung bzw. der Austausch von Messeinrichtungen zum Messstellenbetrieb<sup>36</sup>. Die Bestimmung des

---

<sup>32</sup> Messstellenbetreiber: ein Netzbetreiber oder ein Dritter, der die Aufgabe des Messstellenbetriebs wahrnimmt, § 3 Nr. 26a EnWG.

<sup>33</sup> Vgl. Publikation des BMWi „Umbau der Energieversorgung in Deutschland – Wichtige nächste Schritte“, S. 5, abrufbar unter: [www.bmwi.de](http://www.bmwi.de) (Stand: 31. Januar 2012).

<sup>34</sup> § 3 Nr. 26b EnWG wurde durch Art. 1 Nr. 2 des „Gesetzes zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb“ vom 29. August 2008 neu eingeführt und stellt eine sprachliche Neufassung von § 21b Abs. 1 EnWG in der bis zum 9. September 2008 gültigen Fassung dar.

<sup>35</sup> Vgl. auch *Boesche* in: Berliner Kommentar zum Energierecht, 2. Auflage, Berlin 2010, Band 1, § 3 Rn. 69.

<sup>36</sup> *Böhnel* in: Berliner Kommentar zum Energierecht, 2. Auflage, Berlin 2010, Band 1, § 21b Rn. 17.



Anbringungsortes ist grundsätzlich dem Netzbetreiber vorbehalten, §§ 17 f. EnWG i.V.m. § 22 Abs. 2 S. 1 NAV. Ausnahmen innerhalb derer der Anschlussnehmer den Anbringungsort (mit-)bestimmen kann, regelt § 22 Abs. 2 S. 4, 5 und 6 NAV. Nicht zum Messstellenbetrieb zählt die Messung, vgl. § 3 Nr. 26c EnWG, diese umfasst die Ab- und Auslesung der Messeinrichtungen sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten. Das gilt ebenso für die Eichung der Messgeräte, sie folgt eichrechtlichen Bestimmungen<sup>37</sup>. Begrifflich ebenfalls nicht vom Messstellenbetrieb im engeren Sinne umfasst ist der Betrieb von Kommunikationsinfrastruktur, die der Messung dient, d.h. zur Ab- und Auslesung sowie zur Weitergabe an Dritte. Allerdings dürfte eine Trennung der Bereiche faktisch kaum möglich bzw. technisch unsinnig sein, so dass einem funktionalen Verständnis vom Begriff der Messeinrichtung folgend sich der Messstellenbetrieb im Ergebnis auch auf die zur Messung notwendigen Einrichtungen erstreckt<sup>38</sup>. Angesichts dessen gem. § 9 Abs. 2 MessZV die Zuständigkeit für Messstellenbetrieb und Messung bei elektronisch ausgelesenen Messeinrichtungen<sup>39</sup> nicht personell auseinander fallen darf, überzeugt das Ergebnis auch in dieser Hinsicht.

### ***Begriff des Messsystems***

Bei einem Messsystem handelt es sich um eine in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrische Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit wi-

---

<sup>37</sup> Der Verwender i.S.d. Eichrechts ist identisch mit der für den Messstellenbetrieb verantwortlichen Person.

<sup>38</sup> *Böhnel* in: Berliner Kommentar zum Energierecht, 2. Auflage, Berlin 2010, Band 1, § 21b Rn. 17.

<sup>39</sup> Als elektronisch ausgelesen gelten auch Messeinrichtungen, die elektronisch vor Ort ausgelesen werden, § 9 Abs. 2 S. 2 MessZV.

derspiegelt, § 21d Abs. 1 EnWG. Funktionell dient die Messeinrichtung dabei der Erfassung und gegebenenfalls der Speicherung physikalischer Größen elektrischen Stroms (zur eichrechtlichen Qualifizierung einer Messeinrichtung vgl. § 7i Abs. 1 Eichordnung). Übliche Messgrößen sind Strommenge (kWh) und elektrische Wirkleistung ( $kW_{el}$ ) – gegebenenfalls auch Spannung und Frequenz (beides Messgrößen für die Versorgungsqualität). Die Messung bzw. Zählung kann sowohl mechanisch als auch elektronisch erfolgen.

Mit § 21d Abs. 1 EnWG geht die gesetzssystematisch nunmehr im Regelungsbereich „Netzzugang“ (§§ 20 ff. EnWG) verortete Legaldefinition über den Begriff der Messeinrichtung i.S.d. EnWG a.F. hinaus. Absatz 2 bestimmt, dass Anforderungen an Funktionalität und Ausstattung in einer (noch zu erlassenden) Rechtsverordnung nach § 21i Abs. 1 Nr. 3 EnWG<sup>40</sup> festgeschrieben werden<sup>41</sup>. Mit der Verordnungsermächtigung reagierte der Gesetzgeber auf Unsicherheiten, die in den letzten Jahren auf Seiten der Hersteller und Verwender hinsichtlich der Einhaltung von Mindestanforderungen, bzw. deren kostenmäßigen Anerkennung in der Anreizregulierung auftraten und wich vom bis dato geltenden rein marktgetriebenen Ansatz

---

<sup>40</sup> Gemäß § 21i Abs. 1 Nr. 3 EnWG wird die Bundesregierung ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die in § 21d, § 21e und § 21f genannten Anforderungen näher auszugestalten und weitere bundesweit einheitliche technische Mindestanforderungen sowie Eigenschaften, Ausstattungsumfang und Funktionalitäten von Messsystemen und Messeinrichtungen für Strom und Gas unter Beachtung der eichrechtlichen Vorgaben zu bestimmen.

<sup>41</sup> Rechtsvergleichend sei auf die am 1. November 2011 in Österreich in Kraft getretene „Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 – IMA-VO 2011“ hingewiesen, in der Anforderungen, denen intelligente Messgeräte zu entsprechen haben und bei der Ermittlung der Kostenbasis für die Entgeltbestimmung in Ansatz zu bringen sind geregelt sind (Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich, Jahrgang 2011, Teil II, 339. Verordnung).

ab. Denn auch der BNetzA gelang es durch eine Auslegungshilfe<sup>42</sup> vormals nicht bzw. nur unzureichend, entstandene Unsicherheiten zu beseitigen – Kompetenz zur Festlegung von Mindestanforderungen besaß sie nicht.

Im Kontext von § 21d Abs. 2 EnWG ist davon auszugehen, dass die technisch-funktionelle Mindestanforderungen an Messsysteme im Stromsektor bestimmende Rechtsverordnung sich an den jüngsten Empfehlungen der Europäischen Kommission zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme vom 9. März 2012 orientieren wird, welche allgemeingültige Anforderungen aus unterschiedlichen Blickwinkeln heraus wie folgt ableitet<sup>43</sup>:

Für den Kunden:

- Direkte Bereitstellung der Messwerte für den Kunden und jeden vom Verbraucher benannten Dritten
- Ausreichend häufige Aktualisierung der Messwerte, so dass die Informationen für das Erzielen von Energieeinsparungen genutzt werden können

Für den Messstellenbetreiber:

- Ermöglichung der Fernablesung der Zähler durch den Betreiber
- Bereitstellung eines bidirektionalen Kommunikationskanals zwischen dem intelligenten Messsystem und externen Netzen zur Instandhaltung und Steuerung des Messsystems

---

<sup>42</sup> Positionspapier der BNetzA zu den Anforderungen an Messeinrichtungen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG vom 23. Juni 2010, abrufbar unter: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) (Stand: 30. Januar 2012).

<sup>43</sup> Empfehlung der Europäischen Kommission zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme vom 9. März 2012 (2012/148/EU), ABl. L 73/9.

- Ermöglichung eines ausreichend häufigen Ablesens der Messwerte, damit die Informationen für die Netzplanung verwendet werden können

Für die kommerziellen Aspekte der Energieversorgung:

- Unterstützung fortschrittlicher Tarifsysteme
- Ermöglichung der Fern-Ein-/Ausschaltung der Versorgung und/oder der Lastflüsse oder der Strombegrenzung

Für die Sicherheit und den Datenschutz:

- Bereitstellung einer sicheren Datenkommunikation
- Verhinderung und Aufdeckung von Betrug

Für die dezentrale Erzeugung:

- Bereitstellung von Import-/Exportmessungen und reaktiven Messungen

### ***Pflicht zum Einbau von Messsystemen***

Mit der Novellierung von § 21c EnWG (vormals § 21b Abs. 3a und 3b EnWG a.F.) schreibt der Gesetzgeber die Pflichten des Messstellenbetreibers – im Regelfall der Verteilernetzbetreiber – zum Einbau von Messeinrichtungen bzw. Messsystemen fort, erweitert diese jedoch signifikant in den Fällen bestimmter Anschluss- und Versorgungskonstellationen – wenngleich auch unter weiteren Voraussetzungen. Gemäß § 21c Abs. 1 EnWG haben Messstellenbetreiber

- „a) *in Gebäuden, die neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen werden oder einer größeren Renovierung im Sinne der Richtlinie 2002/91/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 2002 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (ABl. L 1 vom 4.1.2003, S. 65) unterzogen werden,*

- b) *bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch größer 6000 Kilowattstunden,*
- c) *bei Anlagenbetreibern nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Koppelungsgesetz bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 Kilowatt*  
*jeweils Messsysteme einzubauen, die den Anforderungen nach § 21d und § 21e genügen, soweit dies technisch möglich ist,*
- d) *in allen übrigen Gebäuden Messsysteme einzubauen, die den Anforderungen nach § 21d und § 21e genügen, soweit dies technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist.“*

Für die verpflichtende Einführung von Messsystemen auf Verbraucherseite sind insbesondere lit. b) und d) von Bedeutung – letztere Bestimmung kann als Roll-Out-Regelung angesehen werden, jedoch unter Vorbehalt einer Kosten-Nutzen-Abwägung (wirtschaftliche Vertretbarkeit). Dabei zieht der Gesetzgeber in § 21c Abs. 1 lit. b) EnWG mit der Festlegung des Jahresverbrauchs größer 6.000 kWh die Grenze, ab welcher nach seiner Ansicht der Nutzen des Einbaus die Kosten (für Einbau und Betrieb) überwiegt, denn auf die wirtschaftliche Vertretbarkeit bzw. eine entsprechende Prüfung kommt es im Vergleich zu lit. d) nicht an; sie wird unterstellt bzw. der Einbau unterliegt nicht ihrem Gebot (dies gilt ebenso in den Fällen von lit. a) und c); vgl. dazu die europarechtliche Vorgabe in Art. 13 Abs. 1 S. 3 EDL-RL). Von der Duldung der Einbaupflicht dem Wortlaut nach betroffen sind dabei nicht nur nach Standardlastprofil (SLP; siehe Kap. 5.4.1) belieferte Letztverbraucher, sondern auch solche, die leistungsgemessen und beliefert werden (RLM; siehe Kap. 5.4.2).

Gemäß § 21c Abs. 2 S. 2 EnWG ist der Einbau wirtschaftlich vertretbar, wenn dem Anschlussnutzer für Einbau und Betrieb keine Mehrkosten<sup>44</sup> entstehen oder wenn eine wirtschaftliche Bewertung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, die alle langfristigen, gesamtwirtschaftlichen und individuellen Kosten und Vorteile prüft, und eine Rechtsverordnung im Sinne von § 21i Absatz 1 Nummer 8 ihn anordnet<sup>45</sup>; der zu erwartenden wirtschaftlichen Bewertung des BMWi, dürfte die Verbrauchsgruppe > 6.000 kWh p.a. somit faktisch entzogen sein. In diesem Zusammenhang hingewiesen sei auf die Empfehlung der Europäischen Kommission zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messgeräte vom 9. März 2012 (2012/148/EU)<sup>46</sup>, in der neben Datenschutz- und Datensicherheitserwägungen sowie Mindestfunktionsanforderungen an intelligente Messsysteme im Stromsektor eine von der Kommission erarbeitete Methode zur wirtschaftlichen Bewertung der langfristigen Kosten und Nutzeneffekte der Einführung intelligenter Messsysteme den Mitgliedstaaten zugleich Orientierungshilfe und Rahmen für die Durchführung einer entsprechenden Analyse sein soll.

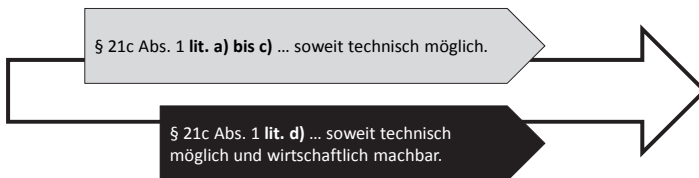
---

<sup>44</sup> Maßstab sind die bundesdurchschnittlichen Kosten für den Messstellenbetrieb und die Messung am 1. Januar 2012.

<sup>45</sup> Gemäß § 21i Abs.1 Nr. 8 EnWG ist die Bundesregierung ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates im Anschluss an eine den Vorgaben der Richtlinien 2009/72/EG und 2009/73/EG genügende wirtschaftliche Betrachtung im Sinne von § 21c Absatz 2 den Einbau von Messsystemen im Sinne von § 21d und § 21e und Messeinrichtungen im Sinne von § 21f ausschließlich unter bestimmten Voraussetzungen und für bestimmte Fälle vorzusehen und für andere Fälle Verpflichtungen von Messstellenbetreibern zum Angebot von solchen Messsystemen und Messeinrichtungen vorzusehen sowie einen Zeitplan und Vorgaben für einen Rollout für Messsysteme im Sinne von § 21d und § 21e vorzusehen.

<sup>46</sup> Veröffentlicht im Amtsblatt der Europäischen Kommission L 73/9.

Technisch möglich ist ein Einbau, wenn Messsysteme, die den gesetzlichen Anforderungen genügen, am Markt verfügbar sind, § 21c Abs. 2 S. 1 EnWG (vgl. Bild 7.1). Derlei Systeme sind zurzeit nicht am Markt verfügbar; die Marktverfügbarkeit wird frühestens Anfang 2013 erwartet. Insbesondere sind keine Kommunikationseinheiten (Gateways) verfügbar, die als technisches Element eines Messsystems dem vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zu erstellenden Schutzprofil<sup>47</sup> genügen; eine Rechtsverordnung, die das vom BSI durchzuführende Zertifizierungsverfahren regelt wurde noch nicht erlassen, vgl. § 21e Abs. 4 EnWG.



---

Bild 7.1: Bedingte Einbaupflicht "Messsystem"

In der Zusammenschau hängt das Eintreten der Einbaupflicht „Messsysteme“ zeitlich in jedem der in § 21c Abs. 1 EnWG abschließend aufgeführten Fälle vom Eintritt weiterer Bedingungen ab, so dass sich Messstellenbetreiber (MSB) bis dahin, d.h. bis zur Verfügbarkeit am Markt, in einer Art Übergangssituation befinden. Auf den Zeitpunkt, wann diese beendet ist, haben MSB keinen Einfluss, er wird von externen Faktoren, wie beispielsweise dem Inkrafttreten von Rechtsverordnungen bestimmt. Für Verteilernetzbetreiber, die grundsätzlich die Rolle des Messstellenbetreibers wahrnehmen, ist insofern die Frage relevant, ob für sie zwischenzeitlich möglicherweise Einbaupflichten anderer Art gelten.

---

<sup>47</sup> Das Schutzprofil für die Kommunikationseinheit des Messsystems (Gateway) wurde am 26. August 2011 in die Evaluierung gegeben; sie ist noch nicht abgeschlossen.

Da gem. § 8 Abs. 1 MessZV Messstellenbetreiber die Art, Zahl und Größe von Messeinrichtungen bestimmen, steht ihnen ein Dispositionsrecht dergestalt zu, als dass sie über die Installation eines Ferraris-Zählers, einer Messeinrichtung oder eines Messsystems befinden können. Diese Befugnis wird während der Übergangszeit auch insofern nicht durchbrochen, als dass MSB weder aus § 118b EnWG<sup>48</sup> (Übergangsregelungen für Vorschriften zum Messwesen) eine Pflicht zum Einbau von Messeinrichtungen im Sinne des EnWG a.F. trifft, noch eine solche zum Einbau von un zertifizierten Messsystemen auf der Grundlage anderer Regelungen besteht<sup>49</sup>, vgl. § 21e Abs. 1 EnWG. Demnach sind auch typgleiche Turnuswechsel, d.h. der Austausch: Ferraris-Zähler gegen Ferraris-Zähler, zulässig. Auch die Möglichkeit, bis zum Zeitpunkt der Inpflichtnahme un zertifizierte Messsysteme einzubauen, erkennt der Gesetzgeber in § 21e Abs. 5 S. 1 EnWG ausdrücklich an. Hiernach ist sowohl der fortgesetzte Einbau bis zum 31. Dezember 2012 als auch die Nutzung der Einrichtungen rechtmäßig – letztere längstens bis zum nächsten Ablauf der bestehenden Eichgültigkeit (d.h. maximal acht Jahre, beginnend mit Ablauf des Kalenderjahres in dem das Gerät zuletzt geeicht wurde).

Bereits erwähnt nehmen grundsätzlich Verteilernetzbetreiber die Aufgabe des Messstellenbetriebs sowie des Messdienstleisters wahr. Insofern Netzbetreiber auch bei dieser Aufgabenwahrnehmung regulierungsrechtlichen Anforderungen unterliegen, stellt sich mit Blick auf die Einbaupflicht

---

<sup>48</sup> Messeinrichtungen, die nach § 21b Absatz 3a in der Änderungsfassung vom 7. März 2001 (BGBl. I S. 338) des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970) einzubauen sind, können in den dort genannten Fällen bis zum 31. Dezember 2012 weiter eingebaut werden, § 118b EnWG.

<sup>49</sup> *Baasner, Milovanović, Schmelzer, Schneidewindt*, Einbaupflicht, -recht und Akzeptanz – Fragen und Antworten zum Einbau von Messeinrichtungen und Messsystemen nach der Novellierung des EnWG 2011, N&R 1/12, S. 13 ff.



die Frage nach der Anerkennung von Kosten in der Anreizregulierung – dem Grunde und der Höhe nach. Dies betrifft Kosten, die zum einen daraus resultieren, dass Verteilernetzbetreiber in ihrer Rolle als MSB/MDL auf einem Dritten zugänglichen Wettbewerbsmarkt agieren und sich aus der Wettbewerbssituation Folgen für die Art und Weise der Geschäftsausübung ergeben. Zum anderen geht es um Kosten, welche die Art und Weise der Ausstattung der Zählpunkte mit Messsystemen betreffen. Zentrale Regelung ist § 5 Abs. 1 S. 3 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) (Regulierungskonto), wonach Kostenveränderungen, d.h. im Rahmen der Einführung von Smart Metern anfallende geprüfte, effiziente Mehrkosten, über das Regulierungskonto erfasst werden. Hinsichtlich der Höhe der regulierungsrechtlich anerkannten Kosten dürfte die Bundesnetzagentur in Anlehnung an ihr Positionspapier vom 23. Juni 2010 maximal den Teil der Kosten anerkennen, der zur Erfüllung noch zu bestimmender Mindestanforderungen an Messsysteme erforderlich ist. Allerdings besteht in dieser Hinsicht zwischen den Beteiligten insbesondere aufgrund fehlender Regelungen zu Mindestanforderungen und Standards noch Klärungsbedarf.

### **7.3.2      *Datensicherheit/Datenschutz***

Die Themen Datenschutz und Datensicherheit haben die zurückliegenden Entwicklungen im Bereich „Intelligenter Messeinrichtungen“ stets kritisch begleitet<sup>50</sup>; was angesichts der vorangegangenen medienwirksamen Sensibilisierung der Gesellschaft bzw. der Verbraucher nicht verwundert und für den Gesetzgeber Indiz dafür war, bei der Novellierung des EnWG entsprechende Schwerpunkte setzen zu müssen. Dementsprechend bestimmen § 21e Absätze 1 und 2 EnWG nunmehr allgemeine Anforderungen an Messsysteme zur Erfassung elektrischer Energie; Schutzzwecke sind die Gewährleistung von Datensicherheit und Interoperabilität. Hiernach dürfen zur Datenerhebung, -verarbeitung, -speicherung, -prüfung, -übermittlung ausschließlich solche technischen Systeme und Bestandteile eingesetzt werden, die 1. den Anforderungen von Schutzprofilen nach der nach § 21i zu erstellenden Rechtsverordnung entsprechen sowie 2. besonderen Anforderungen an die Gewährleistung von Interoperabilität nach der nach § 21i Absatz 1 Nummer 3 und 12 zu erstellenden Rechtsverordnung genügen, § 21e Abs. 2 EnWG.

Zudem trifft der Gesetzgeber mit § 21g EnWG (Erhebung, Verarbeitung und Nutzung personenbezogener Daten) erstmals bereichsspezifische

---

<sup>50</sup> Vgl. hierzu die Stellungnahmen des Unabhängigen Landesentrums für Datenschutz Schleswig-Holstein, vertreten durch Herrn Dr. Moritz Karg, vom 25.09.2009, 18.02.2010, 21. September 2010, 15. und 28. Juni 2011, abrufbar unter: [www.datenschutzzentrum.de](http://www.datenschutzzentrum.de) (Stand: 31. Januar 2012); vgl. auch Anmerkungen und Anregungen der E-Energy Fachgruppe Recht in „Datenschutz in Smart Grids“, 2011 LIBER London, Berlin; vgl. auch forsa-Bericht „Erfolgsfaktoren von Smart Metering aus Verbrauchersicht“ im Auftrag der Verbraucherzentrale Bundesverband vom 12.05.2010; abrufbar unter: [www.vzbv.de](http://www.vzbv.de) (Stand: 31. Januar 2012); vgl. beispielsweise auch den BigBrotherAward, der 2008 in der Kategorie „Technik“ an die Yello Strom GmbH ging – aufgrund datenschutzrechtlicher Unzulässigkeiten bei der Verwendung von Smart Metern.

Regelungen zur Gewährleistung von Datenschutz i.S.d. Bundesdatenschutzgesetzes (BDSG) im Energiewirtschaftsrecht und stellt die Einführung von Messsystemen, wie von Datenschützern zuvor bundesweit gefordert, auf ein tragfähiges Fundament (Verbrauchsdaten sind personenbezogene Daten i.S.d. § 3 Abs. 1 BDSG). Damit folgt der Gesetzgeber dem in § 4 Abs. 1 BDSG niedergelegten Erfordernis, dass die Erhebung, Verarbeitung und Nutzung personenbezogener Daten nur dann zulässig ist, soweit dieses Gesetz (BDSG) oder eine andere Rechtsvorschrift dies erlaubt oder anordnet oder der Betroffene eingewilligt hat<sup>51</sup>. Zuvor ließ sich weder die Erhebung noch die Verarbeitung oder Nutzung datenschutzrechtlich auf energiewirtschaftsrechtliche Bestimmungen begründen, eine schriftliche Einwilligungserklärung des informierten Betroffenen war stets notwendig und bedeutete in der Praxis ein Hindernis für die Abwicklung von Geschäftsprozessen.

### **7.3.3 Verbrauchs- bzw. Laststeuerung durch zeitvariable Arbeitspreise**

#### ***Individuelle Verbrauchssteuerung im standardisierten Umfeld***

Die Versorgung von Haushalts- und Gewerbekunden, d.h. nicht lastganggemessene Lastprofilkunden<sup>52</sup> bzw. die Abwicklung von deren Stromlieferungen geschieht heute bis auf wenige Ausnahmen im Massenkundengeschäft. Netzzugang, die Beschaffung von Strom sowie die Vertriebstätigkeit am Endkundenmarkt sind von Standardisierung und Vereinfachung geprägt – was wiederum auch den Wettbewerb zwischen Lieferanten begünstigt. So bilden standardisierte Verbrauchsprofile (Standardlast-

---

<sup>51</sup> Däuber in: *Däuber/Klebe/Wedde/Weichert*, Bundesdatenschutzgesetz Kompaktcommentar, 3. Auflage 2010, § 4a Rn. 7 ff.

<sup>52</sup> Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 Kilowattstunden.

profile: SLP) die Grundlage für die netzseitige Abwicklung und Bilanzierung von Stromlieferungen. Entsprechende Vorgaben an Netzbetreiber und damit auch an Lieferanten hierzu treffen die §§ 12 ff. Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV). Ebenso folgt die Beschaffung auf den Handelsmärkten (OTC und Börse) standardisierten Profilvergaben; standardisierte Produkte werden physisch und finanziell gehandelt – gleichartiges Beschaffungsverhalten ist die Folge<sup>53</sup>. Ebenfalls existieren, wenngleich die Differenzierung in den letzten Jahren zugenommen hat, im Endkundenmarkt weitgehend standardisierte Tarifstrukturen. Aufgrund relativ langer vertraglicher Bindungen und einer vergleichsweise geringen Verbrauchsfluktuation besteht hohe Planungssicherheit, die sich auch in der Preiskalkulation gegenüber den Kunden niederschlägt<sup>54</sup>.

Im Rahmen des weitgehend standardisierten Stromlieferungsgeschäfts sind die genauen Umstände des Stromverbrauchs, z.B. der Zeitpunkt der entnommenen Strommenge, für Standardlastprofilkunden nicht von Bedeutung und auch nicht unmittelbar preisbildend. Die Netznutzung vernachlässigend genügt es dementsprechend, die nach Standardlastprofil(en) gelieferte Strommenge durch summenmäßige Zählung zu erfassen und nach turnusgemäßer Ablesung zum Gegenstand der Abrechnung gegenüber dem Kunden zu machen. Einer weiterführenden Verbrauchsmessung bedarf es nicht (siehe Kapitel 5.4). Die gezielte Beeinflussung der Nachfrage, stärkere Marktbeteiligung und Verbrauchsindividualisierung<sup>55</sup> lassen sich so jedoch weder anreizen noch realisieren. Hierfür bedarf es zeit-

---

<sup>53</sup> Vgl. *Angenendt/Boesche/Franz*: Der energierechtliche Rahmen einer Implementierung von Smart Grids, RdE 4-5 2011, S. 124.

<sup>54</sup> Üblicherweise werden zunächst Standardprodukte beschafft und im Gesamtportfolio auftretende Differenzmengen kurzfristig, z.B. am EEX-Spotmarkt, ausgeglichen (Kauf oder Verkauf).

<sup>55</sup> So die Ziele des Anreizsystems „variable Tarife“ im BNetzA-Bericht (o. Fußn. 13), S. 59.

mengen- und gegebenenfalls auch lastrelevanter Verbrauchsdaten, die mit Hilfe von Messsystemen beim Kunden erhoben und an die berechtigten Akteure übermittelt werden. Die an Lieferanten übermittelten Daten würden flexible, kundenspezifische Tarife ermöglichen und können die Basis für weitere Energiedienstleistungen<sup>56</sup> bilden.

### ***Tarife und Preise – Versuch einer begrifflichen Einordnung***

Verschiedene Regelungen des EnWG beziehen sich auf Tarife, andere stellen im Wortlaut hingegen auf Preise ab, beispielhaft sind die § 40 Abs. 2 Nr. 2 und Abs. 5, § 36 Abs. 1 S. 1 und § 39 Abs. 1 EnWG. Rein sprachlich ist unter „Tarif“ der festgesetzte Preis bzw. ein Entgelt oder eine Gebühr zu verstehen<sup>57</sup>; energiewirtschaftsrechtlich ist „Tarif“ nicht legaldefiniert (vgl. § 3 EnWG). Aus historischer Sicht kann angemerkt werden, dass mit Inkrafttreten des EnWG 2005 der aus Monopolzeiten stammende Tarifbegriff im Bereich der Grundversorgung, zumindest sprachlich, durch den Begriff „Allgemeine Preise“ ersetzt wurde<sup>58</sup>. Demgegenüber zeigt sich, dass der Gesetzgeber mit Blick auf die Überschrift des § 40 EnWG (Strom- und Gasrechnungen, Tarife) bzw. dessen Absätze den Tarifbegriff sozusagen fortleben lässt, wenn nicht sogar wiederbelebt hat.

---

<sup>56</sup> Zur Definition von Energiedienstleistungen siehe: Artikel 3e der Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen. Eine Energiedienstleistung könnte z.B. die externe automatisierte Ansteuerung von Geräten aufgrund übertragener Steuerungsbefugnis sein.

<sup>57</sup> So die Definition im Duden.

<sup>58</sup> Vgl. dazu die Änderung von „Preise“ in „Tarife“ in der bis zum 30. Juni 2007 geltenden BTOElt; wenngleich Preise damit nicht im engeren Sinne begrifflich ersetzt, sondern vielmehr in einer Systematik neu verortet wurden, vgl. § 1 Abs. 1 S. 4 und § 4 S. 1 BTOElt.

Die Rechtsprechung qualifiziert Stromlieferungsverträge als Dauerschuldverhältnisse bzw. Kaufverträge in Form von Sukzessivlieferungsverträgen<sup>59</sup>. Vertragsgegenstand ist die Belieferung von Letztverbrauchern mit Elektrizität an einem vereinbarten Übergabepunkt zu im Vorhinein festgelegten Konditionen. Vor diesem Hintergrund können Stromtarife als klassifizierbare Varianten von das Stromprodukt bzw. die Hauptleistungspflicht des Lieferanten beschreibenden Merkmalen bezeichnet werden<sup>60</sup>. Zu den beschreibenden Merkmalen zählt auch die Preisgestaltung bzw. die Preisstruktur (Inhalt und Aufbau von Preisen), die wiederum Verbrauchsverhaltensstrukturen abbildet bzw. erzeugen kann. Dadurch, dass bestimmte Komponenten des vom Kunden für die bezogene Kilowattstunde Strom zu zahlenden Preises variiert werden können<sup>61</sup>, lassen sich bereits auf dieser Stufe unterschiedliche Stromprodukte grundlegend definieren und katalogisieren. Kombiniert mit weiteren Tarife beschreibenden Merkmalen, z.B. der Lieferung von 100 % Ökostrom, bilden sich so Stromtarife bzw. Tarifmodelle heraus, die sich wiederum je nach ihrer Ausgestaltung bzw. nach verfolgtem Zweck klassifizieren lassen. Der energiewirtschaftsrechtliche Gestaltungsspielraum der Lieferanten ist jedoch beschränkt. So müssen Stromtarife grundsätzlich den allgemeinen Erfordernissen einer sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Elektrizitätsversorgung genügen bzw. diese gewährleisten, vgl. § 1 Abs. 1 EnWG. Was die Pflicht von Lieferanten zum Angebot eines Stromtarifs i.S.d. § 40 Abs. 5 EnWG anbelangt, erfahren die energiepolitischen Zielstellungen in § 40 Abs. 5 EnWG dahingehend

---

<sup>59</sup> Vgl. LG Duisburg, Urteil vom 23. September 2005, Az. 7 S 90/05.

<sup>60</sup> Vgl. EnCT/Becker Büttner Held/ECOFYS, Gutachten „Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen“, Dezember 2009, S. 10, S. 42.

<sup>61</sup> Ca. 65 % des Endverbraucherpreises für Strom sind 2010 nicht von Energieversorgungsunternehmen beeinflussbar.

eine Gewichtung, als dass mindestens ein vom Lieferanten angebotener Stromtarif geeignet sein muss, beim Verbraucher vom Gesetzgeber gewollte Anreize zu setzen – nämlich solche zur Einsparung von Energie oder zur Steuerung des Energieverbrauchs.

Zusammenfassend kann ein Stromtarif als Konvolut von Stromprodukte eines Lieferanten grundlegend beschreibenden Merkmalen verstanden werden, die einer Klassifizierung zugänglich sind, z.B. nach bestimmten Preismerkmalen. Je nach Ausprägung der Merkmale lassen sich verschiedene Stromprodukte definieren und klassifizieren.

### ***Variation von Preisbestandteilen***

Gemäß § 40 Abs. 5 EnWG haben Lieferanten, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Als Normadressaten, Änderungen von Verbrauchsverhalten anzureizen, bestimmt § 40 Abs. 5 EnWG nach der Novellierung des EnWG nunmehr ausdrücklich den Lieferanten<sup>62</sup>; dessen Gestaltungsspielraum den gesetzlichen Auftrag zu erfüllen, ist selbst bei enger Normauslegung weit bemessen. Ein geeignetes Mittel monetäre Anreize für Verbrauchsverhaltensänderungen zu setzen, ist die Bemessung bzw. Variation des Arbeitspreises als Ausdruck der Gesamtheit seiner Preisbestandteile – zu denen neben den Kosten für Lieferung und Beschaffung (ca. 30 % des Arbeitspreises), die dem Leistungsbereich des Lieferanten zuzu-

---

<sup>62</sup> Vormalig waren Energieversorgungsunternehmen Normadressat, zu denen begrifflich auch Netzbetreiber zählen.

rechnen sind, insbesondere auch die Kosten der Netznutzung gehören<sup>63</sup>; letztere machen bei Haushaltskunden mit 21,4 %<sup>64</sup> einen signifikanten Anteil am Arbeitspreis aus. Verbreitet sind Tarifmodelle, bei denen die Höhe des Arbeitspreises in Abhängigkeit von Tageszeitzone variiert, Hochtarif, Mitteltarif und Niedertarif (HT/MT/NT-Tarife). Bei der Versorgung der Teilnehmer am RESIDENS-Feldversuch kommt ein zeitvariabler Tarif mit drei Preis-Zeit-Stufen zur Anwendung (siehe Kap. 4.3.2), der Letztverbrauchern Anreize setzt, den Verbrauch entsprechend zu steuern: z.B. zeitlich zu verlagern, zu reduzieren oder aber auch zu erhöhen (vgl. Bild 7.2 für einen HT/NT-Tarif).

---

<sup>63</sup> Weitere Preisbestandteile des Preises für Haushaltskunden sind u.a.: EEG-Umlage, Strom-/Umsatzsteuer, Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb, Konzessionsabgabe, Umlage nach KWKG (Stand: 1. April 2011).

<sup>64</sup> Beispielhafte Strompreiszusammensetzung für einen nicht leistungsgemessenen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh, so die BNetzA, (Stand: 3. Februar 2011).



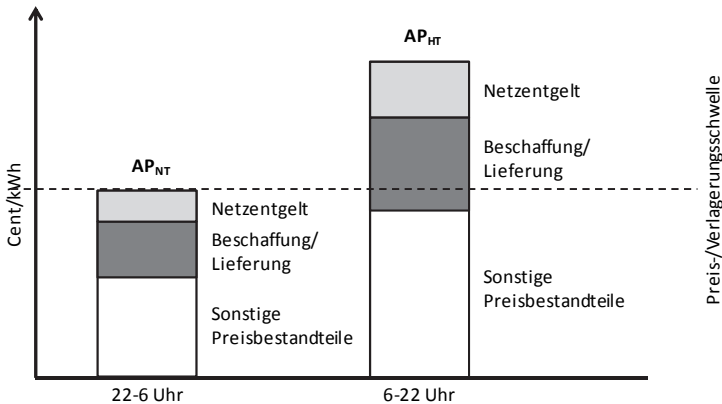


Bild 7.2: Preisbestandteile HT/NT-Tarif

Der Möglichkeit Änderungen von Verbrauchsverhalten allein durch Variation des Preisanteils „Beschaffung/Lieferung“ anzureizen, sind auf Seiten der Lieferanten u.a. ökonomische Grenzen gesetzt. D.h. die allein auf dieser Grundlage wirtschaftlich vertretbare Preisspreizung wird letztendlich als nicht ausreichend genug eingeschätzt, so dass unter anderem die Variation weiterer Preisbestandteile – so die der Netzentgelte – ins Blickfeld gerät. Der im Zuge der Novellierung des EnWG neu geschaffene § 14a EnWG<sup>65</sup> (Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in

<sup>65</sup> Gemäß § 14a EnWG haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird. Als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung im Sinne von Satz 1 gelten auch Elektromobile. Die Steuerung muss für die in Satz 1 genannten Letztverbraucher und Lieferanten zumutbar sein

Niederspannung) ist Ausdruck solcher Überlegungen. Durch die kumulative Variation beider Preisbestandteile ließe sich eine entsprechend hohe monetäre Anreizwirkung über den Arbeitspreis erzielen. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass Netzentgelte die Netznutzung und damit auch die Nutzung von Netzkapazitäten vergüten, d.h. der Ansatz für die Verbrauchssteuerung ein anderer ist. Bei einer sich am Auslastungsgrad des Netzes bzw. der Netze orientierenden Vergütung der Netznutzung würde sich beispielsweise der Preis für jede zusätzliche Kilowattstunde umso mehr erhöhen, je näher Netze an ihre Kapazitätsgrenze geführt werden und umgekehrt.

Im Regelfall schließen Letztverbraucher und Lieferant miteinander integrierte Stromlieferungsverträge<sup>66</sup> ab, in deren Vollziehung der Lieferant die Netznutzung für den Letztverbraucher abwickelt; im Rahmen des die Belieferung des Letztverbrauchers erst ermöglichenden Lieferantenrahmenvertrages zwischen Netzbetreiber und Lieferant hat letzterer gegenüber dem Netzbetreiber einen eigenen Anspruch auf die Leistung „Netzzugang bzw. Netznutzung“ und schuldet diesem die für die Strombelieferung des Letztverbrauchers anfallenden Netznutzungsentgelte (NNE); hinsichtlich des Grund- und Arbeitspreises für die Netznutzung gelten entsprechende Preisregelungen, die Bestandteil des Lieferantenrahmenvertrages sind.

Lieferanten sind nach dem EnWG nicht verpflichtet, die Netznutzung an Letztverbraucher kostenmäßig weiterzuberechnen bzw. überzuwälzen<sup>67</sup>. So mangelt es an entsprechenden Vorgaben zu den Mindestvertragsinhalten für die Belieferung von Haushaltskunden außerhalb der Grundversor-

---

und kann direkt durch den Netzbetreiber oder indirekt durch Dritte auf Geheiß des Netzbetreibers erfolgen; Näheres regelt eine Rechtsverordnung nach § 21i Absatz 1 Nummer 9.

<sup>66</sup> Auch als „all-inclusive-Verträge“ bezeichnet.

<sup>67</sup> Eine solche kann nicht aus dem Lieferantenrahmenvertrag folgen, da es sich um eine unzulässige Vereinbarung zu Lasten Dritter handeln würde.

gung, § 41 Abs. 1 EnWG; ebenso fehlt es an Bestimmungen in § 40 Abs. 5 EnWG. Ergänzend sei darauf hingewiesen, dass auch der Grundversorger lediglich zur Zurverfügungstellung von „Elektrizität zu den jeweiligen allgemeinen Preisen“ verpflichtet ist, § 6 Abs. 1 S. 2 Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV), wobei es an entsprechenden verordnungsrechtlichen Bestimmungen zu „allgemeinen Preisen“ fehlt, vgl. § 39 Abs. 1 EnWG.

Dem ist gegenüberzustellen, dass Lieferanten nach § 40 Abs. 2 Nr. 7 EnWG verpflichtet sind, die Belastungen aus den Netzentgelten für Letztverbraucher in ihren Rechnungen für Energielieferungen gesondert auszuweisen. Hieraus lässt sich zwar ableiten, dass der Gesetzgeber davon ausgeht, dass Lieferanten die für die Netznutzung an Netzbetreiber geleisteten Entgelte auf Letztverbraucher überwälzen. Eine Pflicht dies zu tun, kann hieraus jedoch nicht erwachsen; beispielsweise trifft der Gesetzgeber zur Art und Weise der Weitergabe von Netznutzungsentgelten keine Regelungen. Für das gefundene Ergebnis spricht zudem der Umstand, dass § 40 Abs. 2 Nr. 7 EnWG seinen Ursprung im Verbraucherschutz hat und dementsprechend informatorischen Charakter besitzt.

Zwar sind Lieferanten gegenüber ihren Kunden danach an der Variation auch des Preisbestandteils „Netzentgelt“ nicht gehindert, dennoch setzt die Ökonomie sowie das Wettbewerbsrecht auch hier deutliche Grenzen. Zur Bestimmung von Anforderungen an die Ausgestaltung und Bemessung von Netznutzungsentgelten bedarf es daher einer Untersuchung aus der Perspektive des Netzbetreibers.

### ***Zeitvariable Bemessung von Netznutzungsentgelten***

Die Abwicklung der Netznutzung von Standardlastprofilkunden folgt standardisierten Vorgaben, in deren Rahmen sie mit einem fixen, durchschnittlichen Arbeitspreis (AP) in Eurocent/kWh abgegolten wird – im Gegensatz zu RLM-gemessenen Kunden (Arbeitspreis + Leistungspreis in €/kW). Denkbar wäre die Übertragung des Ansatzes aus § 40 Abs. 5 EnWG,

d.h. eines zeitvariablen Arbeitspreises auch auf Netznutzungsentgelte<sup>68</sup>; wofür die Einführung von Messsystemen bzw. entsprechenden Messverfahren<sup>69</sup> erforderlich ist.

Die Bemessung und Ausgestaltung von Netznutzungsentgelten durch die Netzbetreiber unterliegt in rechtlicher Hinsicht allerdings hohen regulierungsrechtlichen Anforderungen nach den Maßgaben von EnWG, StromNZV, Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und ARegV. Es bedarf daher einer umfassenden Prüfung, ob und inwiefern unter den gegenwärtigen regulierungsrechtlichen Rahmenbedingungen eine zeitvariable Tarifierung von Netznutzungsentgelten bei Haushaltskunden zulässig ist bzw. perspektivisch möglich wäre; Netznutzungsentgelte unterliegen im Übrigen dem Genehmigungsvorbehalt der BNetzA. Dessen ungeachtet besteht Klärungsbedarf in tatsächlicher Hinsicht, der einer juristischen Untersuchung vorangehen muss. Exemplarisch betrifft dieser die Frage, welche Leistungsbestandteile der Leistung „Netznutzung“ ein zeitliches Attribut des Entgelts rechtfertigen würden – und inwiefern, und mit welchen Auswirkungen für die Netznutzer bzw. den Netzbetrieb? Des Weiteren ist nicht nur in rechtlicher Hinsicht zu klären, in welchem Verhältnis die vom Netzbetreiber ausgehende Variation von Netznutzungsentgelten zu der des Lieferanten hinsichtlich des Preisbestandteils „Belieferung/Beschaffung“ steht bzw. stehen muss. Denn ein maximaler Anreiz ließe sich nur erzielen, wenn die Steuerungsinteressen der beiden Akteure kumulieren, d.h. sich addieren und nicht wechselseitig aufheben:

Anreiz NNE + Anreiz Beschaffung = Verhaltensänderung

---

<sup>68</sup> Vgl. BNetzA Bericht (o. Fußn. 13), S. 100.

<sup>69</sup> Zum Vorschlag der sogenannten Zählerstandsgangmessung vgl. BNetzA Bericht (o. Fußn. 13), S. 103 ff.; vgl. auch die Ermächtigungsgrundlage zum Erlass einer entsprechenden Rechtsverordnung in § 21i Abs. 1 Nr. 7 EnWG (Verfahrensbeschreibung der Zählerstandsgangmessung).

Anreiz NNE – Anreiz Beschaffung = keine/geringe Verhaltensänderung

Anreiz Beschaffung – Anreiz NNE = keine/geringe Verhaltensänderung

Die oben angedeutete Prüfung vermag dieser Beitrag nicht zu leisten. Wohl aber sollen nachfolgend Grundsätze der StromNEV skizziert werden, die für die Ausgestaltung von Netznutzungsentgelten insgesamt maßgeblich sind – sowohl für zeit- als auch für lastvariable Netznutzungstarife.

- In das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisende Netznutzer zahlen keine Netznutzungsentgelte, § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV.
- Die Jahreshöchstlast determiniert die Netzkosten. Die Erhebung lastvariabler NNE würde die Bestimmung des individuellen und damit nicht nur näherungsweise Anteils eines jeden Strom entnehmenden Netznutzers an der Jahreshöchstlast erfordern. Zwar erfolgt die Entgeltermittlung aktuell nach Leistungsgesichtspunkten, der Zeitpunkt der tatsächlichen Entnahme ist jedoch nicht unmittelbar preisrelevant, vgl. § 17 Abs. 2 StromNEV
- Die Berechnung von AP und LP erfolgt nach § 16 StromNEV i.V.m. Anlage 4; sie muss möglichst verursachergerecht sein.
- Andere Entgelte sind nicht zulässig, auch keine z.B. nach Lokalität der Stromentnahme differenzierenden, § 17 Abs. 1 i.V.m. Abs. 8 StromNEV.

Gegenwärtig sehen die §§ 15 bis 17 StromNEV keine Freiräume für last-, zeit- oder ortsvariable Netznutzungsentgelte bei Haushalts- bzw. SLP-Kunden vor; dementsprechend können Netzbetreiber auch keine netzseitigen Anreize für Verhaltensänderungen setzen. Wohl aber hat der Gesetzgeber im Zuge der Novellierung des EnWG mit der Erweiterung der Ermächtigungsgrundlage für die StromNEV<sup>70</sup>, § 24 S. 2 Nr. 4 EnWG, die Voraussetzung für

---

<sup>70</sup> Die Ermächtigungsgrundlage für die StromNEV bilden die § 24 S. 1 i.V.m. S. 2 Nrn. 1, 2, 4, 6 und 7 sowie Satz 3 und § 29 Abs. 3 S. 1 EnWG.

Anpassungen des verordnungsrechtlichen Rahmens geschaffen. So ermächtigt § 24 S. 2 Nr. 4 EnWG die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates nunmehr, Regelungen zur Ermittlung der Entgelte für den Netzzugang zu treffen, in denen die Methode zur Bestimmung der Entgelte so gestaltet ist, dass „Anreize zu netzentlastender Energieeinspeisung und netzentlastendem Energieverbrauch gesetzt werden.“ Der Grundstein für eine entsprechende Tarifierung der Netznutzung ist somit gelegt – wenngleich Netzentgelte nicht zwangsläufig variabel wie im beschriebenen Sinne sein müssen, sondern auch von der Einführung gesonderter Netzentgelte eine Steuerungswirkung ausgehen dürfte, so dass sich hieraus zusätzliche Spielräume ergeben.

### **7.4 Zusammenfassung und Ausblick**

Mit der zunehmenden Komplexität des Stromversorgungssystems erhöht sich auch die Komplexität energiewirtschaftsrechtlicher Rahmenbedingungen in den verschiedenen Regelungsbereichen. In der Zusammenschau deutlich geworden ist, dass die stärker markt- und netzorientierte Einbindung von Stromkunden im Haushaltskundensegment in das Energieversorgungssystem – angefangen beim IKT-gestützten Messwesen – in ihren Inhalten und Ausmaßen weite Bereiche des europäischen, besonders aber des nationalen Energiewirtschaftsrechts berührt. Das gilt für das allgemeine ebenso wie für das besondere Energiewirtschaftsrecht.

Als Ausdruck eines Entwicklungsprozesses muss neben der weiteren Verzahnung von Regelungen der fortgesetzten Anpassung bzw. Fortentwicklung rechtlicher Rahmenbedingungen besondere Aufmerksamkeit zugemessen werden. In diesem Zusammenhang zu erwarten steht, dass es besonders im Messwesen perspektivisch zu einer erhöhten Regelungsdichte kommen wird. Exemplarisch deutlich wird dies an der datenschutz- und datensicherheitsrechtlichen Aufladung des Energiewirtschaftsrechts, die in entsprechenden Rechtsverordnungen künftig noch vertieft werden wird – mit den entsprechenden Folgen für die Beteiligten und Betroffenen. Aber nicht nur

auf der technischen, sondern auch auf der Anwendungs-/Prozessebene gehen mit der verstärkten Implementierung von Informations- und Kommunikationstechnik Veränderungen für die Akteure einher, die in Inhalt und Ausmaß zum Teil noch nicht abschließend erfasst, eingeordnet und einer juristischen Bewertung unterzogen worden sind. So stellen sich wesentliche Fragen in Bezug auf die Markt- und Netzintegration von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung durchaus in einem veränderten Licht – vor dem Hintergrund einer an den Anforderungen des energiepolitischen Ziel-Fünfecks (§ 1 Abs. 1 EnWG) ausgerichteten Netzbetriebsführung zum Beispiel regulatorische an der Grenze zwischen netz- und marktmäßigen Belangen. Ihre Beantwortung hat auch Einfluss auf die Art und Weise der verstärkten Einbeziehung von Letztverbrauchern im hier gemeinten Sinne.

Angesichts des begonnenen Umbaus des Energieversorgungssystems und der noch zu bewältigenden Herausforderungen ist es eine wesentliche Aufgabe des Energiewirtschaftsrechts, entsprechend den energiewirtschaftspolitischen Zielvorgaben, für alle Akteure entlang der Stromwertschöpfungskette verlässliche Rahmenbedingungen zu schaffen und somit nicht nur Rechts- sondern auch notwendige Investitionssicherheit zu gewährleisten. Im RESIDENS-Projekt ist es dem Institut für Energiewirtschaftsrecht an der Friedrich-Schiller-Universität Jena dank des interdisziplinären Forschungsverbunds unter Einbeziehung der Ergebnisse aus dem praktischen Smart Meter-Feldversuch gelungen, an der Fortentwicklung energiewirtschaftsrechtlicher Rahmenbedingungen mitzuwirken und darüber hinaus einen Beitrag zur öffentlichen Diskussion zu leisten. Das Institut setzt seine Arbeiten auf diesem Forschungsgebiet über die Laufzeit des RESIDENS-Projekts hinaus fort.

**8 Renewable Energy Drama - Ein Serious Game zu Smart Metering für Stromkunden**

*Klaus P. Jantke, Imke Hoppe und Swen Gaudl*

8.1	Einleitung.....	209
8.2	Serious Games zum Thema Erneuerbare Energie .....	209
8.3	Zielstellung .....	211
8.4	RED – theoriegeleitete Medienkonzeption .....	212
8.5	RED – die Umsetzung .....	215
8.5.1	Browsergames – Voraussetzungen und Möglichkeiten.....	215
8.5.2	Kurzbeschreibung der Spielhandlung .....	220
8.5.3	GUI – Die Grafische Nutzeroberfläche.....	220
8.6	Die vier Jahreszeiten – Probleme und Potentiale.....	225
8.7	Literatur.....	226



## **8.1 Einleitung**

Vielen Menschen fällt es nicht leicht, sich auf neue Technologien einzulassen und einige, die es tun, haben dann immer noch Hürden zu überwinden, bis sie die Neuerungen beherrschen oder gar als selbstverständlich und mühelos im Alltag annehmen.

Spielerisch zu lernen ist ein alter Traum der Menschheit, gleich nach dem Lernen im Schlaf. Ein Buch unter das Kopfkissen zu legen, kann sich noch jeder vorstellen. Wie aber lernt man mit einem Spiel im Internet, freudvoll und mit Effekt?

Das Spiel RED – kurz für Renewable Energy Drama – ist ein sogenanntes Browser Game, das man ohne Aufwand im Internet spielen kann und dabei zwanglos mit Fragen und Antworten zum sparsamen Umgang mit Energie vertraut gemacht wird. Dies führt die Lernenden zum Smart Metering.

## **8.2 Serious Games zum Thema Erneuerbare Energie**

Die Auffassungen darüber, was der Begriff „Serious Game“ bezeichnet und wie, falls man denn bestimmte digitale Spiele dieser Kategorie zuordnen kann, Serious Games in praxi wirken, gehen sehr weit auseinander und variieren etwa zwischen den Standpunkten von Ritterfeld et al. (2009) und Jantke (2011).

Jede Theorie hat praktische Konsequenzen. Verwirrende theoretische Konstrukte können Anwender und Anwendungen in die Irre führen oder blockieren. Wenn man etwa gesagt bekommt, dass ein Spiel gerade dann ein Serious Game ist, wenn das den Intentionen der Macher entspricht, dann ist man praktisch so gut wie nie in der Lage zu entscheiden, ob ein konkretes Spiel zu dieser Kategorie gehört und was die Entwickler sich dabei gedacht haben könnten. Wie sollte man deren wahre Absichten auch herausbekommen? Solche Begriffsbildungen sind kaum zu gebrauchen.

Wenn dagegen jedes Spiel als Serious Game in Betracht kommt, mehr oder weniger „serious“, so stellt sich die Frage, (i) für welche Inhalte sowie (ii) für welche Adressaten das Spiel funktionieren könnte und, außerdem, (iii) unter welchen Umständen das (iv) wie genau vor sich gehen könnte. Mit den obigen Punkten (iii) und (iv) wird man auf das Problem hingeführt, Bedingungen des Lehrens und Lernens geeignet zu gestalten – die Kunst des Kontexts (Jantke, 2011). Es zeigt sich dann, dass ein und dasselbe Spiel eventuell für unterschiedliches Spielen eingesetzt werden kann und damit ganz verschiedene Effekte haben kann.

Ein Serious Games zu entwickeln und zu implementieren ist niemals nur Game Design, sondern stets die wechselwirkende Gestaltung eines Spiels und seiner Umgebung, in der sich wirkungsvolles Spielen entfalten kann. Nicht um die Spiele geht es, sondern um das Spielen.

Die Fachliteratur zu diesem Thema ist eher dürftig und reflektiert nicht selten die Kapitulation der Autoren. So stellt sich Nagl (2011) das Ziel, zum Thema erneuerbare Energien ein Lernspiel (*ibid.*, S. 8) zu entwickeln, gibt aber nach 50 Seiten auf und reduziert den Anspruch auf eine Kontrolle des Lernerfolgs (*ibid.*, S. 55). Angebote im Internet, die als Spiele zum Thema Ökologie offeriert werden, wie etwa SIMULME (Hansmann et al. 2002), sind gar keine und lassen vor allem einen Aspekt vermissen: Spielspaß.

Ein digitales Serious Game zu Fragen der erneuerbaren Energien muss zuallererst ein Spiel sein. Es muss den spielerischen Umgang mit und in einer virtuellen Welt erlauben. Da soll es Herausforderungen geben, aber keine Überforderung. Entscheidend ist, wie immer, die Balance zwischen Selbstbestimmtheit und Unbestimmtheit. Aufgabe der Autoren ist es, den potentiellen Spielern eine solche Balance sozusagen anzubieten und, wenn diese sie annehmen, sichergestellt zu haben, dass die beiden Pole einige Zeit in der Balance bleiben und diese nicht zu schnell kippt. Das verlangt, Annahmen über die Spielergemeinschaft zu treffen und das Spiel sowie den Kontext darauf zuzuschneiden; ein gutes Spiel für alle gibt es nicht.

### 8.3 Zielstellung

Das hier dargestellt Teilprojekt setzt bei der Fragestellung an, wie man Verbraucher dabei unterstützen kann, neue Technologie in ihren Alltag zu integrieren. Um diese allgemeine Zielstellung wie in 8.2 gefordert zu konkretisieren, soll der Kontext des zu entwickelnden Serious Games skizziert werden. Das Serious Game soll (i) Endabnehmerkompetenz vermitteln, durch die die Verbraucher die Daten aus dem Smart Meter besser verstehen und sich den Smart Meter für ihre Zwecke nutzbar machen können. Im Zusammenhang mit Smart Metern wurden für dieses Projekt folgende Kenntnisse und Fähigkeiten eingrenzend definiert:

- Kenntnisse in Form von alltagstauglichen Heuristiken, die den Stromverbrauch verschiedener Haushaltsgeräte treffend einschätzen,
- Kenntnisse über Stromsparmöglichkeiten im Alltag,
- Fähigkeiten, die Smart Meter-Daten im Webportal richtig zu interpretieren und
- Fähigkeiten, aus den Smart Meter-Daten Stromsparmöglichkeiten für den eigenen Haushalt abzuleiten.

Das Spiel wird vorrangig für (ii) die Teilnehmer aus dem RESIDENS-Projekt entwickelt, kann aber ebenso diejenigen Internetnutzer erreichen, die sich allgemein für die Themengebiete Stromsparen und/oder Smart Meter interessieren und aufgeschlossen gegenüber Online-Spielen sind.

Die Beliebtheit von Online-Spielen hat in den vergangenen Jahren stetig zugenommen und ein immer größeres Altersspektrum der Nutzer erreicht: Die repräsentative Studie von Quandt, Scharnow, & Festl (2011) geht davon aus, dass rund ein Viertel der Deutschen in ihrer Freizeit regelmäßig Computerspiele spielen. Auf Computerspiele als „Medium“ für die

Vermittlung von Energiekompetenz zu setzen, scheint also auch angesichts der Beliebtheit dieser interaktiven Unterhaltungsform erfolversprechend.

Dieses Ziel, möglichst viele Menschen zu erreichen, entspricht dem Popularisierungsziel in der Nachhaltigkeitskommunikation, das fordert, möglichst viele Menschen für Nachhaltigkeitsthemen zu interessieren (Kruse, 2007). Aus diesem Ziel folgt die Annahme einer Rahmenbedingung (iii), und zwar, dass die Zielgruppe im Hinblick auf ihre Computerkompetenzen sehr heterogen ist, eben weil viele Menschen nur gelegentlich Computerspiele spielen, andere hingegen sehr regelmäßig (Quandt, Scharkow, & Festl, 2011). Somit können keine spezifischen Fähigkeiten im Umgang mit Computerspielen vorausgesetzt werden, vielmehr muss das Spiel eine hohe Bedienfreundlichkeit und schnelle „Learnability“ (d.h. Navigation und Interaktionsmöglichkeiten müssen schnell und einfach im Verlauf des Spiels erlernbar sein) bieten. Wie genau (iv) die hier skizzierten Ziele erreicht werden sollen, wird im nächsten Kapitel erläutert.

### **8.4 RED – theoriegeleitete Medienkonzeption**

Wie kann ein Serious Game gestaltet werden, das die oben genannten Kenntnisse und Fähigkeiten vermittelt und außerdem Spaß macht und unterhaltsam ist? Theoretische Ansätze als Basis für die Konzeption eines Medienangebots heranzuziehen hat den Vorteil, dass dadurch transparent und intersubjektiv überprüfbar wird, mit welchen Darstellungsformen und -mitteln intendierte Wirkungen (wie die Förderung von Energiesparkkompetenz) erreicht werden sollen.

Diese Transparenz erlaubt die Überprüfbarkeit und dadurch wissenschaftlichen Erkenntnisgewinn, weil so die Frage bearbeitbar wird, inwiefern die (auf Basis einer Theorie entwickelten) Darstellungsprinzipien, -strukturen und -muster die intendierten und antizipierten Wirkungen tatsächlich bei den Spielerinnen und Spielern hervorrufen. So können diese

theoretischen Konzepte auf der Basis empirischer Ergebnisse wiederum bestätigt, verworfen und/oder weiterentwickelt werden.

Theoretische Ansätze (wie beispielsweise Lehr- und Lerntheorien) als Basis für die Konzeption von digitalen Medien zu verwenden, ist im Forschungsbereich des E-Learning schon lange etabliert. Weniger etabliert ist die Verwendung theoretischer Ansätze für die Konzeption von digitalen Unterhaltungsmedien. Erste Versuche dazu gibt es im Forschungsbereich „Interactive Storytelling“, in dem häufig Ansätze aus der Literatur- und Theaterwissenschaften herangezogen werden (Stern, 2008; Brenda, 1993; Ryan, 2008). Noch weniger Forschungsarbeiten können im Bereich der Konzeption von Serious Games verzeichnet werden, die explizieren, wie Unterhaltung erreicht werden soll und die gleichermaßen aufzeigen, wie Lernen unterstützt werden kann. Das hier skizzierte Teilprojekt bearbeitet dieses Forschungsdesiderat, indem es für das skizzierte Serious Game eine Konzeption auf Basis theoretischer Ansätze herleitet, realisiert und – auf Basis des entwickelten Prototypen – eine empirische Studie zur Wirkungsweise durchführt. Der Grundgedanke ist dabei der Folgende: Insgesamt sollen der Konzeption des Spiels drei Theoriebausteine zugrunde liegen. Einerseits a) ein theoretischer Ansatz, der aufzeigt, wie die formulierten Lernziele erreicht werden können, andererseits b) ein theoretischer Ansatz, der vorschlägt, wie das zu entwickelnde Spiel Unterhaltsamkeit ermöglichen kann. Ein dritter c) muss beide vorher genannten Ansätze erweitern, um diese im Hinblick auf das Medium anzupassen, für das diese angewandt werden sollen, nämlich ein Browser Spiel.

Theoretische Ansätze aus dem Bereich der Nachhaltigkeitskommunikation schlagen Methoden vor, wie bestimmte Kommunikations- oder Lernziele in Bezug auf Nachhaltigkeitsthemen erreicht werden können. Der hier gewählte Ansatz ist die ‚Handlungsorientierung‘ (Schack, 2004; Schack, 2007), konkretisiert durch Arbeiten aus der Didaktik (Meyer, 1989). Für die Konzeption eines Serious Games ist dieser Ansatz geeignet, um zu be-

schreiben, wie der Lernprozess im Spiel gestaltet und zeitlich organisiert werden kann.

Ein ergänzender Ansatz ist das dramentheoretische Modell von Lessing (Fick, 2009), das Darstellungs- und Gestaltungsmittel vorschlägt, um ‚moralisches‘ Alltagsverhalten medial zu thematisieren, ohne dabei eine ‚belehrende‘ Haltung einzunehmen. Für die Konzeption eines Serious Games ist dieser Ansatz geeignet, um zu beschreiben, wie die Handlung, die Szenerie und die Charaktere gestaltet werden können, so dass das Spiel unterhaltsam ist und dennoch Anreize bietet, über eigenes Verhalten in Bezug auf Stromsparen im Alltag nachzudenken.

Beide vorher genannten Ansätze sind nicht originär für digitale Spiele entwickelt worden, so dass Ansatz a) und b) angepasst bzw. erweitert werden müssen. Ein wesentliches Charakteristikum des Mediums Computerspiel ist seine Interaktivität, so dass es auf der Hand liegt zu untersuchen, wie die jeweiligen Ansätze durch „Interaktivität“ erweitert werden können.

Auf Basis dieser Ansätze wurden Anforderungen an das Spiel formuliert, deren konkrete Umsetzung im entwickelten Storyboard (nach Jantke & Knauf, 2005) dargestellt wird. Beispielhaft soll dieser Schritt hier kurz für den Theoriebaustein a) erläutert werden. Der handlungsorientierte Ansatz geht davon aus, dass Lernen am besten funktioniert, wenn Menschen aktiv ein konkretes ‚Produkt‘ herstellen („learning by doing“). Daraus wurden Anforderungen abgeleitet, wie beispielsweise die, keine ‚Quizfragen‘ zu stellen, sondern die User alltagsnahe Aufgaben eigenständig lösen zu lassen. Um das Lösen von Aufgaben zu motivieren, werden sie in konkrete Spielsituationen eingebettet. Das zu erstellende ‚Produkt‘ ist in unserem Fall das Spielziel, und zwar einen möglichst hohen Geld- und CO<sub>2</sub>-Betrag einzusparen. Dieses ‚Produkt‘ (d.h. der ersparte Betrag) sollte während des gesamten Spiels anschaulich visualisiert werden, um zu zeigen, wie es im Verlauf des Spiels durch die Handlungen und Entscheidungen der Spielerin

oder des Spielers entsteht: Wenn man die Waschmaschine im Spiel richtig befüllt, klingelt Geld in der Haushaltskasse.

## **8.5 RED – die Umsetzung**

In den vorangegangenen Abschnitten wurde die Idee des „Renewable Energy Drama“ RED vorgestellt und die Konzeption des entstandenen Spiels näher beleuchtet. In diesem Abschnitt soll auf die technische Umsetzbarkeit, die Spielhandlung und das Interface des entwickelten Spiels eingegangen werden. Nicht nur wegen der Beliebtheit von Browserspielen, sondern auch um eine niedrige technologische Schwelle für den Endnutzer zu schaffen, zusätzliche Softwareinstallationen und Aktualisierungen zu minimieren und das Spiel einer breiten Nutzerbasis direkt zur Verfügung zu stellen, entschied sich das Entwicklungsteam für eine Umsetzung als Browserspiel. Als Grundlage des entstandenen Spiels wurde die Unity3D Game-Engine gewählt. Im Folgenden wird auf die Voraussetzungen, die Realisierung und die Möglichkeiten von Browser Games basierend auf Unity3D eingegangen. Die Darstellung dieser Entscheidungen soll als Unterstützung für zukünftige Projekte dienen.

### **8.5.1 Browsergames – Voraussetzungen und Möglichkeiten**

Durch die gute Netzinfrastruktur des Breitbandbereichs in Westeuropa und im Speziellen in Deutschland (BMW, 2011), sind gute Voraussetzungen geschaffen, digitale Spiele im Internet verfügbar zu machen. Der deutsche Spielemarkt hat dies bereits vor einiger Zeit realisiert; so sind deutsche Browserspiele weltweit erfolgreich. Beispiele hierfür sind die Firmen BigPoint und Gameforge (siehe Behrmann, 2011). Browserspiele bieten im Vergleich zu Spielen, die auf physische Datenträger angewiesen sind, einen vereinfachten Vertriebsweg – die Spiele können häufig direkt im Internet, meist ohne Installation, auf dem lokalen Rechner auch ohne Administrator-

rechte gespielt werden. Da kaum Software installiert werden muss, erlauben es diese Spiele selbst Nutzern mit geringem technischem Verständnis, Zugang zu Spielen zu bekommen. Auch können auf Firmenrechnern, auf welchen keine Software installiert werden darf, Browserspiele meist dennoch gespielt werden.

Diese Eigenschaften und die Möglichkeit, Aktualisierungen und Neuerungen schnell und unkompliziert allen Nutzern zugänglich zu machen, führten zu einer enormen Verbreitung und Beliebtheit von Browserspielen.

Die am weitesten verbreitete Möglichkeit zur Umsetzung von Browserspielen ist Adobe Flash. Eine zweite wäre die Entwicklung eines Spiels mittels html5. Bei html5 handelt es sich um eine relativ neue objektorientierte Sprache zur Erstellung von dynamischen Internetseiten und Webanwendungen. Eine dritte Möglichkeit besteht mittels Unity3D, einer Software, welche ein zertifiziertes Plugin für die meisten aktuellen Browser bereitstellt. Da Unity3D eine am Markt etablierte, kostengünstige Lösung ist und Alternativen mittels html5 noch zu unreif sind, fiel die Wahl auf Unity3D (siehe Bild 8.1).



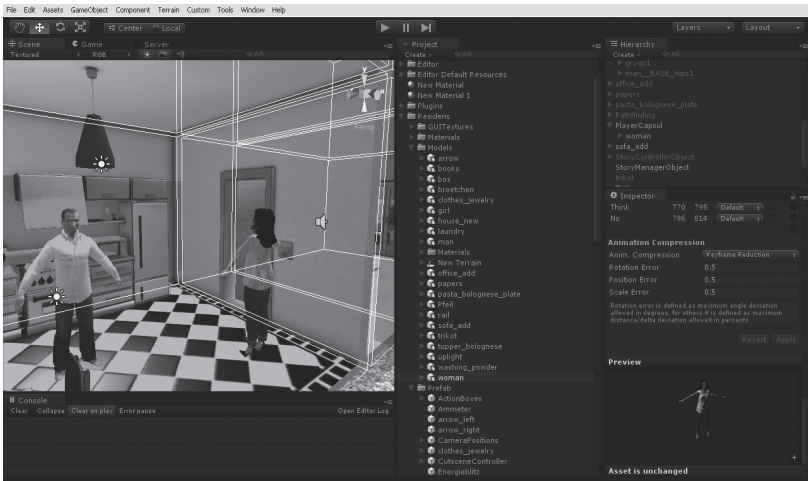


Bild 8.1: Ein Screenshot der Entwicklungsumgebung Unity3D

Unity3D ermöglicht es, Spiele schnell prototypisch zu realisieren und 3D-Inhalte dynamisch darzustellen, welche auch auf älteren Rechnern laufen. Dies ist vor allem bei einer nicht spielaffinen Nutzergruppe von Vorteil.

Beachten sollte man jedoch, dass die Entwicklung von Assets – Musik, 3D-Modelle und Animationen – eine sehr große Herausforderung darstellt, wenn ein Spiel umzusetzen ist, das den Erwartungshaltungen von Spielern im Bezug auf aktuelle 3D-Spiele entsprechen soll.

Da RED versucht, die virtuelle Welt realistisch darzustellen, mussten Modelle gebaut oder gekauft werden, die diesem Stil entsprechen. Die Recherche sowie die Erstellung und Anpassung von Modellen erwies sich als sehr kostspielig und zeitintensiv. Firmen, die digitale Spiele produzieren, können sich dies nur leisten, da sie Assets häufig in Folgeprojekten recyceln und somit über die Zeit einen umfangreichen Pool an Material zur Verfügung haben.

In Bild 8.2 sieht man einen Bruchteil der Objekte, welche speziell für RED gefertigt werden mussten, um die Spielwelt lebendig wirken zu lassen.

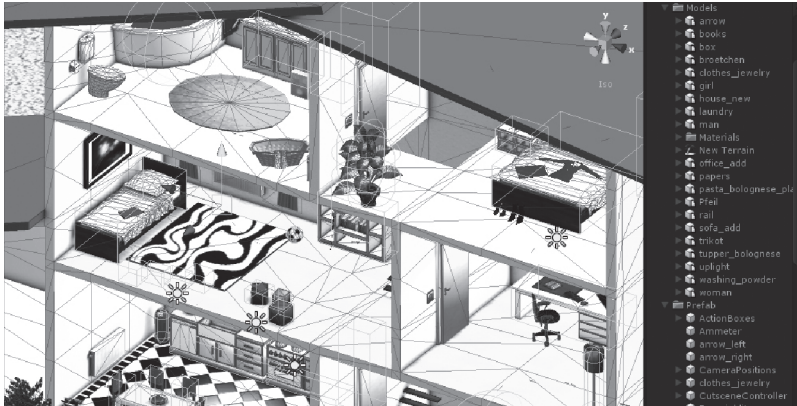


Bild 8.2: Darstellung verschiedener grafischer Assets in RED

Die Programmierung des Spiels auf Unity3D-Basis erwies sich als überraschend einfach und intuitiv. Dies lässt dem Entwickler viele Freiheiten, was Segen und Fluch zugleich ist, da logische Fehler der Spielmechanik, wie z.B. in der Wegfindung oder in Animationen (siehe Bild 8.3) erst nach intensivem Testen sichtbar werden. Es ist somit unerlässlich, auch schon in frühen Projektphasen der Spiele-Entwicklung die einzelnen Features ausgiebig zu testen. Dies bestätigt auch die begleitende Usability-Studie (Friedemann, 2011), in welcher parallel zum Entwicklungsprozess Erhebungen zur Bedienbarkeit und Verständlichkeit des Spiels gemacht wurden. Die Resultate der Studie spiegeln sich in Verbesserungen und Veränderungen des entwickelten Spiels wider.

Der Vorteil des Einsatzes einer Entwicklungsumgebung wie Unity3D im Vergleich zu einer reinen Game-Engine wie Valves Source-Engine ist, dass alle nötigen Werkzeuge bereits aufeinander abgestimmt sind und viele zusätzliche Komponenten leicht integriert werden können.

Unity stellt seit kurzer Zeit außerdem über den Asset-Store, einer Art integriertem Warenhaus, bereits fertige Modelle, Musik und zusätzliche Module zur Wegfindung und der Entwicklung der Benutzeroberfläche bereit, die die Produktionszeit eines Prototypen drastisch reduzieren können.

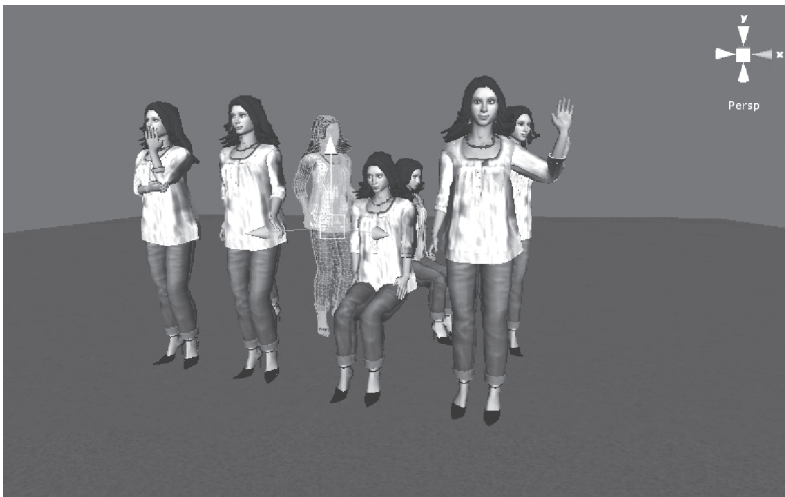


Bild 8.3: Animationen (v.l.n.r.) nachdenken, stehen, sitzen, winken

Auch bietet Unity3D die Möglichkeit, ein Projekt in verschiedenen Programmiersprachen zu entwickeln, was jedoch schon nach geringer Zeit dafür sorgt, dass das Projekt schwerer fehlerfrei zu halten und zu pflegen ist. Erwähnenswert ist, dass durch die eigene Entwicklung des Spiels dieses auch als Forschungsinstrument zur Gewinnung von Informationen über die Nutzergruppe eingesetzt werden kann, indem während des Spiels jedem Spieler direkt Informationen oder Fragen präsentiert werden. Somit kann

man bei der Nutzerbefragung einen Medienbruch vermeiden und den daraus resultierenden Einfluss auf das Erleben minimieren. Entwicklungen dieser Art bieten ein großes Potential für die weitere Forschung.

### **8.5.2 Kurzbeschreibung der Spielhandlung**

Die Szenerie spielt in einem Einfamilienhaus am Rande einer deutschen Kleinstadt, in der eine dreiköpfige Familie lebt – Max, Mara und die Tochter Mia. Alle drei Charaktere wollen gerne mehr Strom sparen, jedoch aus ganz unterschiedlichen Gründen: Während Tochter Mia sich um den Klimawandel Sorgen macht, ärgern sich die Eltern über eine hohe Stromrechnung. Im ersten Modul des Spiels spricht die Familie den Spieler an, ob er möglicherweise helfen kann, Strom zu sparen. Stimmt der Spieler zu, kann er einen Avatar wählen (Vater oder Mutter). Der Spieler hat nun die Aufgabe, der Familie bei alltäglichen Aufgaben im Haushalt zu helfen (Brötchen aufbacken, Wäsche waschen, Elektrogeräte ausschalten, Essen kochen). Nach jeder gelösten Aufgabe bekommt der Spieler Feedback, ob die Aufgabe ‚stromsparend‘ gelöst wurde (Angaben in Euro und CO<sub>2</sub>-Emissionen, siehe Bild 8.5). Während des gesamten Spiels kann man typische Alltagssituationen in der Familie beobachten: Zeitrestriktionen, Bequemlichkeit oder mangelnde Informationen zum tatsächlichen Verbrauch von Geräten halten die Familie häufig davon ab, tatsächlich Strom zu sparen. Am Ende des Spiels erfährt der Spieler, wie viel Strom insgesamt gespart wurde und in welchen Situationen Stromsparpotentiale übersehen wurden.

Spieldauer: ca. 10-15 Minuten; 3D-Online-Spiel, spielbar unter: <http://kindermedien.idmt.fraunhofer.de/red>

### **8.5.3 GUI – Die Grafische Nutzeroberfläche**

Nachdem auf die zu kommunizierende Spielhandlung eingegangen wurde, wird in diesem Abschnitt die grafische Nutzeroberfläche (kurz GUI,

Graphical User Interface) näher beschrieben. Das GUI stellt die Interaktionsmöglichkeiten des Spielers mit dem Spiel bereit und wurde in Anlehnung an Nutzeroberflächen existierender Point&Click-Adventures entworfen.

Die Anordnung der einzelnen Elemente wurde so gewählt, dass gerade Adventurespieler das Spiel ohne größere Eingewöhnung bedienen können. Die grafische Nutzeroberfläche besteht aus zweidimensionalen grafischen Elementen (siehe Bild 8.4). Die Steuerung des Avatars erfolgt durch die Maus mittels klassischem Point&Click: Der Spieler klickt mit der linken Maustaste auf die Position im Spielfeld. Im Anschluss bewegt sich der Avatar an diese Position.

Bei klassischen Adventure-Spielen kann man prinzipiell zwei Arten von GUIs finden, zum einen basierend auf dem LucasArts-Stil, zum anderen basierend auf dem Sierra-Stil. Dies liegt in der Tatsache begründet, dass die beiden Firmen LucasArts und Sierra durch ihre Vorreiterrolle einen starken Einfluss auf den Spielmarkt der 1990er Jahre hatten.

Diese beiden Stile unterscheiden sich dadurch, dass LucasArts mit seinem Scumm Interaktionssystem eine Menü- und Inventarleiste und Schaltflächen für verschiedene Objektinteraktionen bereitstellte (wie zum Beispiel „Öffne“, „Gehe zu“ oder „Benutze mit“), während der Sierra-Stil Objektinteraktionen über ein Kontextmenü am Mauszeiger realisiert. Da GUIs basierend auf dem LucasArts-Stil verbreiteter sind, war es naheliegend, einen ähnlichen Stil zu wählen. In Bild 8.4 sind alle wichtigen Elemente des GUI dargestellt, auf die nun etwas näher eingegangen wird.

Unter Punkt 1 verbergen sich die Spieleinstellungen. Hier kann der Spieler die Credits aufrufen sowie den Ton ein- und ausschalten. Punkt 2 zeigt das Hinweissystem, mit welchem dem Spieler Aufgaben angezeigt und Hilfestellung bei Problemen angeboten werden. Punkt 3 zeigt das 3D-Spielwelt, mit welchem dem Spieler Aufgaben angezeigt und Hilfestellung bei Problemen angeboten werden.

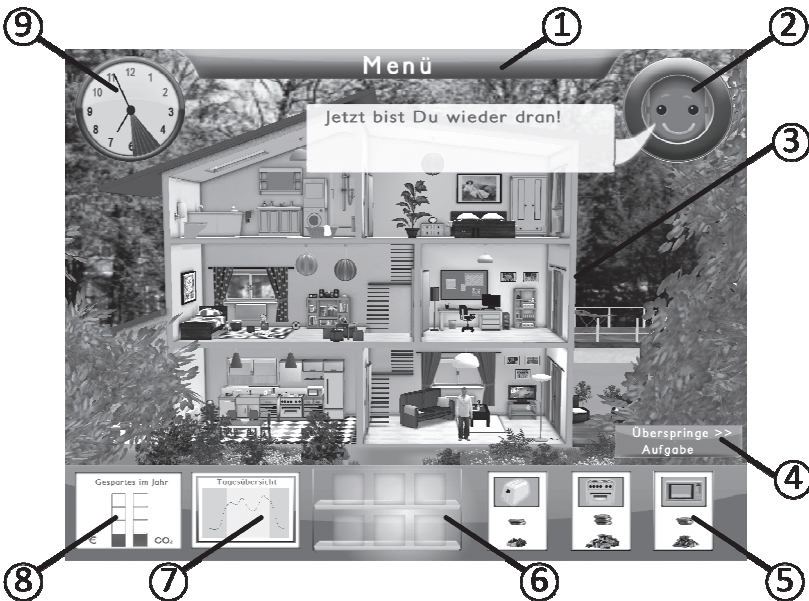


Bild 8.4: Graphical User Interface von RED

Punkt 4 dient zum Überspringen von Aufgaben, falls diese für den Spieler zu schwierig sind. Zur Darstellung der erreichten Ergebnisse dienen die Feedback-Tafeln (Punkt 5, Punkt 7 und Punkt 8). Die Gegenstände, die der Spieler einsammelt und benutzen kann, werden im Inventar (Punkt 6) angezeigt. Diese können mittels „Drag&Drop“ mit anderen Objekten in der 3D-Spielwelt (Punkt 3) benutzt werden. Da die verschiedenen Aufgaben über einen virtuellen Tag verteilt sind, kann man unter Punkt 9 die Zeit im Spiel einsehen.

Um den Nutzer durch die 3D-Welt nicht zu überfordern wurde die Kameraperspektive so fixiert, dass der Spieler diese nicht selber verändern kann, sondern dass sich die Kameraposition automatisch anpasst. Außerdem wird die Welt immer aus einer seitlichen Perspektive ähnlich der in Bild 8.4 gezeigten Seitenansicht dargestellt.

Die Spieler können zum Lösen der Aufgaben im Spiel jeweils zwischen verschiedenen Handlungsalternativen wählen. Nach jeder gelösten Aufgabe im Spiel (bspw. Brötchen aufbacken) zeigen die Feedback-Felder (5, 7 und 8 in Bild 8.4), welche Handlungsalternative wie viel Strom verbraucht. Durch diese Angabe des Stromverbrauchs können die Spieler schlussfolgern, ob sie ihre Wahl im Spiel richtig getroffen haben. Wie aber visualisiert man den Stromverbrauch im Spiel?

Die Angabe des Stromverbrauchs in Kilowatt pro Stunde ist eine Maßeinheit, mit der viele Menschen im Alltag nur selten umgehen und die sie daher auch nur schwer einordnen können: Ist der Stromverbrauch von 0,7 kWh für das Aufbacken von Brötchen niedrig oder hoch? Deswegen wurde für die Angaben auf der Feedback-Tafel 5 (in Bild 8.4, siehe auch Bild 8.5) ein gemittelter Standard-Strompreis in Euro (24 Cent pro Kilowattstunde) zu Grunde gelegt.

Allerdings ist der Strompreis, um beispielsweise ein Brötchen aufzubacken, so gering (0,00653 €), dass auch diese Angabe nicht hilfreich ist. Daher wurden die Werte auf ein ganzes Jahr subsummiert: „Wenn man an jedem Montag im Jahr Brötchen aufbackt, kostet das mit folgenden Geräten...“. Neben der Euro-Angabe werden auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen, die durch den Stromverbrauch entstehen, visualisiert. Auch für diese Angabe wurde von einem gemittelten Standard-Wert des ‚Strommixes‘ ausgegangen, d.h. dem Verhältnis von erneuerbaren Energiequellen und Kohle- bzw. Kernkraftwerken.

Es muss jedoch kritisch angemerkt werden, dass CO<sub>2</sub>-Emissionen auch durch die Angabe in Kilogramm vermutlich nur schwer von den Nutzern

eingordnet werden können, selbst wenn in einem Kurzfilm zu Beginn des Spiels Grundkenntnisse dazu vermittelt werden.

Das in Bild 8.5 links abgebildete Feedback-Feld bildet eine Standard-Tageslastkurve ab, so dass die User analysieren können, ob der Verbrauch eines Gerätes im Vergleich zu anderen Tätigkeiten hoch oder niedrig ist und wie sich dieser über einen Zeitraum auswirkt. Das dritte Feedbackfeld (aufrufbar über Punkt 8 in Bild 8.4) zeigt die bisherigen Ersparnisse des Spielers für die Familie im Spiel zusammenfassend an.

Insgesamt soll den Spielern über die Feedback-Felder also keine Rück-

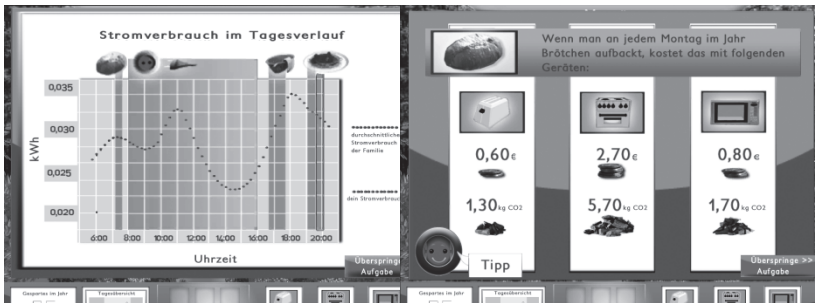


Bild 8.5: Feedback-Tafeln. Links: Tageslastkurve; Rechts: Vergleich der Handlungsalternativen

meldung im Sinne von ‚richtig‘ oder ‚falsch‘ gegeben werden. Stattdessen sollen die Spieler im Sinne der zu Grunde liegenden handlungsorientierten Lehr- und Lerntheorie diejenigen Informationen abrufen können, die sie interessieren, und sich so die Antwort selbstständig erschließen. Klickt der Spieler auf den Button „weeterspielen“ (nicht abgebildet), so schließen sich alle Feedback-Tafeln und die nächste Aufgabe im Spiel wird gestartet.



## 8.6 Die vier Jahreszeiten – Probleme und Potentiale

RED ist ein Browser Game geworden, das man mehr als einmal spielen kann, denn so ohne weiteres optimiert man seinen Energieverbrauch nicht, nicht einmal in einem virtuellen Haus in einer virtuellen Welt.

Aber RED lässt auch Wünsche offen. Einige davon liegen im Bereich der Computergrafik. Die virtuellen Welten werden immer realitätsnäher oder immer fantastischer, auf jeden Fall immer beeindruckender. Bei einem Spiel im Rahmen eines wissenschaftlich-technischen Projekts muss man irgendwo eine Grenze ziehen. Man könnte der virtuellen Familie in RED noch Oma und Opa wünschen, die zu Besuch kommen, oder einen kleinen, knuddeligen digitalen Hund. Da nicht auf der Hand liegt, dass man dadurch bessere Erfolge bei der Vermittlung derjenigen Inhalte, für die RED steht, erzielen könnte, sind die Großeltern und der Hund erst einmal außen vor.

Außen im wahrsten Sinne des Wortes ist das Wetter, und es stellt sich die Frage, ob man nicht in die digitale Welt von RED auch Wetter hereinholen könnte und sollte, und wenn schon nicht Wetter, dann wenigstens Jahreszeiten. Für die Auseinandersetzung mit Fragen der Energieeffizienz sind die Jahreszeiten relevant. RED sollte also möglichst derart erweitert werden, dass im virtuellen Draußen auch Winter sein kann. Das würde erlauben, dem Spielerleben neue Dimensionen zu verleihen.

Bei genauerer Betrachtung dieser Idee werden Konsequenzen klar. Wenn es im virtuellen Draußen schneit, sollten die Avatare in RED auch andere Kleidung tragen. Wenn sie aber andere Kleidungsstücke in die Waschmaschine tun, ist mit anderen Waschprogrammen zu rechnen und RED braucht eine umfassendere Datenbasis. Der Ausbau klingt verlockend.

Summa summarum wird deutlich, dass RED noch sehr viel Potential hat und die Ausführung von Erweiterungen und Ergänzungen neue Lerneffekte und eine höhere Attraktivität des Projekts als Ganzes verspricht.

## Danksagung

Unser Dank gilt Daniel Brosche, Susanne Friedemann, Katharina Meier und Stefan Sachse. Sie haben dem Projekt wichtige Impulse gegeben und durch ihr großes Engagement ganz entscheidend zum Projekterfolg beigetragen.

## 8.7 Literatur

Behrmann, M. (2011). Game Development and Digital Growth. 2nd edition of EGDF policy paper on the future of Framework programme 2011. *European Games Developer Federation (EGDF)*, Retrieved December 20, 2011 Website: <http://www.egdf.eu/publications/>

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Breitbandatlas, Retrieved July 20, 2011, ZUKUNFT BREITBAND für eine flächendeckende Breitbandversorgung. Website: <http://www.zukunft-breitband.de/BBA/Navigation/Breitbandatlas/breitbandsuche.html>

Fick, M. (2010). *Lessing-Handbuch: Leben - Werk - Wirkung* (3., neu bearb. und erw.). Stuttgart, Weimar: Metzler.

Friedemann, S. (2011). *User Experience bei Casual Games : formative Evaluation des Serious Games RED unter Berücksichtigung von Identifikations- und Usability-Aspekten*. Diplomarbeit an der Technischen Universität Ilmenau. Website: <http://www.gbv.de/dms/ilmenau/abs/682194522fried.txt>.

Hansmann, R.; Heske, S.; Tietje, O., & Scholz, R. (2002). Internet-basierte Umweltbildung: Eine experimentelle Studie zur Anwendung des Online-Simulationsspiels SimUlme im Schulunterricht. *Schweizerische Zeitschrift für Bildungswissenschaften* 24(1), S. 129-148.

Heeter, C. (1989). Implications of Interactivity for Communication Research. In J. L. Salvaggio (Ed.), *Media use in the information age. Emerging patterns of adoption and consumer use*. Hillsdale: Erlbaum.

- Jantke, K. P. (2011). Potenziale und Grenzen des spielerischen Lernens. In: Metz, M./Theis, F. (Hg.): *Digitale Lernwelt – Serious Games. Einsatz in der beruflichen Weiterbildung*. Bielefeld: wbv, 2011, S. 77–84.
- Jantke, K. P., & Knauf, R. (2005). Didactic Design through Storyboarding: Standard Concepts for Standard Tools. In Beate R. et al (Ed.), *Proceedings of the 4th International Symposium on Information and Communication Technologies* (pp. 20–25). Trinity College Dublin, Ireland: Computer Science Press.
- Jensen, J. F. (2008). The concept of interactivity - revisited: four new typologies for a new media landscape. In UXTV '08, *Proceeding of the 1st international conference on Designing interactive user experiences for TV and video* (pp. 129-132). New York, NY, USA: ACM.
- Kruse, L. (2007). Nachhaltigkeitskommunikation und mehr: die Perspektive der Psychologie. In G. Michelsen, & J. Godemann (Eds.), *Handbuch Nachhaltigkeitskommunikation. Grundlagen und Praxis* (2nd ed., pp. 109–121). München: Oekom-Verl.
- Laurel, B. (1993). *Computers as theatre*. Boston: Addison-Wesley.
- Maletzke, G. (1964). *Grundbegriffe der Massenkommunikation unter besonderer Berücksichtigung des Fernsehens*. München: Institut für Film und Bild in Wissenschaft und Unterricht.
- Malone, T. W. (1981). Toward a Theory of Intrinsically Motivating Instruction. *Cognitive Science*, vol. 4, pp. 333–369.
- Meyer, H. (1994, c1987). *Unterrichtsmethoden* (6th ed.). Frankfurt am Main: Cornelsen Scriptor.
- Nagl, M. (2011). *Game-Assisted E-Learning in der Umweltbildung: Umsetzung eines spielbasierten Lernszenarios und empirische Untersuchung zu den Möglichkeiten und Grenzen der Umweltbildung*. Boizenburg: vwh.

Quandt, T., Festl, R., & Scharnow, M. (2011). Digitales Spielen - Medienunterhaltung im Mainstream: GameStat 2011: Repräsentativbefragung zum Spielen in Deutschland. In *Media Perspektiven* (pp. 414–422).

Rafaeli, S., & Ariel, Y. (2009). Assessing interactivity in computer-mediated research. In A. N. Joinson (Ed.), *The Oxford handbook of Internet psychology* (pp. 71–88). Oxford: Oxford Univ. Press.

Ritterfeld, U.; Cody, M., & Vorderer, P. (2009). *Serious Games: Mechanisms and Effects*. New York: Routledge Chapman & Hall.

Ryan, M.-L. (2008). Interactive Narrative, Plot Types, and Interpersonal Relations. In U. Spierling & N. Szilas (Eds.), Springer. *Interactive storytelling. First Joint International Conference on Interactive Digital Storytelling, ICIDS 2008, Erfurt, Germany, November 26 - 29, 2008* ; (pp. 6–13). Berlin: Springer.

Schack, K. (2004). Umweltkommunikation als Theorielandschaft: Eine qualitative Studie über Grundorientierungen, Differenzen und Theoriebezüge der Umweltkommunikation (2. Aufl., Vol. 5). *Hochschulschriften zur Nachhaltigkeit*, 5. München: Ökom-Verl. (Univ., Diss.--Marburg.).

Schack, K. (2007). Informationsverhalten in Umweltschutz und Nachhaltigkeit. In G. Michelsen & J. Godemann (Eds.), *Handbuch Nachhaltigkeitskommunikation: Grundlagen und Praxis* (2nd ed., pp. 243–251). München: Oekom-Verl.

Stern, A. (2008). Embracing the Combinatorial Explosion: A Brief Prescription for Interactive Story R&D. In U. Spierling & N. Szilas (Eds.), Springer. *Interactive storytelling. First Joint International Conference on Interactive Digital Storytelling, ICIDS 2008, Erfurt, Germany, November 26 - 29, 2008* ; (pp. 1–5). Berlin: Springer.

## **9 Smart Metering – Einschätzung des Themas durch die Stadtwerke Ilmenau GmbH**

### ***Mike Ifland zusammen mit Vertretern der Stadtwerke Ilmenau GmbH***

Die Stadtwerke Ilmenau GmbH (SWI) waren als Projektpartner unmittelbar an der Durchführung des RESIDENS-Feldversuchs beteiligt. Ihre Aufgabe bestand zunächst darin, die Auswahl freiwilliger Teilnehmer zu bestätigen und anschließend die Installation der Messsysteme vor Ort sowie der Sekundärtechnik wie beispielsweise der Datenkonzentratoren in den Ortsnetzstationen zu übernehmen. Weiterhin entwickelten die SWI den flexiblen Tarif und stellten die Abrechnung der Kunden sicher. Dieses Kapitel präsentiert ein Interview mit der Geschäftsführung der SWI sowie den Verantwortlichen der operativen Bereiche, deren Zielstellung es war, die Erfahrungen mit intelligentem Messwesen und die daraus entstehenden künftigen Anforderungen aus Sicht eines kommunalen Energieversorgers darzustellen.

#### **Der Begriff Smart Metering ist ja nicht so klar definiert wie man sich das wünschen würde. Was verbinden die Stadtwerke Ilmenau mit dem Thema Smart Metering?**

Smart Metering bedeutet aus unserer Sicht zunächst, dass der Kunde über einen Stromzähler verfügt, der durch sein elektronisches Zählwerk mehr Möglichkeiten bietet als der bisher übliche Ferraris-Zähler. So kann beispielsweise die Momentanleistung dargestellt werden oder auch was in den vergangenen Stunden, Tagen oder Wochen verbraucht wurde. So lassen sich z.B. Vergleiche zwischen aktuellen und vergangenen Zeitintervallen anstellen.

**Wie wichtig ist der Aspekt der Fernauslese für die Stadtwerke Ilmenau?**

Nun, häufig wird vermittelt, dass Smart Metering und Zählerfernauslesung ein und dasselbe sind. Das stimmt so jedoch nicht. Einige Geräte sind in der Lage, die gesammelten Messwerte automatisch zu versenden, allerdings ist das aus unserer Sicht nur eine Funktion von vielen. In der Hauptsache geht es uns darum, dem Kunden darzustellen, wann er wie viel verbraucht hat.

**Welchen Nutzen erhoffen Sie sich von Smart Metering für Ihr Unternehmen?**

Mit einem Zähler, der Informationen wie z.B. den Leistungsverlauf bereitstellen kann, kann handelsseitig der Einkauf von Strom optimiert werden. Auch die Analyse der Netzqualität wäre natürlich von Vorteil für unsere Betriebsführung. Man könnte mit den Geräten die Spannung überwachen oder auch Leistungsflussberechnungen anstellen, um zu kontrollieren, ob alle Betriebsmittel wie Transformatoren oder Kabel im Rahmen der zulässigen Parameter belastet werden.

**Wie organisieren die Stadtwerke Ilmenau den Übergang von der klassischen Zählerfernauslese hin zu Smart Metering?**

Die klassische Registrierende Lastgang-Messung (RLM) ist historisch bedingt: In der Vergangenheit wurde jeder Kunde, der Leistungen ab 30kW bezieht, mit RLM bilanziert. Anfänglich erfolgte die Auslesung einmal im Monat mit Hilfe von mobilen Datenerfassungsgeräten, seit Mitte der 1990er Jahre dann mit Hilfe fernauslesbarer Geräte. Mit Beginn der Liberalisierung wurde die Grenze von 30kW im Prinzip übernommen. Jetzt sind 100.000kWh Jahresarbeit als Grenze im Gesetz festgeschrieben und man geht davon aus, dass jeder, der diese Menge an Energie verbraucht, auch die 30kW überschreitet. Dabei hat diese Form der Auslesung ein abrechnungstechnisches Ziel, nämlich die Bestimmung von Leistungs- und Arbeitspreis. Für den Arbeitspreis muss die Gesamtmenge der übertragenen

Energie erfasst werden. Weiterhin muss die Leistung gemessen werden, da sich der Leistungspreis ja über die höchste bezogene Leistung, die Jahreshöchstlast, errechnet, übrigens nicht erst seit der Liberalisierung des deutschen Energiemarkts. Wir haben vor der Liberalisierung in Ilmenau ca. 100 Zähler fernausgelesen um den Lastgang zu bekommen. Der eigentliche Schritt von der reinen Summenwerterfassung hin zur Lastgangmessung erfolgte zwischen 1997 und 1998 – zunächst über analoge Modems, später auch über die mobile GSM-Variante. GSM kam überall da zum Einsatz, wo der Kunde keine sichere leitungsgebundene Verbindung stellen konnte oder wollte.

**Was sind aus Sicht der Stadtwerke Ilmenau die wesentlichen Gründe dafür, dass Smart Metering in Deutschland eingeführt werden soll?**

Die Diskussion zu Smart Metering wurde sicher mit der Energieeffizienzdebatte und damit vor allem durch die Meseberger Beschlüsse nach Deutschland getragen. Somit ist ein großer Teil des Ganzen sicherlich politisch erwachsen. Aber auch die Zählerhersteller werden zu der Debatte beigetragen haben. Diese Unternehmen haben vorher einen gesättigten Markt mit Geräten bewirtschaftet, die eine Haltbarkeit von mehr als 30 Jahren haben. Natürlich wurde durch die Einführung von Smart Metering ein vollkommen neuer Markt generiert mit Geschäftsmodellen, die nun den Fokus auf Verbraucher- oder Netzseite haben.

**Wann begannen die Stadtwerke Ilmenau mit Smart Metering?**

Wir haben die ersten Erfahrungen mit Smart Metering im Zusammenhang mit dem RESIDENS-Projekt gesammelt. Wir betreiben die Zähler mittlerweile seit Anfang 2010.

**Wie erfolgte die Einführung der Smart Meter – Technologie im Netz der Stadtwerke Ilmenau? Welche Probleme sind dabei aufgetreten?**

Für uns war die Installation der neuen Technik natürlich eine Herausforderung. Allerdings haben wir einen großen Teil der Arbeiten nicht selbst geleistet. Die Einrichtung des Energiedaten-Managementsystems, die Auslesung der Daten sowie die Installation der Backend-Technik war ja Aufgabe der Kollegen der Fraunhofer-Gesellschaft. Wir waren hauptsächlich mit Installation und Betrieb der Zähler beschäftigt, sowie mit der Bearbeitung und Abrechnung der Daten, die von Fraunhofer eingesammelt und aufbereitet wurden. Diese wurden dann von uns zur Abrechnung gegenüber den Kunden verwendet. Wir standen also gewissermaßen am Anfang und am Ende des Prozesses.

Natürlich steckte der Teufel im Detail, die Umstellung war schwieriger, aufwändiger und komplizierter, als wir uns das gedacht hatten. Ein Grund dafür war, dass wir von Anfang an zwei verschiedene Zählertypen verwendet haben: jeder mit einer eigenen Art zu kommunizieren, eigenen Funktionen, eigenen Problemen. Schwierig war am Anfang auch die Abrechnung der Teilnehmer. Das vorhandene Abrechnungssystem war zunächst nicht in der Lage, einen komplexen Tarif mit mehreren Tarifstufen abzurechnen. Wir haben mehrere Lösungen versucht, das ganze ohne großen Programmieraufwand zu bewerkstelligen. Aber keines der uns derzeit bekannten Abrechnungssysteme ist in der Lage, Tarife, die vielfältiger sind als das klassische Hochtarif-/Niedertarif-System, zu verarbeiten. Wenn man sich nun allerdings den Aufwand, den wir mit den 200 Zählern hatten, hochrechnet auf einen Rollout von 20.000 Zählern, dann müssten wir diverse Leute mit entsprechender Sachkenntnis neu einstellen. Allerdings geben wir aktuell lediglich 2€ pro Jahr und Zähler zur Ablesung aus; daran wird deutlich, dass die Technik derzeit nicht marktfähig ist.



**Bei Smart Metering handelt es sich ja um eine tiefgreifende Entwicklung von ehemals mechanischen Zählwerken hin zu vollständig digitalisierter Technik. Was waren die größten technischen Herausforderungen, die es zu meistern galt?**

Die technischen Herausforderungen waren immens. Der Hersteller von GPRS-Zählern macht sich das Ganze relativ einfach. Er stellt Zähler, Modem und Antenne bereit und überlässt unseren Technikern den Einbau. Leider werden die Zähler nicht auf dem Dachboden installiert, sondern im Keller, abgeschottet durch eine Menge Beton. Wir hatten bei dem GPRS-Zählern teilweise große Probleme, genügend Empfang zu bekommen.

Den Powerline- bzw. PLC-Zählern wiederum machte die Kundenauswahl zu schaffen: Die Kommunikationsmodule der Geräte haben im Netz eine begrenzte Reichweite. Zwar können sie sich gegenseitig im Netz durch eine eingebaute Repeaterfunktion unterstützen, jedoch müssen sie dafür nah genug beieinander installiert sein. Durch die Kundenauswahl der Projektpartner waren die Zähler ziemlich weit verstreut, so dass wir zusätzliche Zähler einfach als Repeater einbauen mussten, um die Messwerte von allen zu empfangen. Und selbst wenn wir flächendeckend Powerline-Zähler einsetzen würden, wäre nicht sichergestellt, dass wir in entsprechender Zeit alle Messwerte bekommen würden, da es Bereiche im Netz gibt, in denen aus unbekanntem Gründen überhaupt keine Kommunikation möglich ist.

Ein weiteres Problem war, dass bei einem Mieterwechsel der nachfolgende Mieter den Zähler des vorherigen Mieters nicht übernehmen kann. Das Gerät kann den Lastgang des alten Mieters nicht von dem des neuen trennen. Das bedeutet, der neue Mieter würde Zugang zu den persönlichen Verbrauchsinformationen des vorherigen Mieters erhalten, was natürlich aus Gründen des Datenschutzes vollkommen ausgeschlossen werden muss.

**Wie haben die am Feldversuch teilnehmenden Stromkunden auf die plötzlichen Veränderungen reagiert? Stößt das Thema auf Interesse?**

Wir haben festgestellt, dass es beim Wechsel zwischen den einzelnen Tarifstufen tatsächlich zu Lastspitzen kommt, was bedeutet, dass die Teilnehmer sich nach dem Tarif richten. Abends um neun trat eine Art Rucksack-Effekt auf, was darauf hindeutete, dass die Projektteilnehmer mit dem Benutzen der Waschmaschine oder des Trockners bis zu Beginn der Niedertarifstufe warteten. Auch Freitagnachmittag war dieser Effekt zu beobachten. In jedem Fall waren die Teilnehmer zufrieden. Es gab 10% die sich richtig für die Thematik interessieren, die kommen dann beispielsweise ins Servicezentrum und vergleichen ihre Verbrauchswerte. Es gab einige, die gefragt haben, wie es weitergeht, und ob sie den Tarif behalten können. Die zwei Abrechnungen, die wir gemacht haben, haben gezeigt, dass sich das Verhalten extrem geändert hat. In den ersten drei Monaten haben wir kaum eine Reaktion wahrgenommen, erst danach schienen sich die Leute daran gewöhnt zu haben. In den folgenden Monaten wurde die Anpassung stärker, wir nehmen an, dass die Projektteilnehmer eine Eingewöhnungsphase gebraucht haben.

**Das bedeutet dann natürlich auch, dass man den Tarif nicht wöchentlich oder sogar täglich wechseln kann, wie das von einigen Fachleuten vorgeschlagen wird?**

Nein, ganz und gar nicht. Nach unserem Eindruck sinkt die Motivation zur Teilnahme, je häufiger der Tarif wechselt.

**Wie kann die Angst der Kunden, zum „gläsernen Bürger“ zu werden, gemindert werden und was wäre aus Ihrer Sicht eine tragfähig Lösung für Smart Metering in der Zukunft?**

Zunächst haben wir durchaus Verständnis für die Ängste der Bürger, dass mit Hilfe von Verbrauchsinformationen auf Gewohnheiten und Verhaltensweisen der Haushaltsmitglieder geschlossen wird und mit Hilfe dieser Informationen beispielsweise Einbrüche erleichtert werden. Daher

wäre es aus unserer Sicht das Wichtigste, dass die Lastgänge des Kunden dessen Haus nicht verlassen. Das würde bedeuten, wir bilden zwei abgeschlossene Bereiche, jeder mit intelligenter Technik versehen: Zum einen der private Haushalt mit seinen Verbrauchern und zum anderen der Bereich Handel, ebenfalls intelligent vernetzt. Der Verbraucher verfügt über einen elektronischen Zähler, der ihm genaue Verbrauchsinformationen zur Verfügung stellen kann und der über jeweils ein Zählerregister pro Tarifstufe verfügt. Weiterhin verfügt der Kunde über eine Steuereinheit, die in Abhängigkeit des Preises die im Haus verfügbaren Verbraucher bzw. Geräte steuern kann. Der Versorger benötigt dann lediglich die Summeninformation aus den einzelnen Registern und kann damit die Abrechnung durchführen. Das würde bedeuten, es verlassen keine Informationen das Haus, die nicht unmittelbar zu Abrechnung relevant sind.

## 10 Verzeichnis der Autorinnen und Autoren

Arlt, Dorothee, Dipl.-Medienwiss., wissenschaftliche Mitarbeiterin am Fachgebiet Empirische Medienforschung und politische Kommunikation an der Technischen Universität Ilmenau.

E-Mail: dorothee.arlt@tu-ilmenau.de

Bretschneider, Peter, Dr.-Ing., Stellv. Leiter des Fraunhofer-Anwendungszentrum Systemtechnik AST, Leiter der Abteilung Energie

E-Mail: peter.bretschneider@iosb-ast.fraunhofer.de

Döring, Nicola, Prof. Dr., Leiterin des Fachgebiets Medienpsychologie und Medienkonzeption an der Technischen Universität Ilmenau.

E-Mail: nicola.doering@tu-ilmenau.de

Exner, Nadine, Dipl.-Psych., wissenschaftliche Mitarbeiterin am Fachgebiet Medienpsychologie und Medienkonzeption an der Technischen Universität Ilmenau.

E-Mail: nadine.exner@tu-ilmenau.de

Gaudl, Swen, Dipl.-Inf., wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Kindermedien am Fraunhofer-Institut für Digitale Medientechnologie IDMT in Erfurt bis 2012, seitdem Promotionsstudium an der University of Bath (UK).

E-Mail: s.e.gaudl@bath.ac.uk

Hoppe, Imke, Dipl.-Medienwiss., stellv. Leiterin der Abteilung Kindermedien am Fraunhofer-Institut für Digitale Medientechnologie IDMT in Erfurt bis 2012, seitdem wissenschaftliche Mitarbeiterin am Fachgebiet Empirische Medienforschung und politische Kommunikation an der Technischen Universität Ilmenau.

E-Mail: imke.hoppe@tu-ilmenau.de

Ifland, Mike, Dipl.-Ing., wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Elektrische Energieversorgung an der Technischen Universität Ilmenau.  
E-Mail: mike.ifland@tu-ilmenau.de

Jantke, Klaus P., Prof. Dr., Leiter der Abteilung Kindermedien am Fraunhofer-Institut für Digitale Medientechnologie IDMT in Erfurt.  
E-Mail: klaus.jantke@idmt.fraunhofer.de

Käßler, Martin, Dipl.-Medienwiss., wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie am Fraunhofer Anwendungszentrum für Systemtechnik AST in Ilmenau.  
E-Mail: martin.kaessler@iosb-ast.fraunhofer.de

Schmelzer, Knut, Ass. iur., wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaftsrecht an der Friedrich-Schiller-Universität Jena.  
E-Mail: k.schmelzer@uni-jena.de

Der Beitrag gibt ausschließlich die Auffassung des Autors sowie die am 8. März 2012 geltende Rechtslage wieder. Besonderer Dank gebührt Frau Carolin Puscher für ihre Recherche und wertvollen Denkanstöße.

Warweg, Oliver, Dipl.-Wirtsch.-Inf., wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie am Fraunhofer Anwendungszentrum für Systemtechnik AST in Ilmenau.  
E-Mail: oliver.warweg@iosb-ast.fraunhofer.de

Westermann, Dirk, Prof. Dr., Leiter des Fachgebiets Elektrische Energieversorgung an der Technischen Universität Ilmenau.  
E-Mail: dirk.westermann@tu-ilmenau.de

Wolling, Jens, Prof. Dr., Leiter des Fachgebiets Empirische Medienforschung und politische Kommunikation an der Technischen Universität Ilmenau.  
E-Mail: jens.wolling@tu-ilmenau.de